



**Акционерное общество  
«Научный центр ВостНИИ по промышленной  
и экологической безопасности  
в горной отрасли»  
(АО «НЦ ВостНИИ» )**

**Заказчик – АО «Шахта «Большевик»**

**Проектная документация  
«Проект доработки запасов пласта 29а Байдаевского  
месторождения Кузбасса в технических границах  
шахты «Большевик»**

**Раздел 6. Технологические решения**

**Книга 2.1. Проект дегазации  
(Текстовая и графическая части)**

**Том 6.1.2**

**Шифр 25019-НЦ-ПД**



Акционерное общество  
«Научный центр ВостНИИ по промышленной  
и экологической безопасности  
в горной отрасли»  
( АО «НЦ ВостНИИ» )

Членство в СРО А «САПЗС» с 12.08.2009 г. (рег. номер П-007-004205143102-0003)

Заказчик – АО «Шахта «Большевик»

Проектная документация  
«Проект доработки запасов пласта 29а Байдаевского  
месторождения Кузбасса в технических границах  
шахты «Большевик»

Раздел 6. Технологические решения

Книга 2.1. Проект дегазации

(Текстовая и графическая части)

Том 6.1.2

Шифр 25019-НЦ-ПД

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Генеральный директор

Главный инженер проекта



О. В. Тайлаков

А. В. Гапонов

Кемерово 2023

## СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Состав проектной документации представлен в книге 25019-НЦ-ПЗ1.1-СПД Раздела 1.



## ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИСПОЛНИТЕЛЕ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

Проектная документация *«Проект доработки запасов пласта 29а Байдаевского месторождения Кузбасса в технических границах шахты «Большевик»* разработана на основании решения собственника об увеличении производственной мощности угледобывающего предприятия (шахты угольной) и определении технических решений по развитию горных работ на долгосрочную перспективу. Проектные решения принимались в соответствии с техническим заданием на проектирование (25019-НЦ от 07.02.2023 г.), утвержденным директором АО «Шахта «Большевик».

Генеральная проектная организация (разделы горнотехнической части):

АО «НЦ ВостНИИ».

Контакты: 650002, г. Кемерово, ул. Институтская, зд.3, помещение 1.

Телефон/факс. (3842) 64-30-99 / (3842) 64-44-42 Email: [main@nc-vostnii.ru](mailto:main@nc-vostnii.ru).

Членство в СРО А «САПЗС» (рег. номер П-007-004205143102-0003), сайт <https://sro-zapsibpro.ru>).

Главный инженер проекта Гапонов Александр Владимирович включен в Национальный реестр специалистов в области инженерных изысканий и архитектурно-строительного проектирования (номер в реестре П-039897).

Проектная организация-соисполнитель (разделы организации поверхностного комплекса, охраны окружающей среды):

ООО «ИК ЦентрПроект».

Контакты: 650002, г. Кемерово, ул. Институтская, д.1, оф. 310.

Телефон/факс. 8 (3842) 67-07-14, 8(923) 482-22-23, E-mail: [office@cpe-llc.ru](mailto:office@cpe-llc.ru)

Членство в СРО «Ассоциация профессиональных проектировщиков Сибири» (регистрационный номер 096, сайт <http://www.apps54.ru>).

Главный инженер проекта Тихонов Алексей Олегович включен в Национальный реестр специалистов в области инженерных изысканий и архитектурно-строительного проектирования (номер в реестре ПИ-151476).

Комплекс инженерных изысканий выполнен:

ООО «ЦЕНТР ИЗЫСКАНИЙ».

Контакты: 650002, г. Кемерово, ул. Институтская, д.1, оф. 310.

Телефон/факс. 8 (3842) 44-65-52, E-mail: [LLC.SC@mail.ru](mailto:LLC.SC@mail.ru).

Членство в СРО Ассоциация проектировщиков «СтройПроект» (регистрационный номер



СРО-П-170-16032012, сайт <http://www.sroproject.ru>).

Членство в СРО Ассоциация инженеров-изыскателей «СтройИзыскания»  
(регистрационный номер СРО-И-033-16032012, сайт <http://www.sroiz.ru>).

Директор ООО «ЦЕНТР ИЗЫСКАНИЙ» Соболев Алексей Валерьевич включен в  
Национальный реестр специалистов в области инженерных изысканий и архитектурно-  
строительного проектирования (номер в реестре И-102946).



## ЗАВЕРЕНИЕ

### О СООТВЕТСТВИИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАМ, ПРАВИЛАМ И ТРЕБОВАНИЯМ ОРГАНОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО НАДЗОРА

Проектная документация *«Проект доработки запасов пласта 29а Байдаевского месторождения Кузбасса в технических границах шахты «Большевик»* разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, техническими регламентами, в том числе федеральный закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «О безопасности зданий и сооружений», федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «О требованиях пожарной безопасности», и с соблюдением выданных технических условий, требованиями действующих государственных норм, правил, стандартов и требованиями, выданными органами государственного надзора и заинтересованными организациями.

Принятые проектные решения соответствуют требованиям законодательства Российской Федерации – федеральным законам «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О недрах», «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и другим.

Принятые проектные решения исключают выборочную отработку запасов и обеспечивают рациональное недропользование при соблюдении установленных параметров технологических процессов и выполнении заложенных мероприятий.

**Главный инженер проекта**

идентификационный номер П-039897 от 01.11.2017  
в национальном реестре специалистов НОПРИЗ



**А. В. Гапонов**



## СОДЕРЖАНИЕ

№ раздела	Наименование частей и разделов	Стр.
	<b>СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ</b>	2
	<b>ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИСПОЛНИТЕЛЕ ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ РАБОТ</b>	3
	<b>ЗАВЕРЕНИЕ О СООТВЕТСТВИИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАМ, ПРАВИЛАМ И ТРЕБОВАНИЯМ ОРГАНОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО НАДЗОРА</b>	5
	<b>СОДЕРЖАНИЕ</b>	6
	<b>ПЕРЕЧЕНЬ ЧЕРТЕЖЕЙ</b>	8
	<b>СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ</b>	9
	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	10
<b>1</b>	<b>ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ</b>	12
<b>2</b>	<b>ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ШАХТНОГО ПОЛЯ</b>	15
2.1	Общие сведения и природные условия	-
2.2	Геологическая изученность шахтного поля	20
2.3	Оценка сложности геологического строения шахтного поля	23
2.3.1	Стратиграфия и литология	-
2.3.2	Тектоника	25
2.3.3	Оценка сложности геологического строения шахтного поля	28
2.3.4	Характеристика угольных пластов	29
2.4	Гидрогеологические условия	33
2.5	Характеристика полезного ископаемого	35
2.5.1	Теплота сгорания, элементный состав углей, содержание серы и фосфора	-
2.5.2	Петрографический состав и метаморфизм углей	36
2.5.3	Марочный состав углей. Зона негодного и окисленного угля	37
2.5.4	Зольность и обогатимость углей	40
2.6	Попутные полезные ископаемые и полезные компоненты	42
2.7	Отходы производства	-
2.8	Горно-геологические условия эксплуатации	-
2.8.1	Физико-механические свойства горных пород	43
2.8.2	Газоносность	46
2.8.3	Выбросоопасность и удароопасность	49
2.8.4	Взрывоопасность угольной пыли, силикозоопасность пород	50
2.8.5	Склонность углей к самовозгоранию	-
2.9	Граница и запасы шахтного поля	51
2.9.1	Границы шахтного поля	-
2.9.2	Запасы шахтного поля	52
<b>3</b>	<b>ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕГАЗАЦИИ РАЗРАБАТЫВАЕМОГО ПЛАСТА И ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА</b>	58
3.1	Расчет ожидаемого метановыделения из разрабатываемого пласта	-
3.2	Расчет метановыделения в выработанное пространство выемочных участков	63
3.2.1	Расчет метановыделения из пластов-спутников	-
3.2.2	Расчет метановыделения из вмещающих пород	67
3.3	Расчет абсолютной газообильности выемочных участков	68
3.4	Расчет параметров проветривания выемочных участков	69
3.4.1	Расчет расхода воздуха для проветривания выемочных участков	-
3.4.2	Расчет коэффициента опасности при отработке выемочных участков	71



№ раздела	Наименование частей и разделов	Стр.
<b>4</b>	<b>ТЕХНОЛОГИЯ ДЕГАЗАЦИИ РАЗРАБАТЫВАЕМОГО ПЛАСТА И ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА</b>	74
<b>4.1</b>	Схема предварительной пластовой дегазации выемочных столбов	-
<b>4.2</b>	Схема дегазации разрабатываемых пластов при проведении горных выработок	76
<b>4.3</b>	Схемы дегазации выработанного пространства	77
<b>4.3.1</b>	Схема дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемышку	78
<b>4.3.2</b>	Схема дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки	79
<b>5</b>	<b>РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ ШАХТЫ</b>	82
<b>5.1</b>	Расчет параметров предварительной дегазации выемочных столбов	-
<b>5.1.1</b>	Расчет расстояния между пластовыми дегазационными скважинами	-
<b>5.1.2</b>	Расчет метанодобываемости пластовых дегазационных скважин	86
<b>5.2</b>	Расчет параметров дегазации при проведении подготовительных выработок	87
<b>5.3</b>	Расчет параметров дегазации выработанного пространства	91
<b>5.3.1</b>	Расчет количества метановоздушной смеси, каптируемой из выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемышку	-
<b>5.3.2</b>	Расчет количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки	92
<b>5.3.3</b>	Расчет параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки	94
<b>5.4</b>	Расчет параметров дегазационной сети	100
<b>5.4.1</b>	Методика расчета вакуумной дегазационной сети	-
<b>5.4.2</b>	Расчет параметров дегазационной сети при проведении дегазации выработанного пространства при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а	103
<b>5.4.3</b>	Расчет параметров дегазационной сети при проведении дегазации выработанного пространства при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а	109
<b>6</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ РАБОТ ПО ДЕГАЗАЦИИ</b>	116
<b>6.1</b>	Требования к персоналу по обслуживанию дегазационной системы	-
<b>6.2</b>	Требования к бурению и эксплуатации дегазационных скважин	117
<b>6.3</b>	Требования к монтажу, оснащению и эксплуатации дегазационных газопроводов	124
<b>7</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ ПО ОСНАЩЕНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЕГАЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ</b>	133
	<b>ПРИЛОЖЕНИЯ:</b>	141
	<u>Приложение №1:</u> Мероприятия по предотвращению возможного возгорания метана и распространению пламени по дегазационному трубопроводу при возникновении очагов пожара в горных выработках, в которых он проложен	142
	<u>Приложение №2:</u> Список используемой нормативной литературы	145



## ПЕРЕЧЕНЬ ЧЕРТЕЖЕЙ

№ п/п	Наименование чертежа	Номера чертежей	
		изготовленных	примененных
1	Выкопировка с плана горных работ по пласту 29а с указанием дегазационных скважин и дегазационного трубопровода при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а (М 1:5000)	25019-НЦ-214-1-ТХ	
2	Выкопировка с плана горных работ по пласту 29а с указанием дегазационных скважин и дегазационного трубопровода при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а (М 1:5000)	25019-НЦ-214-2-ТХ	
3	Выкопировка с плана горных работ по пласту 30 с указанием дегазационных скважин и дегазационного трубопровода при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а (М 1:5000)	25019-НЦ-214-3-ТХ	
4	Геологический разрез по 53 р.л.		25019-НЦ-1пр
5	Геологический разрез по 25 р.л.		25019-НЦ-2пр



## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Фамилия И.О.	Подпись
Заведующий лабораторией	Тимошенко А.М.	
Научный сотрудник	Баранова М.Н.	
Научный сотрудник	Батин Р.С.	
Научный сотрудник	Тимошенко И.А.	



## ВВЕДЕНИЕ

Настоящая документация разработана для следующих периодов ведения горных работ в соответствии с календарным планом развития добычи:

1 период – отработка выемочного участка 29-61 пласта 29а;

2 период – отработка выемочного участка 29-66 пласта 29а.

В «Техническом перевооружении ...» произведены расчеты ожидаемого метановыделения из разрабатываемого пласта; метановыделения в выработанное пространство выемочных участков; метановыделения из пластов-спутников; метановыделения из вмещающих пород; абсолютной газообильности выемочных участков; параметров проветривания выемочных участков; расхода воздуха для проветривания выемочных участков, коэффициента опасности при отработке выемочных участков; параметров дегазации шахты; параметров предварительной дегазации выемочных столбов; расстояния между пластовыми дегазационными скважинами; метанодобываемости пластовых дегазационных скважин; параметров дегазации при проведении подготовительных выработок; параметров дегазации выработанного пространства; количества метановоздушной смеси, каптируемой из выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку; количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки; параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки; параметров дегазационной сети; методика расчета вакуумной дегазационной сети; параметров дегазационной сети при проведении дегазации выработанного пространства при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а; параметров дегазационной сети при проведении дегазации выработанного пространства при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а.

В «Техническом перевооружении...» приведены схемы предварительной пластовой дегазации выемочных столбов; дегазации разрабатываемых пластов при проведении горных выработок; дегазации выработанного пространства; дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку; дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки.

Также приведены требования к персоналу по обслуживанию дегазационной системы; к бурению и эксплуатации дегазационных скважин; к монтажу, оснащению и эксплуатации дегазационных газопроводов; к оснащению и эксплуатации дегазационной установки; «Мероприятия по предотвращению возможного возгорания метана и распространению пламени по дегазационному трубопроводу при возникновении очагов пожара в горных выработках, в которых он проложен»; произведен выбор вакуум-насосов.



Настоящим «Техническим перевооружением ...» предусматривается использование наземной дегазационной установки (НДУ).

В соответствии с проектной документацией «Дегазация ООО «Холдинг Сибуглемет» ОАО «Шахта «Большевик», разработанной ОАО «НЦ ВостНИИ» в 2010 г предусмотрено строительство дегазационной установки, оборудованной водокольцевыми вакуум-насосами RVS-60. «Документацией на техническое перевооружение опасного производственного объекта «Дополнение к «Проектной документации дегазация ООО «Холдинг Сибуглемет» ОАО «Шахта «Большевик», разработанной ООО «Научно-проектный центр ВостНИИ» в 2015 г предусмотрена модернизации дегазационной установки. Настоящей «Техническим перевооружением ...» не предусматривается строительство или модернизация существующей дегазационной установки, решения принятые в ранее выполненной документации остаются без изменения.

Изменение принятых в настоящем «Техническим перевооружением...» технических решений не допускается. При необходимости внесения изменений – разрабатывается новая проектная документация, подлежащая экспертизе промышленной безопасности.



## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Эксплуатация дегазационной системы на выемочном участке или при проведении подготовительных выработок осуществляется в соответствии с разделом «Дегазация» «Документации по ведению горных работ», утвержденной техническим руководителем (главным инженером) шахты, с учетом настоящей документации.

2. Виды и объемы работ по дегазации шахты и выемочных полей разрабатываются при подготовке к рассмотрению годовых планов развития горных работ и утверждаются техническим руководителем (главным инженером) шахты.

3. В случае повышения метанообильности горных выработок (при проектных параметрах вентиляции и расчетной нагрузке на лаву) корректируются параметры дегазации в разделе «Дегазация», являющемся составной частью «Документации по ведению горных работ». Корректируются в первую очередь параметры способа дегазации, оказывающие существенное влияние на снижение метанообильности выработок. Корректировка параметров скважин проводится в срок не более одной недели.

4. Прием в эксплуатацию дегазационной системы проводится комиссией, назначаемой руководителем организации-заказчика, с участием подрядной организации, осуществлявшей бурение дегазационных скважин и монтаж дегазационных газопроводов в порядке, установленном в организации-заказчике. В случае, если бурение дегазационных скважин осуществляется своими силами, приемка дегазационной системы осуществляется специалистами шахты.

5. Сдача в эксплуатацию горизонтов, блоков и выемочного поля шахты, в пределах которых предусмотрено применение дегазации, проводится после выполнения всех работ по монтажу дегазационной системы, а приемка в эксплуатацию выемочного участка и подготовительных забоев – при функционирующей на них дегазационной системе.

6. Работа дегазационной системы на шахте в аварийной ситуации осуществляется в соответствии с планом ликвидации аварий.

7. Решение о прекращении дегазации на выемочном участке или в подготовительной выработке принимается главным инженером шахты.

8. Контроль безопасности и качества выполнения работ по дегазации на шахте возлагается на службу производственного контроля и включает:

- периодичность и объем проводимых проверок;
- меры, принимаемые по устранению выявленных нарушений;
- анализ причин допущенных нарушений в целях их устранения и предупреждения;
- оценку эффективности дегазации;



- проверку деятельности подразделений шахты по обеспечению ими условий для соблюдения на рабочих местах требований «Инструкции по аэрологической безопасности угольных шахт» и других нормативных документов в области промышленной безопасности.

9. В организации – АО «Шахта «Большевик», осуществляющей эксплуатацию дегазационной системы, бурение дегазационных скважин, монтаж дегазационных трубопроводов и пусконаладочные работы дегазационного оборудования, разрабатываются мероприятия по безопасному ведению дегазационных работ.

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с эксплуатацией дегазационной системы, технологические инструкции и другие эксплуатационные документы, содержащие требования промышленной безопасности при эксплуатации дегазационной системы, утверждает главный инженер шахты.

Мероприятия по безопасному ведению работ при эксплуатации дегазационной системы разрабатываются с учетом требований промышленной безопасности, «Правил безопасности в угольных шахтах» и «Инструкции по аэрологической безопасности угольных шахт».

Мероприятия по безопасному ведению работ при эксплуатации дегазационной системы содержат:

- организационные и технические меры по безопасному ведению работ при бурении дегазационных скважин, при монтаже, демонтаже и производстве ремонтных работ дегазационного трубопровода, при запуске, остановке и эксплуатации вакуум-насосов;

- порядок проведения замеров метана стационарными и переносными приборами контроля при производстве дегазационных работ в горных выработках шахты;

- порядок осуществления контроля метана в зданиях и помещениях, где проложен дегазационный трубопровод или находится дегазационное оборудование;

- порядок действий персонала, выполняющего работы по дегазации и эксплуатирующего дегазационное оборудование в аварийных ситуациях (при повышении концентрации метана в атмосфере горных выработок шахты, в помещениях дегазационной установки, при аварийной остановке работающих вакуум-насосов);

- порядок действия персонала, обслуживающего дегазационную систему шахты, и режимы работы дегазационной системы при возникновении аварии в шахте и вводе в действие плана ликвидации аварий;

- меры по предотвращению возможного распространения возгораний метана в дегазационном трубопроводе при возникновении очагов пожара в горных выработках шахты;

- расстановку средств пожаротушения и противопожарного оборудования в



дегазационной установке;

- порядок действий при пожаре в зданиях дегазационной установки.



## 2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ШАХТНОГО ПОЛЯ

Настоящий «Проект доработки запасов пласта 29а Байдаевского месторождения Кузбасса в технических границах шахты «Большевик» выполнен на основании детальной разведки, результаты которой изложены в геологическом отчете «Поле шахты Антоновская (II очередь) в Байдаевском районе Кузбасса» (геологическое строение, качество и запасы каменного угля по состоянию на 01.05.1983 г.), а также по отчету «Оперативное изменение запасов угля в лежащем крыле нарушения «Зв» в контуре уточненного горного отвода участка Есаульские 3-4 (по состоянию на 01.01.2017 г.) Лицензия КЕМ 00521 ТЭ», 2017 г. ООО «Сибгеоресурс», а также материалов полученных в ходе эксплуатационных работ по пласту 29а.

Ниже приведено краткое описание разрабатываемого участка недр шахты «Большевик».

### 2.1 Общие сведения и природные условия

Акционерное общество «Шахта «Большевик» (АО «Шахта «Большевик») имеет лицензию (КЕМ 00521 ТЭ) от 27 октября 1997 года, с целью добычи каменного угля подземным способом на участках Антоновские 1-2 и Есаульские 3-4. Дата окончания действия лицензии 1 января 2014 года. В связи с окончанием срока действия лицензии КЕМ 00521 ТЭ. Департамент по недропользованию по Сибирскому федеральному округу внес изменения и дополнения в лицензию КЕМ 00521 ТЭ в части продления срока действия лицензии до 01.01.2033 г.

Шахтное поле расположено на Байдаевском каменноугольном месторождении в Байдаевском геолого-экономическом районе Кузбасса.

Шахта «Большевик» является действующим предприятием, ведущим разработку подземным способом в северо-восточной части Байдаевского каменноугольного месторождения на геологических участках Антоновских 1-2 и Есаульских 3-4 в границах лицензии на недропользование КЕМ 00521 ТЭ.

Шахтное поле состоит из двух технологических единиц – основного поля (геологический уч. Антоновский 1-2) и восточного блока (геологический уч. Есаульский 3-4).

В лицензии отсутствует сообщение о разграничении шахтного поля на основное поле и восточный блок, но приведено в «Экспертном геологическом заключении на заявку ОАО «Шахта «Большевик» и АОЗТ «ШСМУ ш. Полосухинская» об изменении горных отводов» (приложение 5 к лицензии КЕМ 00521 ТЭ), а также принято во всех действующих проектах.



В административном отношении лицензионный участок расположен на территории Новокузнецкого муниципального района и Новокузнецкого городского округа Кемеровской области.

Населенных пунктов непосредственно на территории шахтного поля нет, вблизи южной границы шахты располагаются п. Есаулка и п. Большевик, а у западной границы - город-спутник Чистогорск и д. Сидорово. Шахта связана с Новокузнецком железной и асфальтированной дорогами. От областного центра участок удален на 200 м, вблизи западной границы шахтного поля проходит железнодорожная ветка «Артышта – Томусинская» Западно-Сибирской железной дороги.

Байдаевский район экономически развит и освоен горнодобывающей промышленностью. Участок недр имеет общие границы с горными отводами: ОАО «Шахта Полосухинская» (КЕМ 13835 ТЭ), АО «Шахта Антоновская» (КЕМ 01760 ТЭ), ООО «Шахта Есаульская» (КЕМ 15356 ТЭ), действующие предприятия имеют развитую инфраструктуру см. рис. 2.1.1. Все эти шахты соединены с г. Новокузнецком железными и асфальтированными дорогами.

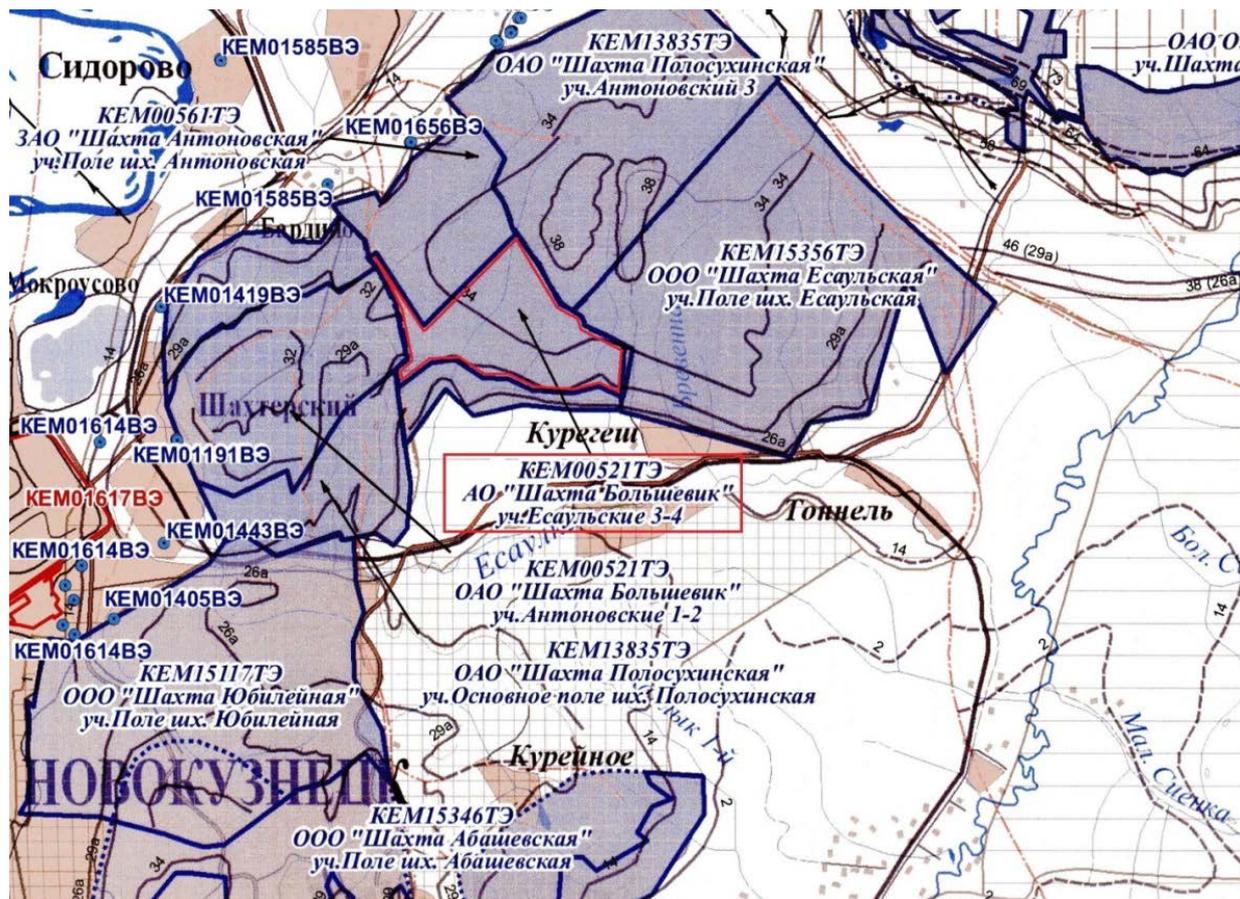


Рис.2.1.1. Схема лицензионных участков



Освоение Байдаевского месторождения активно началось в 40-60-ые годы прошлого столетия. Шахта «Большевик» является одним из старейших действующих предприятий района. Горные работы на площади нынешнего лицензионного участка были начаты артелями уже в 1932 году. Официально шахта «Большевик» была пущена в эксплуатацию в 1954 году. За 60 лет эксплуатации шахта несколько раз подвергалась реконструкции.

Отработка запасов основного поля (уч. Антоновский 1-2) продолжалась 50 лет. За годы эксплуатации основного поля разрабатывались пласты 32, 30 и 29а. Максимальный уровень добычи был, достигнут в 1999 г. и составил 1 миллион 454 тысячи тонн по горной массе.

Основное поле расположено на геологическом участке «Антоновских 1-2», а восточный блок на геологическом участке «Есаульский 3-4». Границей между участками является крупное дизъюнктивное нарушение «В<sub>1</sub>». Участки связаны между собой двумя квершлагами 19 и 20. Горные работы на основном поле были прекращены в 2004 г. в связи с отработкой всех промышленных запасов. В настоящее время основное поле ликвидировано, горные работы ведутся только в восточном блоке (уч. Есаульский 3-4).

Около южной границы шахтного поля расположены поселок Есауловка, поселок Большевик, у западной – город-спутник Чистогорск и дер. Сидорово. Вдоль южной границы проходит железнодорожная ветка Томусинская-Артышта Западно-Сибирской железной дороги. Ближайшие станции Курегешь, Есауловка, Полосухино. Вдоль железнодорожной линии построены шоссейные дороги, соединяющие город-спутник Чистогорск с г. Новокузнецком.

План поверхности, с нанесенной границей горного отвода, представлен на рис. 2.1.2.

Основным структурообразующим элементом рельефа является расположенная на правом берегу реки Томи сеть водоразделов, разделяющих долины рек Грязька, Бревенный, Солонешная, Каменушка, Плоский, впадающих в приток Томи – речку Есаулку.

Все они берут начало в северной и центральной частях района, пересекают его с севера на юг и впадают в р. Есаулку за пределами границ горного отвода.

Шахтное поле занимает водораздел между реками Томь и Есаулка, изрезанный многочисленными долинами мелких рек и их притоками. Наиболее крупной из них, которая пересекает шахтное поле, является правый приток реки Есаулка – Грязька.

Наиболее высокие отметки рельефа приурочены к восточной части поля и достигают +382,6 м (абс.) – верховье реки Солонешной, а самые низкие к пойме реки Есаулки +220,0 м.

Климат района резко-континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким жарким летом, со средними температурами января – -23,8°С, июля – +24,7°С.

Среднегодовая сумма осадков составляет 516 мм. Распределение осадков неравномерное, основная часть их (40-45 %) выпадает летом.



Господствующими направлениями ветров являются южные и юго-западные со скоростью до 17-24 м/с.

Сейсмичность района оценивается в 7 баллов.

Мощность снежного покрова изменяется от 0,3-0,5 м до 2,0-2,5 м, причем минимальная его мощность характерна для открытых водораздельных частей, южных и юго-западных склонов, а максимальная – для склонов северного и северо-восточного направлений. Промерзание почвы достигает 1,5 м.

Электроснабжение осуществляется от электрических сетей «Кузбассэнерго».



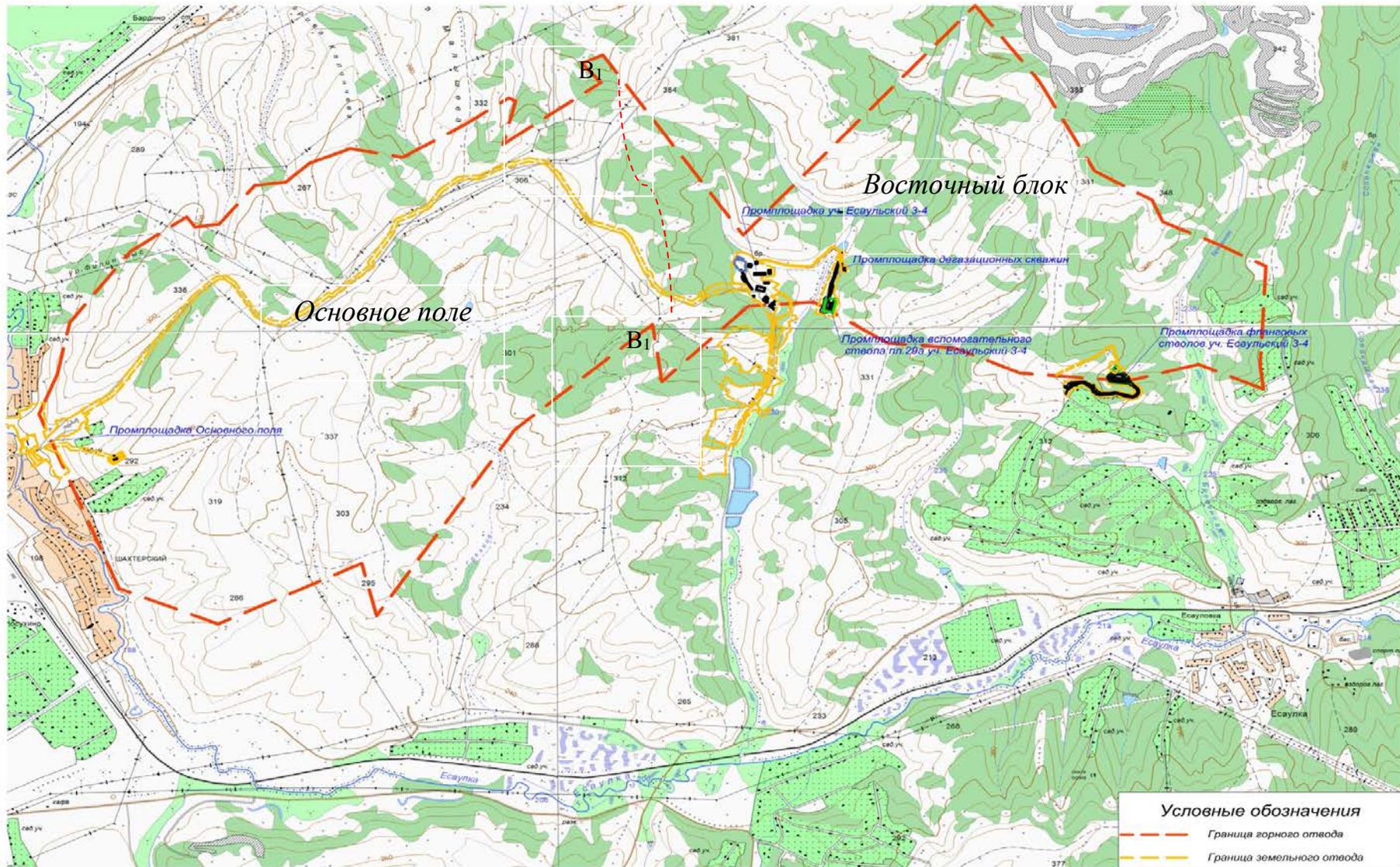


Рис.2.1.2 Ситуационный план АО «Шахта «Большевик»



## 2.2 Геологическая изученность шахтного поля

Открытие Байдаевского месторождения относится к 1931-1932 гг., в верховье реки Байдаевки были выявлены 3 пласта угля – 33, 30 и 29а. В эти же годы была начата в широком масштабе перспективная разведка, которая быстро выявила большую угленасыщенность и широкое площадное месторождение угленосных отложений.

Поисковыми работами, начатыми в 1934-35 гг., было установлено наличие угольных пластов рабочей мощности на северном продолжении Байдаевского месторождения.

Первые разработки углей на Антоновско-Есаульских участках начаты в 1935 году по двум пластам 26а и 30.

С 1948 по 1962 гг. на площади Антоновско-Есаульских участков (Антоновском 1-2, Антоновском-3, Есаульском 3-4 и Есаульском-5) были проведены разведочные работы по требованиям детальной разведки этого периода и запасы угля утверждены в ГКЗ СССР.

На участках Есаульских 3-4 детальная разведка была проведена в 1948-51 гг. до гор.  $\pm 0$  м. Запасы утверждены в 1952 году.

Разведка проводилась скважинами по разведочным линиям, ориентированным вкрест простирания угольной толщи. Расстояния между разведочными линиями составили 500-1200 м, а между скважинами в линиях 300-500 м, на крыльях синклинали уменьшались до 100-200 м.

Плотность разведочной сети скважин после проведения разведки 1948-62 гг. составила на гор. +200 м, +100 м и  $\pm 0$  м соответственно 3,6 скв./км<sup>2</sup>, 3,6 скв./км<sup>2</sup> и 2,6 скв./км<sup>2</sup>.

Участки Есаульские 3-4 от пласта 37 по пласт 26а полностью вошли в состав II очереди шахты «Антоновская».

Разведочные работы были возобновлены в 1971-1974 гг. в связи с низкой степенью разведанности.

На участках Есаульских 3-4 в 1973-1974 гг. были разбурены дополнительные разведочные линии. Расстояния между скважинами в линиях составили 250-300 м для участков с относительно спокойным залеганием угленосной толщи и 150-200 м для участков с дизъюнктивной нарушенностью.

После проведения предварительной разведки в 1971-1974 гг. была достигнута плотность разведочной сети скважин на гор. +200 м, +100 м,  $\pm 0$  м и -100 м соответственно 6,6 скв./км<sup>2</sup>, 6,6 скв./км<sup>2</sup>, 5,6 скв./км<sup>2</sup> и 3,4 скв./км<sup>2</sup>.

По материалам предварительной разведки институтом «Кузбасгипрошахт» в 1974 году было составлено ТЭО детальной разведки и освоения поля шахты «Антоновская», в котором



дано обоснование целесообразности проведения детальной разведки на Антоновско-Есаульских участках.

В 1974-1981 гг. в границах II очереди поля шахты «Антоновская» была проведена детальная разведка, результаты которой освещены в геологическом отчете *«Поле шахты Антоновская (II очередь) в Байдаевском районе Кузбасса» (геологическое строение, качество и запасы каменного угля по состоянию на 01.05.1983 г.)*, Байдаевская геологоразведочная партия, Южно-Кузбасская геологоразведочная экспедиция, Западно-Сибирское производственное геологическое объединение, г. Новокузнецк (государственный регистрационный номер 13-74-1/247).

Разведка осуществлялась вертикальными скважинами колонкового бурения и скважинами, пробуренными комплексом КГК-100 с гидротранспортом керна.

После проведения детальной разведки была достигнута плотность сети скважин от 11,6 до 16,4 кв./км<sup>2</sup>. Расстояния между линиями на крыльях брахисинклинали составили 250-400 м, а между скважинами в линии – 150-250 м, со сгущением до 50-100 м в местах развития дизъюнктивной нарушенности и в местах перехода крутого падения угольных пластов к пологому.

В период бурения скважин выполнялись геофизические исследования. Из 1608 пробуренных скважин было прокаотировано 1325.

Геофизические исследования позволили более точно определить глубину залегания угольных пластов, их строение, мощность, нарушенные интервалы и тектонические нарушения, зольность угольных пластов, физико-механические свойства горных пород, температурный режим пород и гидрогеологические условия месторождения, произвести литологическое расчленение и геологическую увязку разрезов скважин, установление синонимии угольных пластов.

Использование данных наземных геофизических исследований (дипольное электропрофилирование, магниторазведка), геофизических исследований в скважинах (акустический и радиоактивный каротаж), гидрогеофизических исследований (резистивиметрия, кавернометрия и расходомерия) позволило достоверно проследить выходы угольных пластов и интерпретировать горно-геологические условия их залегания.

Результаты геологоразведочных работ на участке Есаульские 3-4 по восточному блоку шахты «Большевик» нашли отражение в геологическом отчете *«Поле шахты Антоновская (II очередь) в Байдаевском районе Кузбасса» (1983 г.)*, материалы которого прошли государственную экспертизу. Запасы участков были утверждены протоколом ГКЗ СССР №9317 от 14.10.1983 г. и подсчитаны по кондициям, утвержденным ГКЗ СССР Протоколом №1737-к от 22.09.1982 г:



- минимальная мощность угольного пласта простого и сложного (по сумме угольных слоев и внутрипластовых породных прослоев) строения – 0,8 м;
- максимальная зольность угля по пластопересечению или принятой к подсчету его части с учетом засорения внутрипластовыми прослоями на их полную суммарную мощность – 30 %, а по единичным подсечениям до 35 %;
- запасы окисленных углей в зоне опасного ведения горных работ и запасы пластов 37а, 36, 29в и 28, не имеющие промышленного значения, не подсчитывать.

Мощность, разделяющего породного прослоя для условий раздельной отработки и подсчета запасов пласта 33 принята 0,5 м.

В 2017 году ООО «Сибгеоресурс» было выполнено *«Оперативное изменение запасов угля в лежащем крыле нарушения «Зв» в контуре уточненного горного отвода участка Есаульские 3-4 (по состоянию на 01.01.2017 г.) Лицензия КЕМ 00521 ТЭ»*. Оперативное изменение запасов угля выполнено с целью постановки на баланс шахты запасов угля, находящихся в нераспределенном фонде недр, но заключенных в лицензионных границах АО «Шахта «Большевик».

В отчете выполнен подсчет запасов каменного угля в лицензионных границах участка Есаульские 3-4 в лежащем крыле нарушения «Зв» по постоянным разведочным кондициям, разработанным институтом «ВНИИГидроуголь» Минуглепрома СССР в 1981 г. и утвержденным протоколом № 1737-к от 22.09.1982г.

Данный отчет по *«Оперативному изменению запасов угля в лежащем крыле нарушения «Зв» в контуре уточненного горного отвода участка Есаульские 3-4 (по состоянию на 01.01.2017 г.) Лицензия КЕМ 00521 ТЭ»* утвержден протоколом Секции ТКЗ Сибнедра по кемеровской области от 12.05.2017 г. №1371.

Настоящий проект выполнен на основании детальной разведки, результаты которой изложены в геологическом отчете *«Поле шахты Антоновская (II очередь) в Байдаевском районе Кузбасса» (геологическое строение, качество и запасы каменного угля по состоянию на 01.05.1983 г.)* и отчету по *«Оперативному изменению запасов угля в лежащем крыле нарушения «Зв» в контуре уточненного горного отвода участка Есаульские 3-4 (по состоянию на 01.01.2017 г.) Лицензия КЕМ 00521 ТЭ»* ООО «Сибгеоресурс», 2017 г.

В настоящее время запасы всех пластов 29а, 30, 32, 33 и 34 лицензионного участка КЕМ 00521 ТЭ по степени разведанности готовы к промышленному освоению.



## 2.3 Оценка сложности геологического строения шахтного поля

### 2.3.1 Стратиграфия и литология

Лицензионный участок Есаульские 3-4 расположен в Байдаевском каменноугольном месторождении.

Продуктивные отложения лицензионного участка сложены породами ленинской свиты ( $P_{2-3ln}$ ) ерунаковской подсерии ( $P_{2-3er}$ ) кольчугинской серии ( $P_{2-3kl}$ ) средней и верхней перми (см. рис. 1.1). Покровный комплекс состоит из четвертичных отложений.

**Ленинская свита ( $P_{2-3ln}$ )** охватывает верхнюю часть угольной толщи Байдаевского района, выделяется в интервале от кровли пласта 38 до почвы пласта 26а, в лицензионные границы шахты входят 5 угольных пластов: 34, 33, 32, 30 и 29а. Литология лицензионного участка типична для угольных формаций, стратиграфический разрез свиты представлен чередующимися слоями алевролитов, песчаника, аргиллитов, углистых пород и угля. Алевролиты преобладают серые, темно-серые с отпечатками флоры, массивные и слоистые. Песчаники преимущественно мелкозернистые полимиктовые, переходящие иногда в тонкозернистые, светло-серого цвета, содержание глинистого материала в разрезе незначительное. Аргиллиты встречаются редко. Соотношение основных литологических типов пород в составе свиты следующее: алевролит мелкозернистый 56,6%, песчаник 15,6%, аргиллит 23,7%, уголь 4,4%.

Изменение литологического состава по площади не существенно. Общая угленосность разреза ленинской свиты имеет довольно выдержанное значение по площади всего района.

Общая мощность свиты в границах участка оперативного подсчета составляет 450-520 м.

**Четвертичные отложения** представлены лессовидными суглинками желто-коричневого, коричневого цвета и темно-бурыми глинами. Угленосные отложения повсеместно перекрыты сплошным чехлом рыхлых четвертичных отложений мощностью от 5 до 15 м.

Обзорная геологическая схема Байдаевского района и стратиграфический разрез по полю шахты «Большевик» представлен на рисунке 2.3.1.



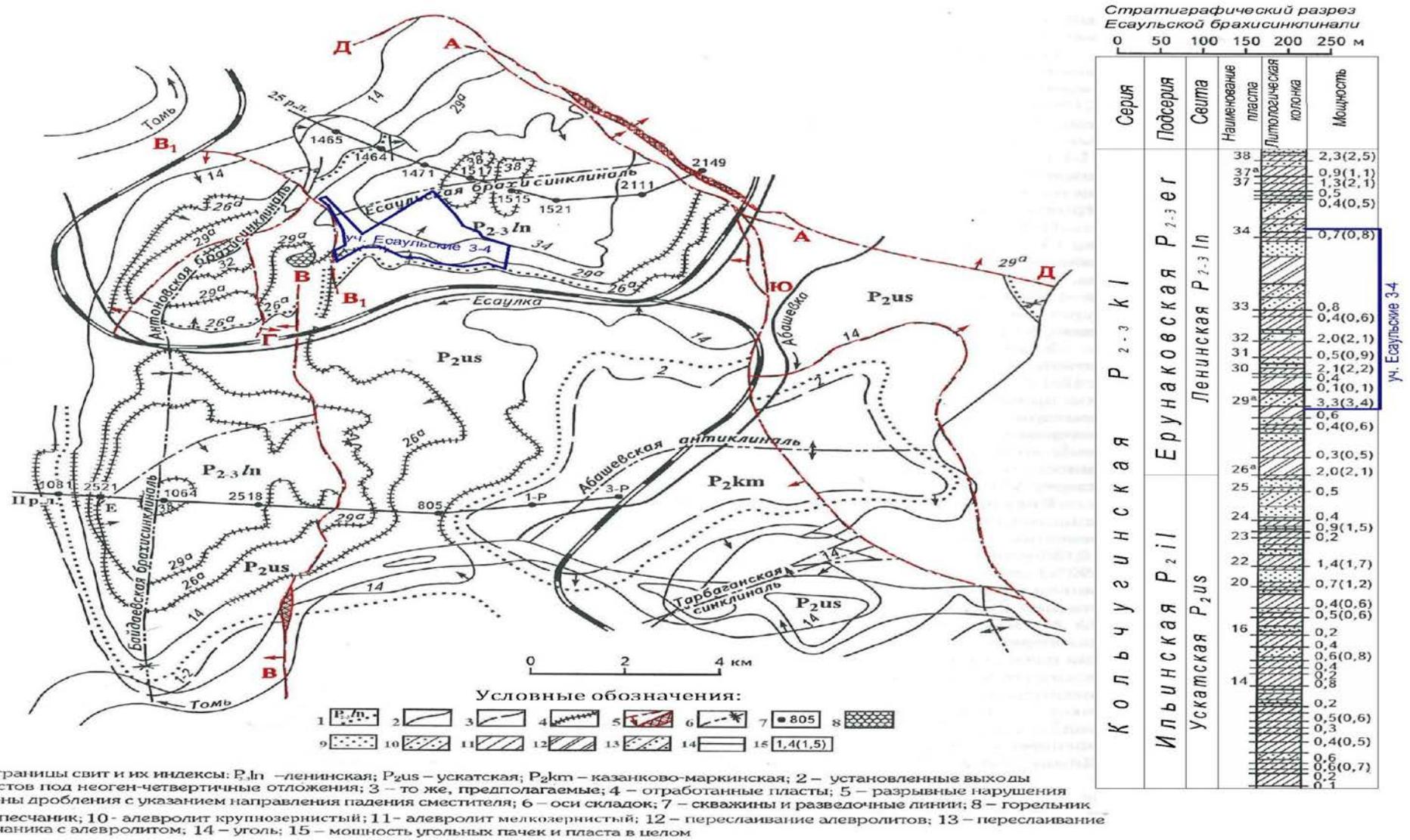


Рис. 2.3.1. Обзорная геологическая схема Байдаевского района и стратиграфический разрез



### 2.3.2 Тектоника

Байдаевское месторождение в структурном отношении представляет собой крупную одноименную синклиналию складку второго порядка по отношению к Кузнецкой впадине. Ось ее имеет меридиальное простирание на юге, к северу она отклоняется на северо-восток и постепенно принимает широтное направление (см. рис.2.3.2). Изменение простирания оси свидетельствует об обтекании Абашевского купола, который является длительно развивающейся структурой.

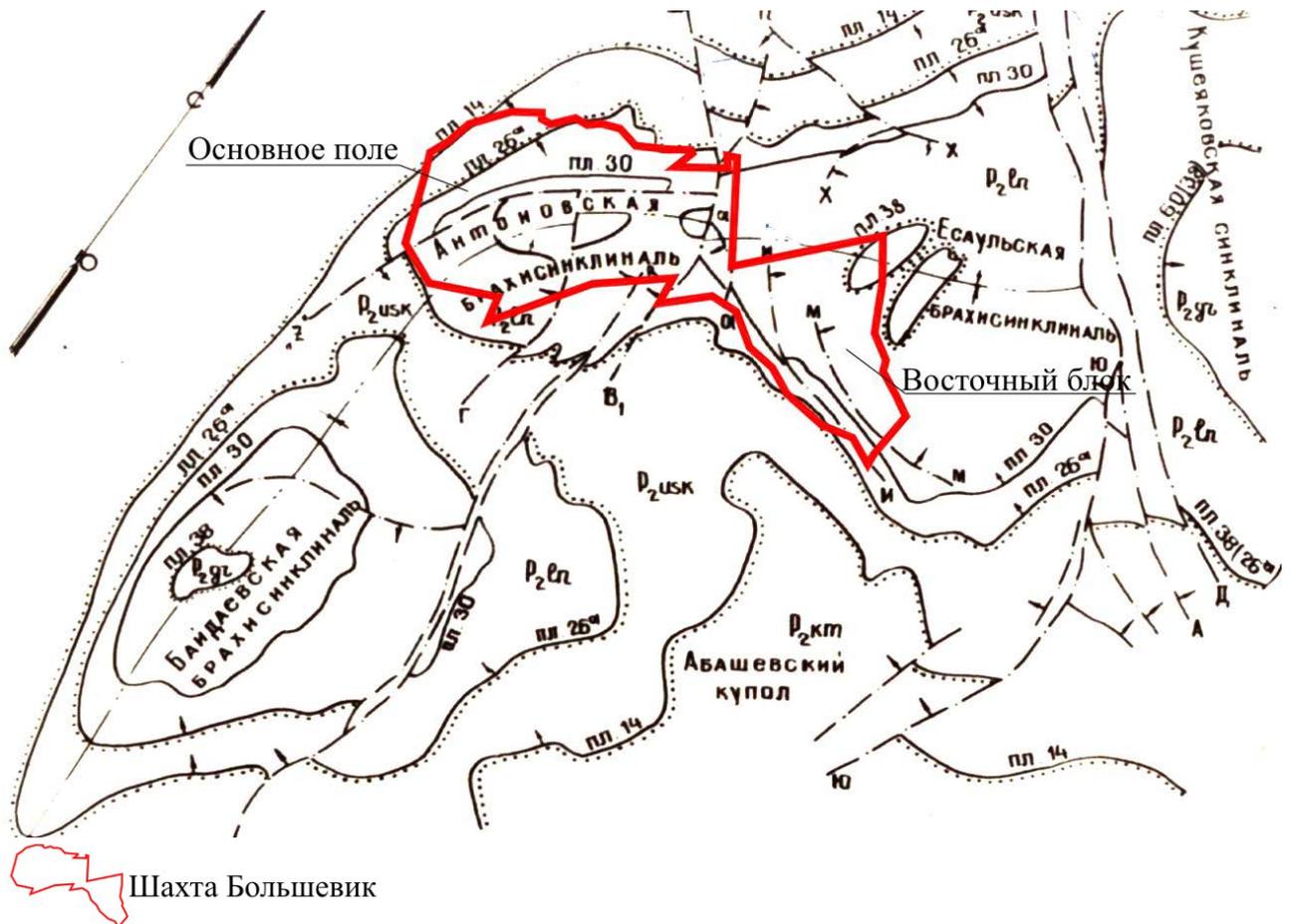


Рис. 2.3.2 Схематическая геологическая карта Байдаевского района

В тектоническом плане основное поле шахты приурочено к Антоновской брахисинклинали, имеющей асимметрическое строение и северо-восточное простирание, а восточный блок к Есаульской брахисинклинали.

Антоновская брахисинклинали является тектонически наиболее сложно построенной складкой по сравнению с Байдаевской и Есаульской брахисинклиналиями, где получили широкое развитие, как дополнительная складчатость, так и тектонические разрывы. Сложное тектоническое строение Антоновской брахисинклинали обусловлено приуроченностью ее к зоне перегиба главной оси. Образующаяся складчатая структура, приспособившаяся к изгибу осевой поверхности, вызвала на этом участке дополнительную концентрацию напряжения,



разрядка которого привела к образованию в крыльях и замке складки многочисленных разрывных нарушений.

Антоновская брахисинклинали осложнена многочисленными дизъюнктивными нарушениями, в основном «взбросами» с амплитудой смещения горных пород от 1,5 до 60 м. Крупным дизъюнктивом «Z» с амплитудой 60 м основное поле шахты разделено на две части: «наклонную» (северо-западную) и «взброшенную».

Восточный блок шахты «Большевик» расположен в южном крыле Есаульской брахисинклинали, в которой широко развита как дополнительная складчатость, так и тектонические разрывы. На западе брахисинклинали ограничивается крупным разрывным нарушением «В<sub>1</sub>», на востоке и северо-востоке – взбросами «А», «Д», «Ю» и развитыми между ними многочисленными среднеамплитудными дизъюнктивами.

Северо-западное крыло имеет большей частью пологие углы падения – 15-20°. Южное крыло более крутое – до 30-40°, местами до 50°. В южном направлении устанавливается флексуорообразный изгиб слоев: углы падения уменьшаются до 8-15°. Флексуорообразный изгиб подчеркивает присутствие здесь поднятия, являющегося продолжением Абашевского купола в северо-западном направлении.

Дно складки широкое, осложненное пологой волнистостью, характеризуется небольшими углами падения пород (2-10°). Наибольшее погружение складка испытала в районе 21 р.л.

На юго-западе Есаульская брахисинклинали через антиклинальный перегиб переходит в Антоновскую брахисинклинали, а на северо-востоке через менее выраженный антиклинальный перегиб в Кушеяковскую синклинали.

Крайняя юго-западная часть северо-западного крыла вблизи крупноамплитудного взброса «В<sub>1</sub>» осложнена дополнительной складчатостью с северо-восточным простиранием осевых поверхностей. Ширина складок 100-120 м. Дополнительная складчатость приурочена к лежащему боку взброса «В<sub>1</sub>» и быстро затухает при удалении от последнего.

На отдельных этапах развития Есаульской брахисинклинали в строении ее отмечаются признаки преобладания как горизонтальных, так и вертикальных движений углевмещающей системы, вызывающих в последующий этап развития изгиб и искривление ее осевой поверхности. В результате горизонтального сжатия слабонаклонного ядра брахисинклинали вдоль ее осевой поверхности возникли специфические формы блоковой тектоники – структуры «выдавливания» углевмещающей толщи в сторону земной поверхности по согласным и несогласным взбросам.

Приспосабливаясь к деформациям искривления уже сформированной брахисинклинали структуры, геологическая толща подверглась вторичной структурной перестройке,



сопровождаящейся развитием многочисленных осложняющих ее структурных форм. В ряду этих форм отмечается развитие взбросов и взбросо-сдвигов с характерными подворотами пластов вблизи сместителей.

Разведочными работами установлена приуроченность подавляющей массы выявленных дизъюнктивов к наиболее крутой части южного крыла Есаульской брахисинклинали.

В восточном блоке шахты «Большевик» наиболее характерны: продольно-диагональный крупный взброс «И», согласные взбросы, ориентированные большей частью диагонально и поперек простирания угленосной толщи «169» и «170», несогласные поперечные взбросы «Зв», «Зн», «132», «138», «139», которые развиты большей частью вдоль северо-восточной границы шахтного поля.

Большая часть зон интенсивной трещиноватости, дробления и перемятости пород характерна для подавляющего числа дизъюнктивов.

На поле шахты получили развитие поперечные взбросы как согласные «И» так и не согласные «Зн» и т.д.

Падение согласных взбросов на северо-восток под углом 15-25°, несогласных – на юго-запад под углом 30-45°.

Наиболее крупными как по протяженности, так и по амplitудам, дизъюнктивами являются взбросы «В<sub>1</sub>», «И», «Зв», «Зн».

Взброс «В<sub>1</sub>» получил развитие в зоне антиклинального перегиба на границе с Антоновской брахисинклиналью и является естественной границей между основным полем и восточным блоком шахты «Большевик». Падение плоскости сместителя на юго-запад под углом 35-45°. Взброс сопровождается зоной интенсивно-раздробленных и перемятых пород мощностью 10-33 м, увеличивающейся до 55-95 м при движении на северо-запад по мере развития взброса. По скважинам вблизи зоны влияния взброса отмечается повышенная трещиноватость и мелкая нарушенность на расстоянии до 50-70 м от нарушения. Стратиграфическая амплитуда смещения изменяется от 50-130 м на юго-востоке, до 150-300 м на северо-западе. Согласные взбросы «б» и «в» осложняют дополнительную складчатость северо-западного крыла брахисинклинали у взброса «В<sub>1</sub>». Падение плоскостей сместителей на восток-юго-восток под углом 30-40°, взбросы сопровождаются зонами дробления и перемятости мощностью до 32 м.

Согласный взброс «И» поражает южное крыло Есаульской брахисинклинали. Падение на северо-восток под углом 40-50°. С глубиной выполаживается до 10-15°, поражает днище складки и затухает. Стратиграфическая амплитуда смещения от 10-16 м до 35-40 м. Взброс сопровождается зоной трещиноватых, раздробленных, зачастую перемятых до землистого состояния, пород мощностью от 2-5 до 18-30 м.



Вдоль восточной границы шахтного поля получили распространение субпараллельные поперечные несогласные взбросы «Зв» и «Зн». Плоскости сместителей падают на юго-запад под углом 35-45°. По восстанию выше гор.±0 м взбросы довольно быстро выполаживаются, становятся послойными и быстро затухают. Дизъюнктивы расположены в 30-120 м друг от друга и сопровождаются зонами трещиноватости, дробления и перемятости пород мощностью от 5-15 до 25-30 м. Интервал между взбросами довольно интенсивно разбит более мелкими дизъюнктивами «132», «138», «139».

По сложности тектонического строения поле шахты относится к усложненному типу, хотя здесь можно выделить участки с интенсивной нарушенностью и более спокойные. Четких границ между участками с интенсивной и более спокойной нарушенностью не существует.

С 2005 года все горнопроходческие работы на шахтном поле ведутся на участке «Есаульский 3-4» по пластам 30 и 29а.

При вскрытии восточного блока новых данных, кардинально меняющих, представление о геологическом строении шахтного поля не установлено, но выявлен ряд факторов, осложняющих ведение горных работ, не установленных геологоразведочными работами.

В ходе проведения горных выработок были выявлены дизъюнктивные нарушения типа «согласный взброс» с амплитудой смещения крыльев 0,5-2,5 м и нарушения типа «размыв» с уменьшением мощности пласта на 0,8 м. Наличие таких нарушений в контуре лав приводит к увеличению зольности добываемого угля и трудоемкости при ведении очистных работ.

Изменчивость гипсометрии угольных пластов и углов падения пород по керну скважин свидетельствует о возможном более широком развитии разрывных нарушений или ином их пространственном положении.

При проведении подготовительных выработок уточняются положения тектонических нарушений и зоны их влияния. Не редко по полученным эксплуатационным данным приходилось корректировать положение выемочных столбов.

### 2.3.3 Оценка сложности геологического строения шахтного поля

В соответствии с «Классификацией запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых» шахтное поле АО «Шахта «Большевик» относится к месторождениям сложного строения – II группе сложности. Это подтверждает широкое развитие разрывных нарушений и наличие складчатых форм, а также мелких тектонических подвижек, размывов пластов и участков неустойчивой кровли, установленных в процессе подземной отработки угольных пластов.



### 2.3.4 Характеристика угольных пластов

В границах рассматриваемого геологического участка залегают пласты угля от 26а до 37, из них в лицензионных границах шахты «Большевик» залегают 6 пластов – 29а, 30, 31, 32, 33 и 34.

Ниже приводится описание пластов только тех, которые входят в лицензионные границы шахты «Большевик» (КЕМ 00521 ТЭ), а также участок пласта 29а в границах лицензии (КЕМ 01760 ТЭ) шахты «Антоновская», вовлекаемый в отработку шахтой «Большевик».

Региональная изменчивость угольных пластов в пределах шахтного поля имеет отчетливую тенденцию в закономерном уменьшении мощностей в восточном направлении (исключение составляет пласт 31). Тенденция обусловлена неодинаковым тектоническим режимом в течение формирования отложений ленинской свиты.

Пласты по степени выдержанности разбиты на следующие группы:

- выдержанные – пласт 32;
- относительно выдержанные – 30, 29а;
- невыдержанные – 34, 33 и 31.

Пласт 34 по степени выдержанности в подсчетном контуре является относительно выдержанным, но в целом по шахтному полю до 40 % площади его распространения характеризуется мощностью менее 0,8 м.

Невыдержанный характер пласта 33 связан с его расщеплением. В южной части пласта нижняя рабочая пачка утоняется до нерабочего значения.

Невыдержанность пласта 31 связана не только с его утонением и полным выклиниванием, но и с неустойчивой зольностью, которая колеблется в широких пределах. Пласт 31 списан с баланса предприятия актом №4 от 14.01.1994 г.

Все пласты имеют умеренно сложное строение, кроме пласта 31.

Углы падения пластов в районе выходов под наносы крутые и составляют 30-45°. К оси синклинали падение пластов постепенно выволаживается, углы падения уменьшаются до 0-2°.

Основную ценность создают пласты 32, 30 и 29а, изначально содержащие 91% балансовых запасов.

Характеристика пластов на рассматриваемой площади приведена в таблице 2.3-1.

Таблица 2.3-1 – Характеристика угольных пластов.

Свита	Пласт	Мощность пласта, м		Мощность породных прослоев, м	Среднее расстояние до нижележащего пласта, м	Строение пласта, кол-во прослоев	Степень выдержанности
		от-до	средн.				
НС кая	34	0,91-1,06	0,87-0,96	0,0-0,08	100	умеренно	невыдержанный



Свита	Пласт	Мощность пласта, м от-до средн.		Мощность породных прослоев, м	Среднее рас- стояние до ни- жележащего пласта, м	Строение пласта, кол-во прослоев	Степень выдер- жанности
		общая (с пород- ными прослоя- ми)	полезная (пачки угля)				
		0,94	0,90	0,05		сложное, 1-2	
	33	$\frac{0,84-0,99}{0,89}$	$\frac{0,82-0,92}{0,87}$	$\frac{0,0-0,02}{0,01}$	70	умеренно сложное, 1-2	невыдержанный
	32	$\frac{1,30-1,83}{1,46}$	$\frac{1,22-1,59}{1,40}$	$\frac{0,0-0,16}{0,06}$	25	умеренно сложное, 0-5	выдержанный
	31	$\frac{0,0-2,2}{1,3}$	$\frac{0,0-1,8}{1,19}$	$\frac{0,0-0,4}{0,11}$	45	сложное	невыдержанный
	30	$\frac{1,97-3,80}{2,76}$	$\frac{1,84-3,68}{2,56}$	$\frac{0,0-0,37}{0,20}$	60	умеренно сложное, 0-6	относительно вы- держанный
	29а	$\frac{3,39-3,76}{3,49}$	$\frac{3,34-3,71}{3,44}$	$\frac{0,02-0,07}{0,05}$	140	простое, 0-2	относительно вы- держанный

Пласт 34 относится к группе тонких пластов по мощности. В пределах границ отработки, планируемых в настоящем проекте, мощность пласта колеблется от 0,91 до 1,06 м при среднем значении 0,94 м. На рассматриваемом участке строение пласта умеренно сложное – 1-2 пачки. Маломощные породные прослои 0,0-0,08 м сложены мелкозернистыми алевролитами, при среднем значении 0,05 м. Уголь пласта 34 марки ГЖО с коэффициентом крепости  $f=1$  и объемным весом  $1,34 \text{ т/м}^3$ . Структурная колонка пласта 34 представлена на рисунке 2.3.3.

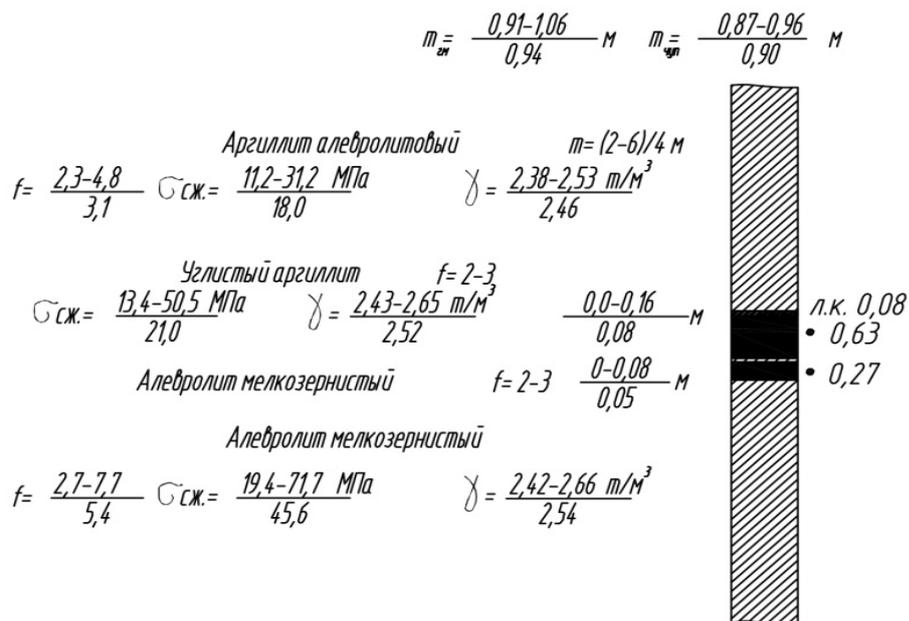


Рис. 2.3.3 Структурная колонка пласта 34



Пласт 33 относится к группе тонких пластов по мощности. В пределах границ отработки, планируемых в настоящем проекте, мощность пласта колеблется от 0,84 до 0,99 м при среднем значении 0,89 м. На рассматриваемом участке строение пласта умеренно сложное – 1-2 пачки. Маломощные породные прослои 0,0-0,02 м сложены мелкозернистыми алевролитами, при среднем значении 0,01 м. Уголь пласта 33 марки ГЖО с коэффициентом крепости  $f=1$  и объемным весом  $1,34 \text{ т/м}^3$ . Структурная колонка пласта 33 представлена на рисунке 2.3.4.

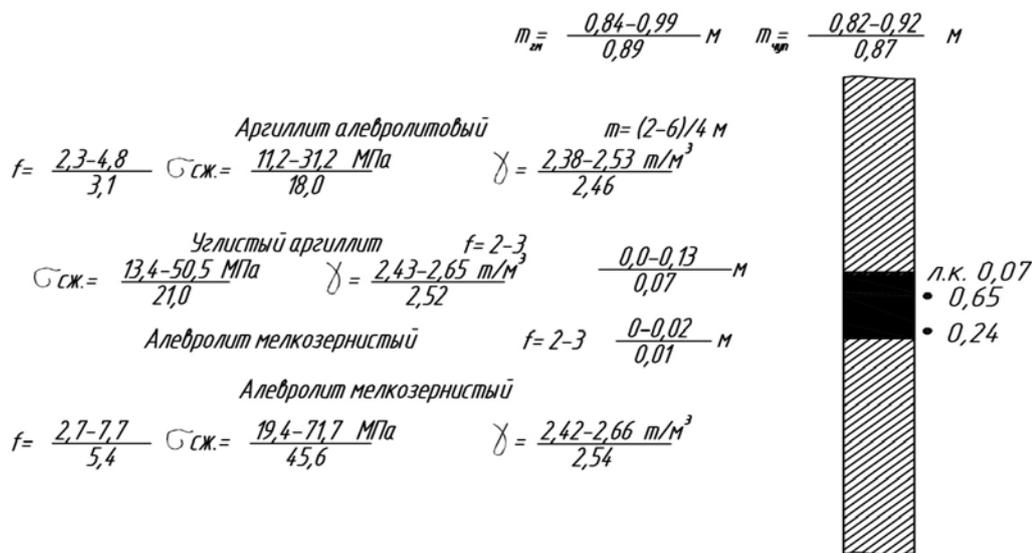


Рис. 2.3.4 Структурная колонка пласта 33

Пласт 32 относится к пластам средней мощности. В пределах границ отработки, планируемых в настоящем проекте, мощность пласта колеблется от 1,30 до 1,83 м при среднем значении 1,46 м. На рассматриваемом участке строение пласта умеренно сложное – 0-5 пачки. Маломощные породные прослои 0,0-0,16 м сложены мелкозернистыми алевролитами. Суммарная мощность породных прослоев достигает 0,5 м, при среднем значении 0,06 м. Уголь пласта 32 марки ГЖО с коэффициентом крепости  $f=1$  и объемным весом  $1,27 \text{ т/м}^3$ . Пласт характеризуется как самый малый по мощности и выдержанный, обладающий наименьшим количеством запасов угля и высокозольный из пластов, предусмотренных к отработке. Расстояние до нижележащего рабочего пласта 30 составляет в среднем 70 м. Структурная колонка пласта 32 представлена на рисунке 2.3.5.



$$m_{\text{ан}} = \frac{1,30-1,83}{1,46} \text{ м} \quad m_{\text{чп}} = \frac{1,22-1,59}{1,40} \text{ м}$$

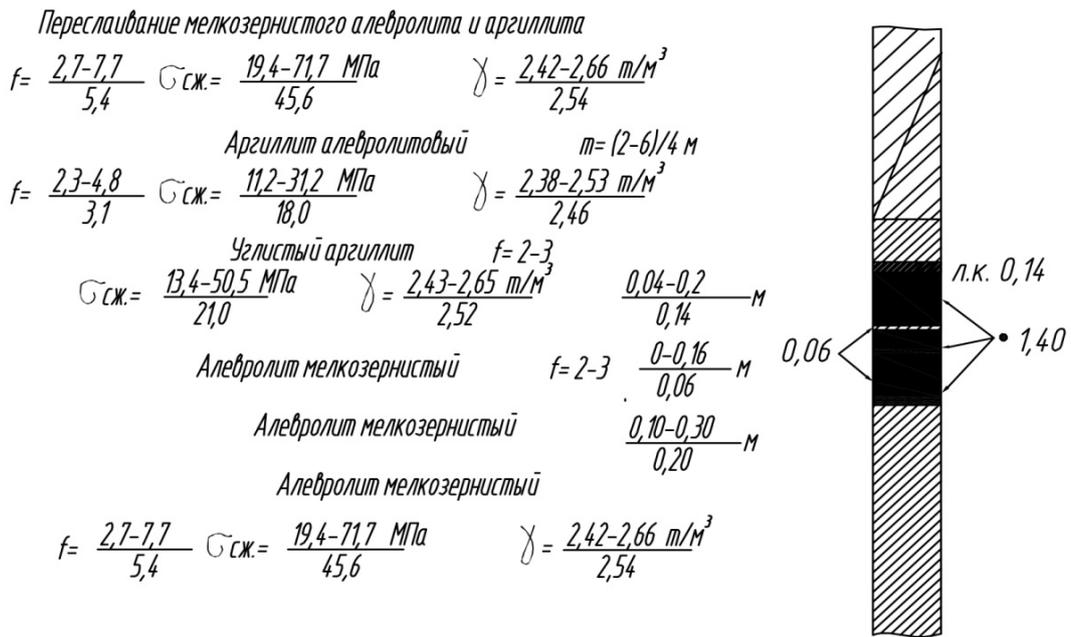


Рис. 2.3.5 Структурная колонка пласта 32

Пласт 30 относится к пластам средней мощности. В пределах границ отработки, планируемых в настоящем проекте, мощность пласта колеблется от 1,97 до 3,80 м при среднем значении 2,76 м. На рассматриваемом участке строение пласта умеренно сложное – 0-6 пачек. Породные прослои 0,0-0,37 м сложены мелкозернистыми алевролитами, при среднем значении 0,20 м. Уголь пласта 30 марки ГЖО с коэффициентом крепости  $f=1$  и объемным весом 1,28 т/м<sup>3</sup>. Расстояние до нижележащего пласта 29а составляет в среднем 60 м. Структурная колонка пласта 30 представлена на рисунке 2.3.6.

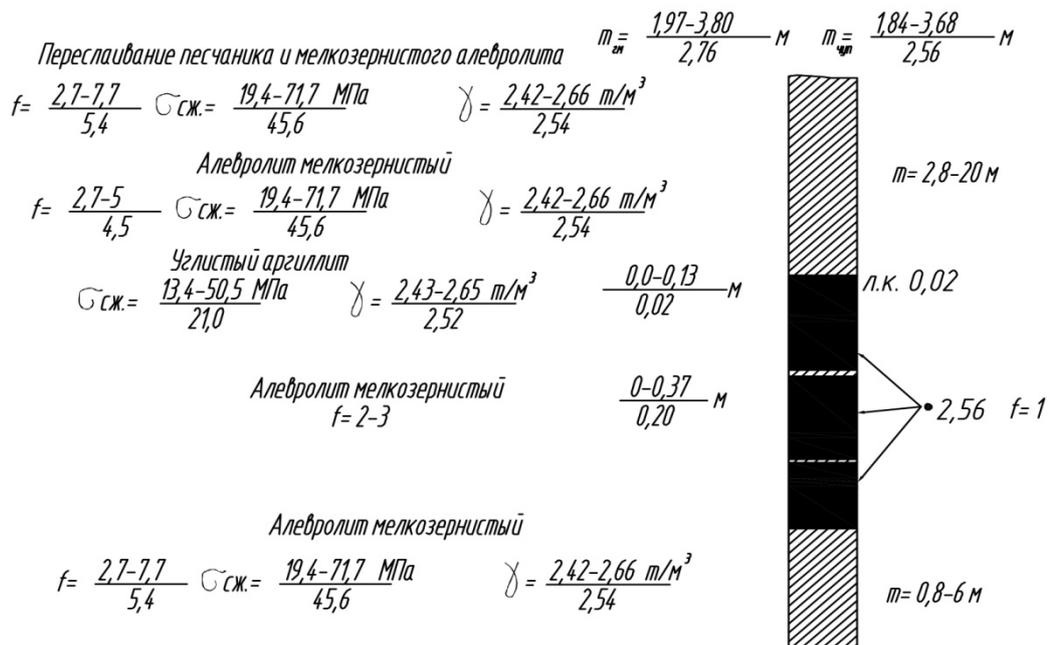


Рис. 2.3.6 Структурная колонка пласта 30



Пласт 29а относится к пластам средней мощности. В пределах границ отработки, планируемых в настоящем проекте, т. е. между нарушениями «И» и «Зв», мощность пласта колеблется от 3,39 до 3,76 м при среднем значении 3,49 м. На рассматриваемом участке строение пласта простое – 0-2 пачек. Маломощные породные прослои 0,0-0,07 м, при среднем значении 0,05 м. Уголь пласта 29а марки ГЖ с коэффициентом крепости  $f=1$  и объемным весом  $1,26 \text{ т/м}^3$ . Пласт характеризуется как самый мощный и относительно выдержанный, обладающий наибольшим количеством запасов угля и низкозольный из пластов, предусмотренных к отработке. Расстояние до нижележащего пласта 26а составляет в среднем 110 м. Структурная колонка пласта 29а представлена на рисунке 2.3.7.

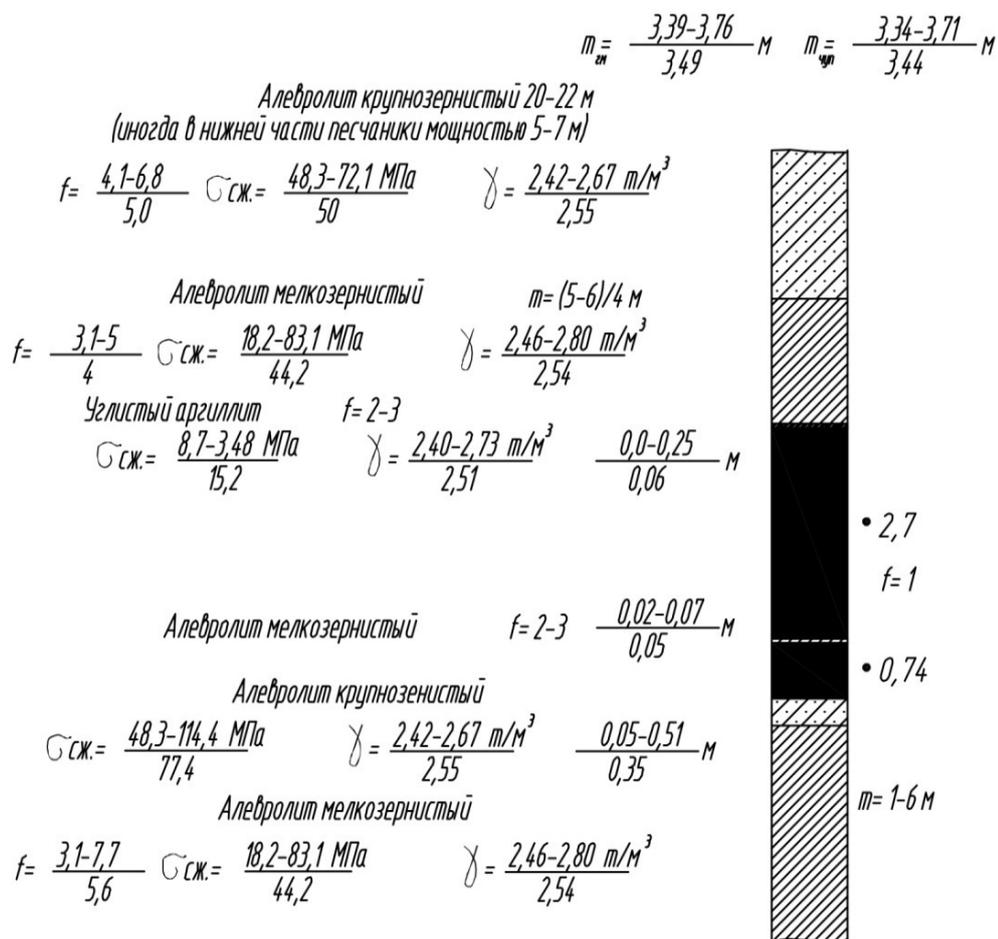


Рис. 2.3.7 Структурная колонка пласта 29а

Из описанных выше пластов настоящей документацией к отработке принят пласт 29а.

## 2.4 Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом отношении водовмещающие породы района представляют собой единую водонапорную систему. По фациально-гидрогеологическим признакам в пределах района выделяются воды четвертичных отложений и водоносный комплекс пермских отложений.



### ***Водоносный комплекс четвертичных отложений***

По условиям залегания, распространения и режиму воды четвертичных отложений подразделяются на:

- воды элювиально-делювиальных отложений;
- воды аллювиальных отложений.

Водовмещающие породы представлены чаще всего лессовидными пылеватыми средними и тяжелыми суглинками мощностью 4-10 м. К ним приурочена «верховодка», имеющая сезонный характер и локальное распространение. В большинстве своем разведочные колодцы, вскрывающие четвертичные отложения, были сухими, либо с увлажненными стенками. Наибольшие притоки в них составляли 0,25 л/с.

Ввиду невысокой водообильности четвертичных отложений водоразделов и их склонов они не оказывают существенного влияния на увеличение водопритокков в выработку.

Аллювиальные отложения мелких речек и логов представлены суглинками буровато-коричневого, синевато-серого цвета мощностью до 5 м, иногда до 8-10 м. Аллювий пойменных частей заболочен и обводнен на всю мощность как за счет инфильтрации в период половодья, так, частично, и за счет разгрузки подземных вод коренных отложений. Отдельные колодцы, пройденные в долине р. Есаулки, дают притоки до 1 л/с.

Опробование верхнего интервала коренных пород в скважинах, находящихся в непосредственной близости от ручьев, дало неоднозначные результаты – коэффициенты водопроницаемости отмечались как рядовые 5-6 м<sup>2</sup>/сут, так и аномальные 130 м<sup>2</sup>/сут.

### ***Водоносный комплекс верхнепермских отложений***

Водовмещающая толща представлена переслаиванием разнозернистых песчаников, крупных и мелких алевролитов, аргиллитов и пластов каменного угля. В большинстве своем слои выдержанные, часто выклинивающиеся.

Маломощные слои песчаников четко на всей площади прослеживаются между пластами 30 и 31 с общей мощностью от 1 до 20 м.

В пермских отложениях в естественных ненарушенных горными работами условиях в вертикальном направлении выделяется следующая гидродинамическая зональность.

*I зона* – зона активного водообмена, распространенная до глубины 100 м, включающая выветрелые трещиноватые породы. Основная масса трещин расположена в интервале 0-50 м. От 50 до 100 м количество трещин уменьшается. Эта зона до глубины 100 м включает в себя приповерхностный водоносный горизонт (по терминологии ВНИМИ). Коэффициент водопроницаемости по данным геологоразведочных работ изменяется от 1 до 20 м<sup>2</sup>/сут.

*II зона* – зона замедленного водообмена, которая прослеживается на глубинах 100-150 м. С глубиной трещиноватость пород затухает и породы II зоны обладают слабыми водопроницаемостями.



водящими свойствами. Коэффициент проводимости этой зоны изменяется от десятых долей единицы до  $1,5 \text{ м}^2/\text{сут}$ .

*III зона* – зона весьма замедленного водообмена на глубинах от 150 м и ниже, где породы являются слабопроницаемыми. Коэффициент проводимости этой зоны составляет сотые доли единиц.

На степень обводненности влияет литологический состав. В большинстве случаев зоны притока приурочены к песчаным разностям.

Режим подземных вод относится к типу местного сезонного, в основном весеннего, частично, осеннего питания. Преобладают подтипы режима водораздельный и склоновый. Поскольку мощность четвертичного покрова небольшая, наблюдается отчетливая зависимость режима подземных вод от климатического и геоморфологического факторов.

По химическому составу воды аллювиальных четвертичных отложений относятся к гидрокарбонатным кальциево-магниевым с величиной сухого остатка  $0,2-0,6 \text{ г/л}$ . Воды неагрессивные, от нейтральных до слабокислых. Содержание аммония до  $0,1 \text{ мг/л}$ , нитратов – до  $5 \text{ мг/л}$ , нитритов – до  $1,5 \text{ мг/л}$ , жесткость повышенная, достигает  $24 \text{ мг-экв/л}$ , окисляемость до  $4 \text{ мг/л}$ .

Воды I гидродинамической зоны верхнепермских отложений гидрокарбонатные натриевые, натриево-кальциевые, кальциево-натриево-кальциевые, кальциево-натриевые, кальциево-магниевые с величиной сухого остатка до  $1 \text{ г/л}$ . Воды от слабощелочных до слабокислых, неагрессивные. По отдельным скважинам наблюдаются повышенные содержания аммония до  $4,5 \text{ мг/л}$ . Содержание остальных микрокомпонентов в пределах нормы. Повышенного содержания токсичных элементов не обнаружено. Величина сухого остатка возрастает и составляет более  $0,5 \text{ г/л}$ , а в отдельных опробованных точках достигает  $1,9-2,9 \text{ г/л}$  за счет повышенного содержания ионов натрия (до  $1222 \text{ мг/л}$ ).

В целом по химическому составу подземные воды удовлетворяют требованиям ГОСТР 51232-98 и могут быть использованы для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, а также для орошения земель.

## 2.5 Характеристика полезного ископаемого

### 2.5.1 Теплота сгорания, элементный состав углей, содержание серы и фосфора

Влага аналитическая ( $W_a$ ) в пластах по средним значениям изменяется от  $3,3$  до  $0,4 \%$ , максимальная влагоемкость ( $W_{max}$ ) – от  $2,2$  до  $9,3 \%$ , теплотворная способность ( $Q_g^{daf}$ ) – от  $26288$  до  $36552 \text{ кДж/кг}$ , низшая теплота сгорания ( $Q^{daf}$ ) – от  $21637$  до  $35455 \text{ кДж/кг}$ .

Качественная характеристика углей приведена в таблице 2.5-1.



Таблица 2.5-1 – Качественная характеристика углей

Номер пласта	Содержание влаги, %		Зольность, %		Теплота сгорания по бомбе, $Q_{\text{в}}^{\text{daf}}$ , кДж/кг	Низшая теплота сгорания, $Q_{\text{н}}^{\text{daf}}$ , кДж/кг
	$W_a$	$W_{\text{max}}$	$A_{\text{цун}}$	$A_{\text{пл}}$		
34	<u>0,6-3,3</u> 2,2	<u>3,5-8,5</u> 4,6	<u>3,2-12,8</u> 6,6	<u>3,7-38,2</u> 13,4	<u>26288-35024</u> 33952	<u>21637-30779</u> 28849
33	<u>0,7-3,0</u> 2,1	<u>3,2-6,1</u> 4,6	<u>3,3-14,3</u> 7,5	<u>3,3-42,1</u> 12,8	<u>33822-35447</u> 34727	<u>26610-30917</u> 29599
32	<u>0,4-3,0</u> 1,8	<u>2,9-9,3</u> 4,4	<u>1,9-11,9</u> 5,7	<u>2,5-30,5</u> 8,9	<u>33827-35991</u> 34919	<u>28661-31650</u> 29963
30	<u>0,4-3,2</u> 1,7	<u>2,2-7,4</u> 3,9	<u>2,2-12,5</u> 6,7	<u>2,2-40,0</u> 10,7	<u>34354-35903</u> 35396	<u>29017-31005</u> 30235
29а	<u>0,4-2,7</u> 1,6	<u>2,2-7,8</u> 3,6	<u>1,8-13,1</u> 5,4	<u>1,9-21,2</u> 6,9	<u>35241-36552</u> 35761	<u>29092-35455</u> 30926

### 2.5.2 Петрографический состав и метаморфизм углей

Петрографический состав углей сравнительно однороден, преобладающими типами являются блестящие и полублестящие клареновые разности. Структура углей чаще неясноплощатая, реже полосчатая и иногда штриховатая.

По микроструктуре уголь представляет собой кларен. Форменные элементы – микроспоры, тонкие нити кутикулы, мелкие обрывки фюзенизированных тканей, а также редкие линзы фюзена или ксиленофюзена.

Главной петрографической составляющей является витринит. Содержание его колеблется по средним показателям от 82,2 % (пл. 34) до 85,2 % (пл. 29а). Содержание инертинита по средним показателям колеблется от 11,7 % (пл. 29а) до 14,5 % (пл. 34). Содержание витринита с глубиной возрастает, в то время как содержание инертинита, наоборот, падает.

Высокое содержание компонентов группы витринита обуславливает хорошую спекаемость углей. Содержание семивитринита, по средним значениям пластов колеблется от 1 % (пл. 34) до 2 % (пл. 33), а лептинита от 1,6 % (пл. 29а) до 2,1 % (пл. 34).

Из минеральных примесей присутствуют зерна карбонатов, пирит, глина, содержание их достигает 9 %.

Петрографическая характеристика и стадии метаморфизма по пластам приводятся в таблице 2.5-2.

Таблица 2.5-2 – Петрографическая характеристика и стадии метаморфизма углей

Номер пласта	Микрокомпоненты				Метаморфизм по ГОСТ 21489-76	
	Витринит (Vt)	Семивитринит (Sv)	Инертинит (J)	Лейптинит (L)	стадия	класс
34	<u>79,4-84,0</u> 82,2	<u>1,0-1,1</u> 1,0	<u>13,1-16,5</u> 14,5	<u>1,0-3,1</u> 2,1	III	12
33	<u>78,4-86,0</u>	<u>1,0-3,1</u>	<u>10,0-15,5</u>	<u>1,0-4,1</u>	II	12



Номер пласта	Микрокомпоненты				Метаморфизм по ГОСТ 21489-76	
	Витринит (Vt)	Семивитринит (Sv)	Инертинит (J)	Лейптинит (L)	стадия	класс
	84,0	2,0	12,3	1,8		
32	<u>76,8-90,7</u> 85,5	<u>0,0-3,0</u> 1,2	<u>7,3-19,2</u> 11,9	<u>1,0-2,1</u> 1,5	II	12
30	<u>74,7-89,8</u> 84,1	<u>1,0-3,1</u> 1,4	<u>7,2-20,3</u> 12,5	<u>1,0-3,1</u> 2,0	II	12
29а	<u>72,4-91,0</u> 85,2	<u>0,0-6,1</u> 1,6	<u>7,0-20,2</u> 11,7	<u>1,0-4,1</u> 1,6	II	12

За стандартный показатель метаморфизма принята отражательная способность витринита в масляной иммерсии ( $R^{\circ}$ ), которая увеличивается от верхних горизонтов к нижним от 0,8 до 0,82. Следовательно, все средние значения отражательной способности пластов угля укладываются в одну стадию метаморфизма – II.

### 2.5.3 Марочный состав углей. Зона негодного и окисленного угля

Угли пластов шахтного поля по параметрам показателей качества, элементному и петрографическому составу мало, чем отличаются друг от друга. На незначительную величину разнятся и показатели, характеризующие метаморфизм углей, однако в соответствии с параметрами ГОСТ 25543-2013 (классификация по генетическим и технологическим параметрам) угли пластов шахтного поля принадлежат к двум различным маркам ГЖО и ГЖ.

Угли пластов 29а, 30, 31, 32, 33, 34 по совокупности показателей качества относятся к газовым маркам «ГЖО», подгруппе «2ГЖОВ» (второй газовый жирный отощенный витринитовый) и «1ГЖОВ» (первый газовый жирный отощенный витринитовый); «ГЖ» к группе «2ГЖ» (второй газовый жирный).

Основные показатели, определяющие марку угля приведены в таблице 2.5-3.

На выходах пластов в зоне аэрации и колебания уровня подземных вод угли окислены.

Глубина зоны окисления не везде одинаковая. Наибольшая глубина ее отмечается на водоразделах, наименьшая в пониженных частях рельефа.

Средняя глубина зоны окисления наибольшей величины – 39 м достигает на водоразделах, на склонах – 24 м, и в логах – 13 м.

Все физические и химико-технологические свойства угля в зоне окисления изменяются в направлении, обратном метаморфизму. Уменьшается прочность и связность угля, вплоть до превращения в рыхлую бесструктурную массу («сажу»), которая вследствие образования гуминовых кислот приобретает буроватый оттенок.

На поверхности трещин становятся невидимыми зерна свежего пирита, появляются иридирующие пленки гидроокислов железа. Увеличивается гигроскопичность и влажность



угля. В зоне негодного угля (зоне «сажи») сильно возрастает зольность – до 42,5 %. Выход летучих веществ вблизи нижней границы зоны окисления уменьшается, а ближе к выходу пласта под наносы заметно возрастает (до 49 %). Снижается теплота сгорания угля. В верхней части зоны окисления пластический слой полностью отсутствует. Зона негодного угля прослеживается на глубину до 7 м от поверхности коренных пород.

По данным геологоразведочных и эксплуатационных работ зона окисления, как правило, совпадает с зоной интенсивной трещиноватости и является одновременно границей безопасного ведения очистных работ.



Таблица 2.5-3 – Основные показатели качества, определяющие марку угля

Номер пласта	Марка		Подгруппа		Средний показатель отражения витринита, $R_o$ , %	Класс	Сумма фюзенизированных компонентов, $\sum OK$ , %	Категория	Выход летучих веществ, $V_{daf}$ , %	Тип	Толщина пластического слоя, у, мм	Подтип
	наименование	обозначение	наименование	обозначение								
34	газовый жирный отощенный	ГЖО	второй газовый жирный отощенный витринитовый	2ГЖОВ	$\frac{0,75-0,84}{0,8}$	08	$\frac{13,1-16,5}{14,5}$	1	$\frac{34,1-41,4}{36,2}$	36	$\frac{10-16}{13}$	13
33	газовый жирный отощенный	ГЖО		2ГЖОВ	$\frac{0,75-0,84}{0,8}$	08	$\frac{10,0-15,5}{12,3}$	1	$\frac{33,0-45,0}{37,5}$	36	$\frac{11-17}{14}$	14
32	газовый жирный отощенный	ГЖО		2ГЖОВ	$\frac{0,75-0,85}{0,8}$	08	$\frac{7,3-19,2}{11,9}$	1	$\frac{32,8-39,5}{36,6}$	36	$\frac{11-20}{15}$	15
30	газовый жирный отощенный	ГЖО	второй газовый жирный отощенный витринитовый	2ГЖОВ	$\frac{0,76-0,85}{0,81}$	08	$\frac{7,2-20,3}{12,5}$	1	$\frac{35,0-41,0}{37,4}$	36	$\frac{13-23}{16}$	16
29а	газовый жирный	ГЖ	второй газовый жирный	2ГЖ	$\frac{0,8-0,85}{0,82}$	08	$\frac{7,0-20,2}{11,7}$	1	$\frac{32,9-40,4}{37,2}$	36	$\frac{14-26}{19}$	19



## 2.5.4 Зольность и обогатимость углей

Согласно геологическому отчету «Поле шахты Антоновская (II очередь) в Байдаевском районе Кузбасса» (геологическое строение, качество и запасы каменного угля по состоянию на 01.05.1983 г.) и отчету по «Оперативному изменению запасов угля в лежащем крыле нарушения «Зв» в контуре уточненного горного отвода участка Есаульские 3-4 (по состоянию на 01.01.2017 г.) Лицензия КЕМ 00521 ТЭ» ООО «Сибгеоресурс», 2017 г., а также с учетом фактических эксплуатационных данных зольность угольных пачек в пределах шахтного поля по рассматриваемым пластам 29а, 30, 32, 33 и 34 изменяется в пределах от 1,8 до 14,3 %.

Среднее значение зольности чистых угольных пачек и пластовой, для пластов в границах лицензионных участков КЕМ 00521 ТЭ и КЕМ 01760 ТЭ приведены в таблице 2.5-4.

Таблица 2.5-4 Средние значения зольности разрабатываемых пластов

Номер пласта	Зольность, %	
	A <sub>чуп</sub>	A <sub>пл</sub>
34	<u>3,2-12,8</u> 6,6	<u>3,7-38,2</u> 13,4
33	<u>3,3-14,3</u> 7,5	<u>3,3-42,1</u> 12,8
32	<u>1,9-11,9</u> 5,7	<u>2,5-30,5</u> 8,9
30	<u>2,2-12,5</u> 6,7	<u>2,2-40,0</u> 10,7
29а	<u>1,8-13,1</u> 5,4	<u>1,9-21,2</u> 6,9

Учитывая сложное строение пластов, помимо содержания золы в чистом угле, в проекте приводится расчет ожидаемых засорений и зольности добываемого угля с учетом внутрипластовых породных прослоев и боковых пород.

Расчет зольности добываемого угля при ведении очистных и подготовительных работ выполнен в соответствии с «Методикой расчета норм показателей качества углей и продуктов их переработки», утвержденной приказом Министра от 07.04.87 г.

Результаты расчета зольности и засорения добываемого угля при ведении очистных работ по выемочным столбам (лавы) и при проведении горных выработок по пластам 29а и 30 приведены в таблице 2.5-5.



Таблица 2.5-5 Результат расчета зольности и засорения добываемой горной массы по выемочным столбам

Выемочный столб	Мощность по ч.у.п., м	Мощность породных прослоев, м	Мощность пород почвы и кровли, м	Плотность ч.у.п., т/м <sup>3</sup>	Плотность породных прослоев, т/м <sup>3</sup>	Плотность пород ложной кровли и почвы, т/м <sup>3</sup>	Зольность пласта по ч.у.п., %	Зольность породных прослоев, %	Зольность пород ложной кровли и почвы, %	Объемный вес горной массы, т/м <sup>3</sup>	Зольность пластовая, %	Зольность горной массы, %	Засорение, %	Коэффициент горной массы, кг/т	Вынимаемая мощность, м
Исходные данные										Результаты расчета					
Лава 29-65	3,45	0,15	0,15	1,26	2,51	2,54	5,2	73,60	82,80	1,36	10,65	16,04	14,84	1,17	3,75
Лава 29-61 бис	3,40	0,15	0,2	1,26	2,51	2,54	4,1	73,60	82,80	1,38	9,71	16,90	17,11	1,21	3,75
Лава 29-61	3,40	0,20	0,2	1,26	2,51	2,54	4,3	73,60	82,80	1,39	11,57	18,40	19,08	1,24	3,80
Лава 29-62	3,50	0,15	0,15	1,26	2,51	2,54	4,6	73,60	82,80	1,36	10,03	15,39	14,66	1,17	3,80
Лава 29-66	3,55	0,10	0,1	1,26	2,51	2,54	5,0	73,60	82,80	1,33	8,64	12,43	10,14	1,11	3,75
Лава 29-67	3,35	0,15	0,25	1,26	2,51	2,54	4,8	73,60	82,80	1,40	10,43	19,22	19,33	1,24	3,75
Проходка пл. 29а	3,40	0,10	0,4	1,26	2,51	2,54	5,5	73,60	82,80	1,42	9,27	22,73	22,82	1,30	3,90
Проходка пл. 30	2,50	0,20	0,8	1,27	2,50	2,55	6,4	75,40	80,70	1,63	15,79	38,96	44,44	1,80	3,50



## 2.6 Попутные полезные ископаемые и компоненты

К вредным примесям углей относятся сера, мышьяк, ртуть, бериллия, фтор, фосфор.

Среднее содержание серы менее 1 %, в целом угли – малосернистые, не представляют никакой опасности.

Элементы – мышьяк, бериллий и фтор не относятся к потенциально токсичным, поскольку содержание их в углях ниже предельно допустимых концентраций (ПДК).

Содержание ртути по многим пробам превышает ПДК, 23% проб не содержат ртути, 38,5% имеют содержание меньше 1 г/т, а остальные 38,5% - выше 1 г/т. Поскольку, нижний уровень содержания, подлежащий количественной оценке, равен 5 г/т сухого топлива, то в геологическом отчете количественная оценка содержания ртуты по площади не проводилась.

Содержание ртути, мышьяка и фтора возрастает с увеличением метаморфизма. Это связано с содержанием серы.

Максимальные содержания фосфора тяготеют к угольным пластам с зольностью от 10 до 15 %.

Повышенных содержаний редких элементов не обнаружено. Германий характеризуется максимальными концентрациями 2 г/т при необходимом содержании для попутного извлечения 3 г/т в углях. Содержание германия в углях по средним значениям колеблется от следов до 0,42 г/т.

В ГКЗ не утверждены запасы каких-либо полезных попутных ископаемых и компонентов в породах и углях пластов, а также в подземных водах на поле шахты Большевик.

Попутные полезные ископаемые шахтного поля не имеют промышленного значения.

Горные породы по агрохимическим свойствам следует считать потенциально плодородными. Они могут использоваться в качестве материала для рекультивационных работ.

На участке, кроме угля, запасы других полезных ископаемых не разведывались, не подсчитывались и не утверждались.

## 2.7 Отходы производства

В рассматриваемый проектом период работы предприятия, отходов производства, связанных непосредственно с ведением горных работ, образовываться не будет. Отдельная выдача пустой породы и организация породного хозяйства проектной документацией не предусматривается.

## 2.8 Горно-геологические и горнотехнические условия эксплуатации

Горнотехнические условия отработки запасов подземным способом находятся в полной зависимости от устойчивости пород кровли и почвы, газоносности, условий залеганий



угольных пластов и их строения. Все это обусловлено физико-механическими свойствами угля и пород, трещиноватостью, нарушенностью, обводненностью и т.д. На основании данных геологического отчета и эксплуатационных работ горнотехнические условия эксплуатации относительно сложные.

### 2.8.1 Физико-механические свойства горных пород

По физико-механическим свойствам и инженерно-геологическим особенностям в пределах шахтного поля выделяются:

- четвертичные отложения;
- коренные породы.

#### Четвертичные отложения

Четвертичные отложения сплошным чехлом покрывают коренные породы. Мощность их достигает 10-15 м.

Отложения представлены суглинками и глинами. Они характеризуются объемной массой до 1,99 т/м<sup>3</sup> при естественной влажности до 30 %. Пористость достигает 50 %, а коэффициент пористости 1,042. Грунты не обладают просадочными свойствами и характеризуются устойчивой структурой. По размокаемости относятся к трудноразмокаемым.

#### Коренные породы

Углевмещающие породы, затронутые выветриванием, характеризуются большой изменчивостью физико-механических свойств и пониженными прочностными параметрами, плотностью и объемным весом, повышенной влажностью и пористостью. Средняя глубина зоны окисления на водоразделах достигает 39 м, на склонах – 24 м и в логах – 13 м. Сопротивление сжатию в зоне выветривания песчаников равно 30 МПа, алевролитов – 10-15 МПа.

Углевмещающие породы представлены песчаниками, разнородными алевролитами, различными типами переслаиваний и аргиллитами.

*Песчаники* имеют светло-серую окраску в зависимости от гранулометрического состава, содержания алевроитовых фракций и угольного вещества. Песчаники обладают наиболее высокими прочностными показателями,  $\sigma_{сж}$  достигает 169 МПа.

*Алевролиты* крупно- и мелкозернистые с уменьшением зернистости изменяют свой цвет от серого до темно-серого. Сопротивление сжатию по средним значениям зависит от размера зернистости и изменяется от 19,4 МПа до 89,0 МПа.

*Аргиллиты* черные, обладают низким сопротивлением сжатию. Аргиллиты в основном распространены в кровле пласта 32.



Конкреционные породы представлены карбонатными образованиями и обладают особой физико-механической характеристикой. Они наиболее плотные, менее пористые и, следовательно, характеризуются повышенной прочностью.

Коэффициент крепости угля колеблется от 0,8 до 1,3, пределы прочности на растяжение и сжатие соответственно 0,44 МПа и 8,2 МПа.

Абразивность песчаников достигает 68 мг (среднее 34 мг), алевролитов колеблется от 3 до 15 мг, а у аргиллитов составляет 1,7 мг. Конкреции имеют абразивность соизмеримую с алевролитами.

Физико-механические свойства вмещающих пород пластов 34, 33, 32, 30 и 29а представлены в таблице 2.8-1.

Таблица 2.8-1 Физико-механические свойства вмещающих пород пластов 34, 33, 32, 30, 29а

Наименование пород	Крепость, f	Сопротивление сжатию в сухом состоянии, $\sigma_{сж}$ , МПа	Сопротивление сжатию в водонасыщенном состоянии, $\sigma_{сж}$ , МПа	Плотность, т/м <sup>3</sup>	Объемный вес, т/м <sup>3</sup>	Влажность, %	Пористость, %
Породы, вмещающие пласт 34 (глубина опробования 110-205 м)							
Аргиллит	<u>2,9-5,1</u> 3,9	<u>16,9-42,1</u> 26,7	-	<u>2,72-2,93</u> 2,77	<u>2,56-2,76</u> 2,61	<u>2,14-3,62</u> 2,74	<u>4,73-8,53</u> 6,32
Алевролит мелкозернистый	<u>4,5-6,9</u> 6,0	<u>46,6-78,3</u> 58,7	-	<u>2,71-2,79</u> 2,74	<u>2,56-2,67</u> 2,61	<u>1,26-2,43</u> 1,95	<u>3,66-8,66</u> 5,61
Алевролит крупнозернистый	<u>7,2-9,4</u> 8,3	<u>55,5-105,3</u> 81,6	-	<u>2,66-2,72</u> 2,70	<u>2,53-2,65</u> 2,58	<u>1,41-2,49</u> 1,95	<u>4,09-6,98</u> 4,91
Песчаник	<u>8,7-9,6</u> 9,1	<u>93,0-113,9</u> 103,7	<u>70,5-95,9</u> 74,4	<u>2,69-2,75</u> 2,71	<u>2,50-2,61</u> 2,59	<u>0,56-1,98</u> 0,95	<u>3,68-7,80</u> 5,68
Породы, вмещающие пласт 33 (глубина опробования 135 м)							
Алевролит мелкозернистый	<u>4,6-6,9</u> 5,7	<u>35,1-65,6</u> 50,3	-	<u>2,67-2,73</u> 2,70	<u>2,52</u> 2,52	<u>2,09-3,13</u> 2,61	<u>5,62-7,69</u> 6,66
Алевролит крупнозернистый	<u>6,2-7,9</u> 7,0	<u>55,9-81,0</u> 68,0	-	<u>2,70-2,72</u> 2,71	<u>2,51-2,53</u> 2,52	<u>2,05-2,73</u> 2,42	<u>6,51-7,38</u> 6,98
Породы, вмещающие пласт 32 (глубина опробования 120-390 м)							
Аргиллит	<u>2,5-6,0</u> 4,6	<u>13,3-57,2</u> 27,2	-	<u>2,64-2,78</u> 2,71	<u>2,34-2,6</u> 2,52	<u>1,83-5,1</u> 3,12	<u>4,06-10,92</u> 7,65
Аргиллит алевролитовый	<u>2,3-4,8</u> 3,1	<u>11,2-31,2</u> 18,0	-	<u>2,58-2,78</u> 2,67	<u>2,38-2,53</u> 2,46	<u>3,1-5,14</u> 4,07	<u>5,7-10,07</u> 8,55
Алевролит мелкозернистый	<u>3,2-7,2</u> 5,4	<u>22,2-71,2</u> 45,7	-	<u>2,46-2,82</u> 2,69	<u>2,27-2,65</u> 2,53	<u>1,1-4,36</u> 2,8	<u>4,44-11,4</u> 7,14
Алевролит крупнозернистый	<u>5,1-8,9</u> 7,3	<u>56,5-105,9</u> 74,2	<u>38,2-81,4</u> 65,4	<u>2,63-2,82</u> 2,71	<u>2,36-2,63</u> 2,55	<u>1,42-3,2</u> 2,14	<u>4,04-9,7</u> 6,66
Песчаник мелкозернистый	<u>7,2-7,8</u> 7,5	<u>63,1-139,3</u> 101,6	<u>22,7-87,5</u> 65,8	<u>2,66-2,77</u> 2,71	<u>2,49-2,62</u> 2,58	<u>0,4-2,91</u> 1,1	<u>2,26-7,84</u> 5,45
Конкреция карбонатная	-	<u>48,1-98,4</u> 73,2	-	<u>-</u> 2,8	<u>-</u> 2,73	<u>-</u> 1,82	<u>-</u> 2,5
Породы, вмещающие пласт 30 (глубина опробования 120-450 м)							
Аргиллит	<u>2,4-7,2</u> 4,8	<u>13,4-50,5</u> 21,0	-	<u>2,62-2,86</u> 2,71	<u>2,43-2,65</u> 2,52	<u>2,77-4,8</u> 3,66	<u>4,06-10,92</u> 7,65
Алевролит мелкозернистый	<u>2,7-7,0</u> 4,5	<u>19,4-71,7</u> 45,6	-	<u>2,62-2,82</u> 2,71	<u>2,42-2,66</u> 2,54	<u>0,33-3,98</u> 2,71	<u>4,44-11,4</u> 7,14
Алевролит крупнозернистый	<u>3,4-8,4</u> 6,1	<u>31,5-89,0</u> 64,5	<u>16,3-47,2</u> 30,0	<u>2,58-2,75</u> 2,69	<u>2,40-2,61</u> 2,54	<u>0,86-3,58</u> 2,3	<u>4,04-9,7</u> 6,66
Песчаник мелкозернистый	<u>4,8-9,5</u> 7,4	<u>53,1-174,6</u> 101,3	<u>38,4-102,1</u> 72,9	<u>2,61-2,81</u> 2,71	<u>2,44-2,75</u> 2,58	<u>0,36-3,98</u> 1,23	<u>2,26-7,84</u> 5,45
Конкреция карбонатная	<u>-</u> 9	<u>77,0-169,0</u> 115,0	<u>-</u> 120,1	<u>2,78-2,89</u> 2,83	<u>2,67-2,83</u> 2,74	<u>0,51-0,78</u> 0,64	<u>1,11-3,16</u> 2,48
Породы, вмещающие пласт 29а (глубина опробования 130-500 м)							
Аргиллит	<u>2,4-7,0</u>	<u>8,7-34,8</u>	-	<u>2,60-2,91</u>	<u>2,40-2,73</u>	<u>1,85-5,02</u>	<u>2,21-11,23</u>



Наименование пород	Крепость, f	Сопротивление сжатию в сухом состоянии, $\sigma_{сж}$ , МПа	Сопротивление сжатию в водонасыщенном состоянии, $\sigma_{сж}$ , МПа	Плотность, т/м <sup>3</sup>	Объемный вес, т/м <sup>3</sup>	Влажность, %	Пористость, %
	4,2	15,2		2,71	2,51	3,58	7,65
Алевролит мелкозернистый	<u>3,1-5,0</u> 4,0	<u>18,2-83,1</u> 44,2	-	<u>2,66-2,96</u> 2,72	<u>2,46-2,8</u> 2,54	<u>1,49-4,22</u> 2,7	<u>3,27-11,03</u> 7,05
Алевролит крупнозернистый	<u>4,1-9,1</u> 7,0	<u>48,3-114,4</u> 77,4	<u>41,4-88,6</u> 66,5	<u>2,63-2,75</u> 2,69	<u>2,42-2,67</u> 2,55	<u>0,73-86</u> 1,81	<u>2,2-8,76</u> 6,06
Песчаник мелкозернистый	-	<u>54,7-253,7</u> 111,8	<u>35,9-75,8</u> 60,7	<u>2,67-2,78</u> 2,72	<u>2,55-2,75</u> 2,6	<u>0,37-1,97</u> 0,92	<u>1,43-6,64</u> 4,67
Конкреция карбонатная	<u>8,2-10,0</u> 9,1	<u>47,0-260,6</u> 140,2	-	<u>2,82-2,96</u> 2,87	<u>2,63-2,89</u> 2,74	<u>0,52-2,41</u> 1,52	<u>1,12-7,34</u> 4,54

*Устойчивость и обрушаемость кровли и склонность к пучению  
почвы угольных пластов*

В данном разделе ниже приводится характеристика кровли и почвы только рабочих пластов 29а и 30 в пределах лицензионных границ.

*Характеристика вмещающих пород пласта 30*

Пласт 30 также приблизительно на 50% площади участка недр отработан, поэтому характеристики пласта в настоящем заключении приняты по оставшейся площади. Пласт представлен двумя или тремя угольными пачками. Общая мощность пласта в границах восточного блока изменяется от 1,8 до 3,18 м, при среднем значении 2,4 м.

Непосредственная кровля пласта представлена породами разного литологического состава, но в основном преимущественное распространение имеют мелкие алевролиты и аргиллиты, характеризующиеся как неустойчивые. Мощность алевролитов в непосредственной кровле пласта достигает 7 м, их прочность на одноосное сжатие составляет 40 МПа. При этом на участках, где непосредственная кровля пласта представлена аргиллитами, в нижнем основании имеется неустойчивый слой пород мощностью до 4 м. Прочность аргиллитов на одноосное сжатие составляет 21 МПа.

На контакте пласта 30 и непосредственной кровли имеется ложная кровля, представленная аргиллитами мощностью от 0,15 м. Ложная кровля обрушается вслед за выемкой угля и при расчетах геомеханических параметров её рекомендуется включать в состав вынимаемой мощности.

Основная кровля пласта большей частью представлена мелкозернистыми песчаниками, имеющими мощность от 5,6 до 20,2 м и прочность 70 МПа. Иногда основную кровлю пласта 30 составляют мелкие алевролиты, мощность которых составляет от 8,4 до 25 м, прочность на одноосное сжатие в пределах до 50 МПа.

Почва пласта представлена, как правило, мелкими алевролитами, склонна к пучению.



Выше пласта 30 залегают пласты 31, 32, 33 и 34, которые ранее шахтой «Большевик» на восточном блоке не обрабатывались. Толща коренных пород выше пласта 30 представлена переслаиванием песчаников, крупнозернистых и мелкозернистых алевролитов, которые вмещают пропластки угля мощностью от 0,1 до 0,5 м. Пласт 31 на большей части шахтного поля характеризуется незначительной мощностью от 0,10 до 1,3 м. Пласт имеет сложное строение и может содержать до пяти породных прослоев, мощностью от 0,05 до 0,60 м. На некоторых участках шахтного поля пласт 31 теряет мощность и полностью выклинивается. В границах шахты «Большевик» балансовых запасов по пласту 31 не имеется.

#### Характеристика вмещающих пород пласта 29а

Пласт 29а является нижним пластом шахтного поля, представлен в основном двумя угольными пачками, реже одной. Мощность пласта колеблется от 3,1 до 3,7 м при среднем значении 3,4 м. В пределах восточного эксплуатационного блока около 50 % площади отработано.

Ложная кровля для пласта 29а в границах восточного блока не характерна.

Непосредственная кровля пласта мощностью 4-10 м представлена аргиллитами, реже мелкими алевролитами. Прочность пород непосредственной кровли, выраженная временным сопротивлением на одноосное сжатие, составляет 20-40 МПа. По устойчивости непосредственная кровля относится промежуточному типу между среднеустойчивой и неустойчивой.

Основная кровля пласта мощностью от 10 до 20 м на подавляющей площади сложена разнозернистыми алевролитами, редко и эпизодически прочными мелкозернистыми песчаниками. В первом случае по обрушаемости основная кровля в пределах рассматриваемого участка относится к промежуточному типу между среднеобрушаемой и легкообрушаемой, в зависимости от зернистости слагаемых её алевролитов, и в последнем случае основная кровля является труднообрушающейся.

Непосредственная почва пласта представлена мелкозернистыми алевролитами мощностью 6 - 8 м и крепостью  $f = 4-5$ . На отдельных участках непосредственная почва пласта склонна к пучению. На контакте с углем имеется ложная почва, мощностью 0,3 м.

### **2.8.2 Газоносность**

Состав газов угольных пластов типичен для угольных месторождений и представлен смесью метана с углекислым газом и азотом. Тяжелые углеводороды и водород встречаются в виде примесей.

По химическому составу и процентному соотношению основных газовых компонентов на участке выделены пять зон:

- азотно-углекислая;



- углекисло-азотная;
- метано-азотная;
- азотно-метановая;
- метановая.

По простирацию угленосной толщи в каждой зоне состав газов остается примерно одинаковым. По падению угольных пластов происходит закономерное увеличение содержания метана и соответственно уменьшение азота и углекислого газа с последовательной сменой газовых зон.

Зона деметанизации объединяет азотно-углекислую и углекисло-азотную газовые зоны. Она распространена от дневной поверхности от 15 до 90 м. В пониженных формах рельефа достигает 15-25 м, на склонах и водоразделах от 30 до 90 м. Зона деметанизации характеризуется отсутствием метана, либо незначительным его присутствием в виде следов. Граница зоны деметанизации практически совпадает с границей зоны окисленного угля. Нижняя граница зоны деметанизации является верхней границей зоны метано-азотных газов.

Метано-азотная и нижележащая азотно-метановая зоны характеризуются значительным присутствием метана как в качественном отношении до 50-80 %, так и в количественном до 3,5 м<sup>3</sup>/т. Глубина залегания зон от дневной поверхности в пониженных формах рельефа составляет 25-40 м, на склонах и водоразделах может достигать 40-190 м, суммарная мощность зон может соответственно изменяться от 20-40 до 80-130 м.

Метановая зона характеризуется доминирующим содержанием метана как в качественно отношении – от 80 до 97,7 %, так и в количественном – от 3,5 до 23,8 м<sup>3</sup>/т.

Средняя глубина залегания метановой зоны составляет 100 м и приурочена к горизонту +220 м (абс.).

Пласт 34, находятся на границе зоны газового выветривания.

Кроме основных газовых компонентов метановой зоны, обнаружено присутствие тяжелых углеводородов и водорода, присутствие которых увеличивает диапазон воспламенения и взрываемости газовой смеси. Максимальное содержание углеводородов составляет 18,5 %, водорода 11,8 %.

На выходах угольных пластов, в зонах тектонических нарушений происходит активный газообмен, в результате понижается граница метановой зоны и соответственно увеличивается зона газового выветривания.

Основными геологическими факторами, определяющими содержание метана в угольной толще, являются метаморфизм углей, тектоническое строение, глубина залегания и гидрогеологические условия.



Метаморфизм углей является главным фактором, определяющим метаноносность угольных пластов.

В районе установлено закономерное увеличение газоносности угольных пластов по простиранию с юго-запада на северо-восток, что отвечает увеличению степени регионально-го метаморфизма в этом же направлении.

Подтверждается общая закономерность увеличения метаноносности угольных пластов с глубиной залегания, причем интенсивность нарастания метаноносности с глубиной заметно падает.

Основным фактором перераспределения метаноносности в угольной толще является тектоническое строение участка.

Нарушения, не имеющие выхода на поверхность «Зв» и «Зн» не способствуют дегазации угольных пластов, а ведут только к частичному перераспределению газов в пределах угленосных отложений, которое выражается незначительным оттоком с одного горизонта и возможным накоплением его на другом. Причем в висячем крыле газоносность выше, чем в лежащем.

В зонах нарушений мятый уголь, трещины, пустоты и полости способствуют накоплению большого количества свободного газа.

Установлено, что от горизонта +200 м (абс.) до гор. +100 м (абс.) происходит быстрое нарастание газоносности угольных пластов. Градиент нарастания составляет 5,1 м<sup>3</sup>/т с.б.м. на 100 м.

С глубиной величина градиента падает и на горизонтах от -100 м до -200 м градиент составляет 2,2 м<sup>3</sup>/т с.б.м. на 100 м.

Из графика изменения газоносности с гипсометрической глубиной (рис. 2.8.1) видно, что природная метаноносность угольных пластов на рассматриваемой площади возрастает с глубиной от границы метановой зоны по криволинейному закону и на горизонтах +200, +100, ±0 м, -100, -200 изменяется в пределах соответственно: 2,8-8,7, 7,8-13,2, 12,2-16,1, 13,8-17,8, 17,1-20,5 м<sup>3</sup>/т с.б.м.

Согласно приказу №01 от 01.01.2023 г. (см. приложение в книге 2) по АО «Шахта «Большевик» шахта отнесена к сверхкатегорной по газу метану. Относительная газообильность шахты по метану составляет 26,1 м<sup>3</sup>/т, абсолютная – 27,2 м<sup>3</sup>/мин. По пласту 29а с глубины 428 м имеют место суфлярные выделения метана.



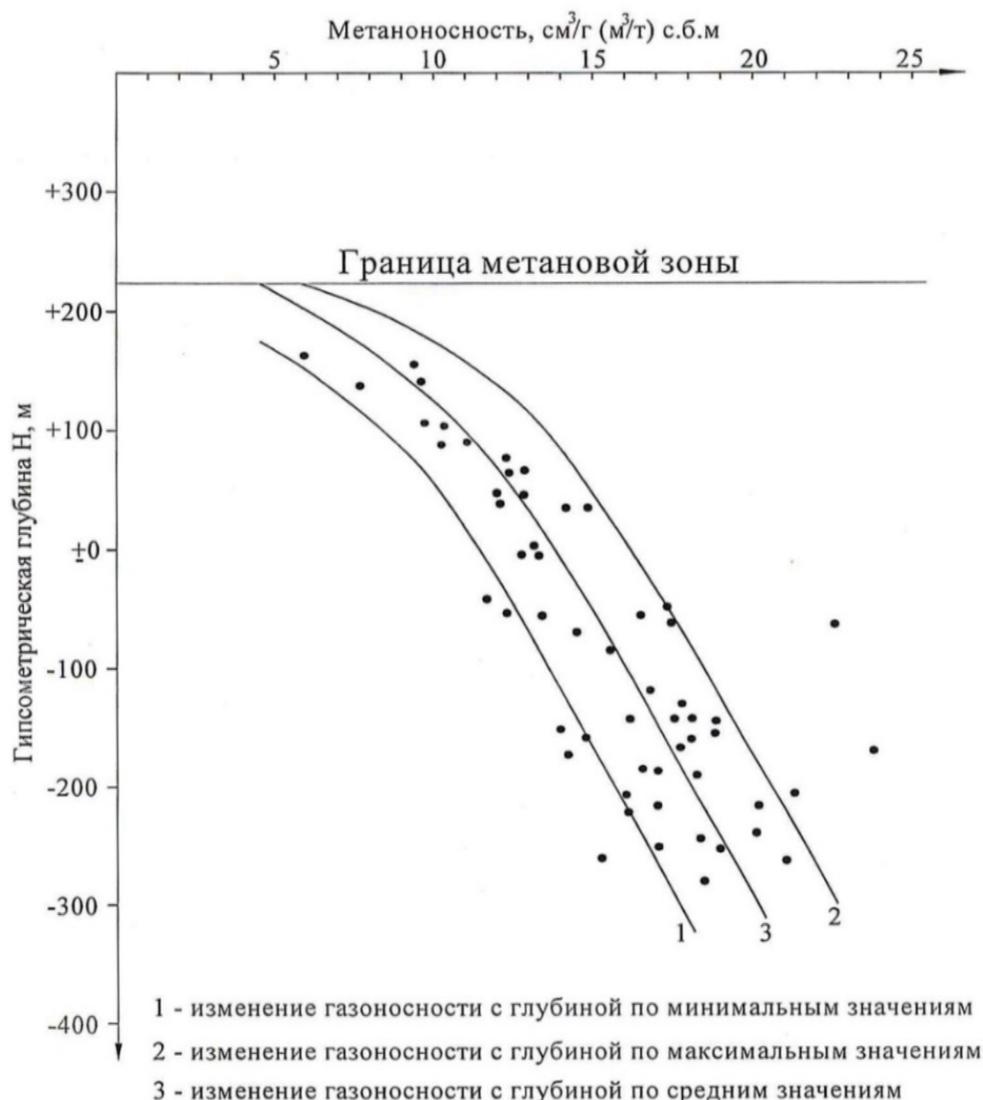


Рис. 2.8.1 Сводный график изменения метаноносности угольных пластов с глубиной

### 2.8.3 Выбросоопасность и удароопасность

В соответствии с приказом №540 от 30.09.2022 г. «Об отнесении разрабатываемых угольных пластов и вмещающих пород к категориям по динамическим явлениям (ДЯ) на 2023 год.» и на основании Заключения ЭО ПБ НЦ ВостНИИ №14-91 от 14.12.04 г. специализированной лаборатории НЦ ВостНИИ отработываемые пласты в границах шахтного поля АО «Шахта «Большевик» относятся к угрожаемым по внезапным выбросам угля и газа - с глубины 500 м (пласт 29а), а с глубины 450 м (пласт 30). Максимальные глубины ведения горных работ будут составлять для пласта 29а - 430 м, а для пласта 30 составит 350 м, таким образом, настоящим проектом не предусматривается применение противовыбросовых мероприятий.

Отработываемые пласты 29а и 30 в границах шахтного поля АО «Шахта «Большевик» согласно Заключения №33 от 28.05.2013 г. Кемеровского представительства ВНИМИ и при-



казу №540 от 30.09.2022 г. относятся к угрожаемым по горным ударам с глубины 200 м. Так как максимальные глубины ведения горных работ будут составлять более 200 м, таким образом, проектом предусматривается применение противоударных мероприятий.

#### **2.8.4 Взрывоопасность угольной пыли, силикозоопасность пород**

Согласно п.179 ПБ к опасным по взрывам пыли относятся пласты угля с выходом летучих веществ 15% и более. Угли всех пластов шахтного поля обладают выходом летучих веществ, значительно превышающим указанную величину и по своим физико-механическим свойствам очень хрупкие, при отработке способны образовывать большое количество мелочи и тонкой угольной пыли.

Также угольная пыль является взрывоопасной в соответствии с Заключением №5-22 от 18.05.2022 г. об оценке взрывоопасности угольной пыли пласта «29а», пласта «30» АО «Шахта «Большевик».

Согласно Заключению № 3081-22 от 15.08.2022 г. о результатах определения пылеобразующей способности угля и прогноза запыленности рудничного воздуха в горных выработках АО «Шахта «Большевик», уголь пласта 29а по категории пылеобразующей способности относится к весьма пыльным.

К силикозоопасным горным породам относятся породы с содержанием в них двуокиси кремния ( $S_iO_2$ ) выше 10 %. В горных породах, слагающих угленосную толщу участка, содержание двуокиси кремния составляет: в песчаниках – 41,9%, в алевролитах – от 29 до 34,5 %, в аргиллитах – 26,5 %. Кроме того, свободная двуокись кремния имеется в небольших количествах и в углях. Таким образом, углевмещающие породы шахтного поля являются силикозоопасными.

#### **2.8.5 Склонность углей к самовозгоранию**

Согласно списку обрабатываемых шахтопластов угля с результатами оценки их склонности к самовозгоранию на 2023 год, а также на основании «Заключения № 38/9 от 20.05.2021 г. о склонности к самовозгоранию и продолжительности инкубационного периода самовозгорания угля пластов 29а и 30 в условиях АО «Шахта «Большевик», специализированной лаборатории АО «НЦ ВостНИИ» угольные пласты 30 и 29а АО «Шахта «Большевик» отнесены к категории склонных к самовозгоранию с инкубационным периодом самовозгорания угля равным 67 и 59 суток соответственно.



## 2.9 Граница и запасы шахтного поля

### 2.9.1 Границы шахтного поля

АО «Шахта «Большевик» расположена на севере Байдаевского геолого-экономического района Кузбасса.

В административном отношении Байдаевское месторождение относится к Новокузнецкому району Кемеровской области и непосредственно примыкает к черте г. Новокузнецка. Месторождение занимает водораздельное пространство между реками Томь и Абашева.

АО «Шахта «Большевик» ведет горные работы на основании лицензии на право пользования недрами КЕМ 00521 ТЭ, выданной 27.10.1997 г. Министерством природных ресурсов Российской Федерации. Дата окончания срока действия 01.01.2033 г. Лицензия выдана с целью разведки и добычи полезных ископаемых, в том числе использование отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств.

Поле шахты «Большевик» состоит из двух участков: основного поля (участок «Антоновский 1-2») и восточного блока (участок «Есаульский 3-4»). Границей между участками является крупное дизъюнктивное нарушение «В<sub>1</sub>».

В настоящее время основное поле ликвидировано в соответствии с «*Проектом ликвидации основного поля ОАО «Шахта «Большевик», разработанным ЗАО «Гипроуголь»*». Горные работы ведутся только в восточном блоке шахты.

Непосредственно с АО «Шахта «Большевик» граничат шахты: АО «Шахта «Антоновская» (КЕМ 01760 ТЭ), АО «Шахта «Полосухинская» (КЕМ 13835 ТЭ) и ООО «Шахта «Есаульская» (КЕМ 15356 ТЭ).

Горный отвод впервые был утвержден для шахты-штольни с артельной добычей угля в 1934 г., протокол №59 от 17.08.1934 г. В дальнейшем в связи с реконструкцией шахты и увеличением добычи угля постоянно утверждались новые прирезки. В 1999 г. в Кузнецкое Управление Госгортехнадзора России были представлены материалы для объединения ранее полученных прирезок в единый горный отвод в уточненных границах и получен Горноотводной Акт №1299 от 31.08.1999 г. со сроком действия до 01.01.2014 г. к лицензии КЕМ 00521 ТЭ. После продления срока действия лицензии КЕМ 00521 ТЭ до 31.12.2017 г. Сибирским управлением Ростехнадзора 19.12.2013 г. был выдан горноотводный акт №2108 со сроком действия до 31.12.2017 г.

В связи с разработкой Дополнения №1 к «Техническому проекту доработки запасов геологического участка «Есаульский 3-4» Байдаевского месторождения в лицензионных гра-



нищах шахты «Большевик» был получен Горноотводной Акт №2595 от 16.11.2016 г. со сроком действия до 01.01.2033 г.

Согласно лицензии КЕМ 00521 ТЭ от 27.10.1997 г., Изменений к лицензии на пользование недрами КЕМ 00521 ТЭ от 05.09.2016 г. в части продления срока действия до 01.01.2033 г. и разовой актуализации лицензии границами участка являются:

*Участки Есаульские 3-4 (восточный блок):*

- на западе – дизъюнктивное нарушение «В<sub>1</sub>» (точки 197-103-82-20-19-19');
- на севере вертикальная плоскость (точки 19'-175-176-177);
- на северо-востоке и востоке: граница с шахтой «Полосухинская» (точки 177-161-141-142-143-155) – вертикальная плоскость до нарушения «З<sub>В</sub>» и далее ниже по нему до почвы пласта 29а;

граница с шахтой «Есаульская» (точки 155-144-145-146-147-148-178) – вертикальная плоскость до почвы пласта 29а;

- на юге выход пласта 29а под наносы (точки 178-181-185-186-187-191-195-196-197);
- нижняя граница горного отвода – почва пласта 29а;

*Участки Антоновские 1-2 (основное поле):*

- на северо-востоке – дизъюнктивное нарушение «В<sub>1</sub>»;
- на северо-западе, юге и востоке – выход пласта 29а под четвертичные отложения;
- Нижняя граница – почва пласта 29а.
- Верхняя граница – нижняя граница почвенного слоя, а при его отсутствии – граница земной поверхности и дна водоемов и водотоков.

Площадь участка недр: Антоновские 1-2 – 8,67 км<sup>2</sup>, Есаульские 3-4 – 5,10 км<sup>2</sup>.

## 2.9.2 Запасы шахтного поля

Балансовые запасы каменного угля утверждены протоколом ВКЗ СССР №8555 от 28.10.1953 г. и протоколом ГКЗ №6643 от 27.09.1972 г. При утверждении запасов по полю «Шахта «Антоновская» (протокол ГКЗ №8124 от 06.09.1978 г.) был также выполнен подсчет запасов по полю «Шахта «Большевик» в границах современного лицензионного участка. Запасы по участку «Есаульский 3-4» (восточный блок) были отдельно утверждены протоколом ГКЗ СССР №9317 от 14.10.1983 г.

**Основное поле** шахты «Большевик» расположено на геологических участках «Антоновских 1-2». Запасы угля прошли государственную экспертизу в ГКЗ и утверждены протоколом №6643 от 27.09.1972 г.



В настоящее время запасы в границах основного поля полностью отработаны. Оставшиеся участки с учтенными балансовыми запасами в результате выполненного технического и экономического анализа возможности их доработки в рамках основного «Проекта ликвидации...» являются экономически нецелесообразными к отработке.

Протоколом ТКЗ Кузбасснедра №1005-оп от 22.01.2010 г. подтвердилась обоснованность принятых проектных решений и нецелесообразность отработки оставшихся запасов участка «Антоновские 1-2» в результате чего запасы в границах участка «Антоновские 1-2» были полностью списаны за исключением запасов взброшенной части пласта 29а у границы с восточным блоком в количестве 580 тыс. т.

Данные запасы были оставлены на балансе по желанию недропользователя для последующей отработки.

После уточнения горно-геологических условий на данном участке (влияние разрывных нарушений, высокая трещиноватость и обводненность угля и вмещающих пород) было решено отказаться от его доработки подземным способом.

Отработка данных запасов открытым способом в настоящее время также невозможна ввиду наличия над участком ЛЭП 6 кВ, снабжающей электроэнергией промплощадку и горные работы восточного блока, а также земель Новокузнецкого лесничества с целевым назначением лесов «Зеленые зоны». Разрешенные виды использования лесов не допускают выполнение работ по разработке месторождений полезных ископаемых в зеленых зонах в соответствии с положениями п.5, 7 ст.105 Лесного Кодекса РФ и Постановления Правительства РФ №1007 от 14.12.2009 г. Выделение участков в таких зонах под промышленную деятельность практически невозможно и должно иметь весьма веские основания.

Возможность отработки оставшихся запасов участка «Антоновские 1-2» открытым способом будет решаться по отдельному технико-экономическому обоснованию после доработки запасов участка Есаульский 3-4 (восточного блока).

Настоящей проектной документацией отработка запасов участка «Антоновские 1-2» не предусмотрена.

**Восточный блок** шахты «Большевик» расположен на геологических участках «Есаульских 3-4», которые после проведения детальной разведки в 1974-1981 годах вошли в состав геологического участка «Поле шахты «Антоновская» (II очередь).

Запасы угля в границах восточного блока шахты «Большевик» подсчитаны геологоразведочной организацией в 1983 году по кондициям, разработанным институтом «ВНИИГидроуголь» и утвержденным ГКЗ СССР протоколом №1737-к от 22 сентября 1982 года. Запасы угля в границах геологического участка «Поле шахты «Антоновская» (II очередь) прошли



Государственную экспертизу в ГКЗ при Совете Министров СССР и утверждены протоколом №9317 от 14 октября 1983 г.

Всего до начала освоения запасов в восточном блоке (участок «Есаульский 3-4») на балансе шахты по данному блоку было учтено 47806 тыс. тонн угля.

В границы восточного блока шахты «Большевик» входят 6 угольных пластов (сверху вниз): 34, 33, 32, 31, 30 и 29а. Все пласты, кроме пласта 31, имеют промышленное значение и утвержденные балансовые запасы. Изначально запасы по пласту 31 были поставлены на баланс шахты в количестве 571 тыс. тонн угля. Впоследствии данные запасы были списаны, как нецелесообразный к отработке по технико-экономическим причинам вследствие сложных горно-геологических условий по Акту №4 от 14.01.1994 г.

Согласно протоколу ГКЗ основное промышленное значение имеют выдержанный пласт 32 и относительно выдержанные пласты 30 и 29а, в которых содержалось 91% балансовых запасов (42329 тыс. тонн).

Остальные пласты 34 и 33 на большей площади являются тонкими. Пласты являются невыдержанными и выклиниваются, в которых содержится 9% балансовых запасов (4236 тыс. тонн).

В 2004 году ЗАО «Гипроуголь» было выполнено ТЭО эксплуатационных кондиций для подсчета запасов угля в восточном блоке поля шахты «Большевик» без апробации в ГКЗ. В данной работе был выполнен технико-экономический расчет отработки запасов пластов 34 и 33, который показал экономическую нецелесообразность их отработки ввиду ограниченности промышленных запасов.

Запасы пластов 33 и 34 были списаны Актами №6 и №7 от 14.01.1994 г. в количестве 2718 тыс. тонн.

В 2008 году списанные запасы в восточном блоке по пластам 33 и 34 были снова поставлены на баланс шахты.

Таким образом, общее количество исходных балансовых запасов в восточном блоке до начала его отработки составляло – 47 235 тыс. тонн.

Балансовые запасы угля в границах лицензии КЕМ 00521 ТЭ согласно «Отчетному балансу запасов каменного угля за 2022 г. (по состоянию на 01.01.2023 г.)» и справке формы №5-гр на 01.01.2023 г. составили по категориям В+С<sub>1</sub> 28 307 тыс. т, в том числе по категории В – 12 376 тыс. т., по категории С<sub>1</sub> – 15 931 тыс. т.

Согласно форме №2-гр распределение балансовых запасов, по пластам следующее:

- пласт 34 – 2 280 тыс. т.;
- пласт 33 – 1 956 тыс. т.;



- пласт 32 – 6 825 тыс. т.;
- пласт 30 – 6 405 тыс. т.;
- пласт 29а – 10 841 тыс. т., в т.ч.:
  - в границах восточного блока – 10 261 тыс. т.;
  - в границах основного поля – 580 тыс. т.

В таблице 2.9-1 приведено распределение балансовых запасов каменного угля по пластам и категориям разведанности по состоянию на 01.01.2023 г. в лицензионных границах АО «Шахта «Большевик».

Таблица 2.9-1 Распределение балансовых запасов шахты «Большевик» на 01.01.2023 г. в границах лицензии КЕМ 00521 ТЭ по пластам и категориям разведанности

Пласт	Марка угля	Распределение запасов, тыс. т.			
		А	В	С <sub>1</sub>	Всего
<b>уч. «Антоновский 1-2» (основное поле)</b>					
29а	ГЖ	0	127	453	580
<b>Всего по уч. «Антоновский 1-2»</b>		<b>0</b>	<b>127</b>	<b>453</b>	<b>580</b>
<b>уч. «Есаульский 3-4» (восточный блок)</b>					
29а	ГЖ	0	5 607	4 654	10 261
30	ГЖО	0	2 603	3 802	6 405
32	ГЖО	0	4 039	2 786	6 825
33	ГЖО	0	0	1 956	1 956
34	ГЖО	0	0	2 280	2 280
<b>Всего по уч. «Есаульский 3-4»</b>		<b>0</b>	<b>12 249</b>	<b>15 478</b>	<b>27 727</b>
<b>Итого по шахте</b>		<b>0</b>	<b>12 376</b>	<b>15 931</b>	<b>28 307</b>

Кроме того, следует отметить, что в соответствии с документацией «Технический проект доработки запасов геологического участка «Есаульский 3-4» Байдаевского месторождения в лицензионных границах шахты «Большевик». Дополнение №10» (согласован протоколом ЦКР-ТПИ Роснедр №311/20-стп от 03.11.2020 г.) предусмотрено вовлечение в отработку участка пласта 29а в границах лицензии КЕМ 01760 ТЭ АО «Шахта «Антоновская» с запасами – 5160 тыс. т.

В ходе эксплуатационной деятельности АО «Шахта «Большевик» в границах лицензии КЕМ 01760 ТЭ (АО «Шахта «Антоновская») в период 2020 - 2022 годов было добыто 90 тыс. тонн угля по чистым угольным пачкам при ведении подготовительных работ.

Исходя из вышеизложенного, из первоначального количества вовлекаемых в отработку балансовых запасов шахты «Антоновская» (5160 тыс. тонн угля по чистым угольным пачкам), по состоянию на 01.01.2023 г. остаток вовлекаемых в отработку балансовых запасов шахты «Большевик» (лицензия КЕМ 00521 ТЭ) составляет 5070 тыс. тонн угля по чистым угольным пачкам.



Таким образом, количество балансовых запасов в границах рассматриваемого участка отработки по пласту 29а по совокупности двух лицензий КЕМ 00521 ТЭ (АО «Шахта «Большевик») и КЕМ 01760 ТЭ (АО «Шахта «Антоновская») по состоянию на 01.01.2023 г. составляет 15573 тыс. тонн (см. таблицу 2.9-2).



Таблица 2.9-2 Балансовые запасы пласта 29а в технических границах по состоянию на 01.01.2023 г. с учетом вовлекаемых в отработку запасов АО «Шахта «Антоновская»

Участки	Распределение запасов, тыс. тонн				
	А	В	С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	Всего
<b>Лицензия КЕМ 00521 ТЭ (АО «Шахта «Большевик»)</b>					
Итого запасов по пласту 29а в границах лицензии КЕМ 00521 ТЭ:	0	5734	5107	0	10841
- в границах участка «Антоновские 1-2»	0	127	453	0	580
<i>Запасы, принятые к рассмотрению (в границах участка «Есаульские 3-4»):</i>	<i>0</i>	<i>5607</i>	<i>4654</i>	<i>0</i>	<i>10261</i>
<b>Лицензия КЕМ 01760 ТЭ (АО «Шахта «Антоновская»)</b>					
<i>Итого запасов в границах вовлекаемого участка пл. 29а лицензии КЕМ 01760 ТЭ:</i>	<i>0</i>	<i>1344</i>	<i>3968</i>	<i>0</i>	<i>5312</i>
- контур №1	0	240	2	0	242
- контур №2	0	1104	3966	0	5070
<b>Всего балансовых запасов, вовлекаемых в отработку:</b>	<b>0</b>	<b>6951</b>	<b>8622</b>	<b>0</b>	<b>15573</b>



### 3 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕГАЗАЦИИ РАЗРАБАТЫВАЕМОГО ПЛАСТА И ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА

Необходимость проектирования дегазации определяется требованиями п. 166 «ФНИП «Правила безопасности в угольных шахтах», «Инструкцией по аэрологической безопасности угольных шахт», «Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт» (Макеев-ка, 1989 г.).

Учитывая данные требования, для оценки необходимости применения дегазации и выбора требуемого способа дегазации в настоящей документации произведены расчеты газообильности очистного забоя и выемочного участка, параметров проветривания выемочного участка, коэффициента, учитывающего опасность местных скоплений метана на сопряжении лавы с вентиляционной выработкой.

#### 3.1 Расчет ожидаемого метановыделения из разрабатываемого пласта

Расчет параметров метановыделения выполнен для следующих периодов ведения горных работ в соответствии с календарным планом развития добычи:

1 период – отработка выемочного участка 29-61 пласта 29а;

2 период – отработка выемочного участка 29-66 пласта 29а.

Для проветривания выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается применение возвратноточной схемы проветривания.

Расчет метановыделения из разрабатываемого пласта производится в соответствии с требованиями «Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт».

Относительная метанообильность выемочного участка определяется как суммарное метановыделение из разрабатываемого пласта ( $q_{пл}$ , м<sup>3</sup>/т), сближенных угольных пластов и пропластков ( $q_{с.п}$ , м<sup>3</sup>/т) и вмещающих пород ( $q_{пор}$ , м<sup>3</sup>/т)

$$q_{уч} = q_{пл} + q_{с.п} + q_{пор}, \text{ м}^3/\text{т},$$

где  $q_{пл}$  - относительное газовыделение из разрабатываемого пласта, м<sup>3</sup>/т;

$q_{с.п}$  - относительное газовыделение из под- и надрабатываемых пластов-спутников, м<sup>3</sup>/т;

$q_{пор}$  - относительное газовыделение из вмещающих пород, м<sup>3</sup>/т.

При разработке пласта без разделения на слои и схеме проветривания лавы без под-свежения относительное метановыделение из разрабатываемого пласта рассчитывается по формуле

$$q_{пл} = k_{пл} (x - x_1) + k_{э.п} (x - x_0), \text{ м}^3/\text{т},$$



- где  $k_{nl}$  - коэффициент, учитывающий влияние системы разработки на метановыделение из пласта;
- $k_{э.п}$  - коэффициент, учитывающий метановыделение из эксплуатационных потерь угля в пределах выемочного участка, доли единицы;
- $x_1$  - остаточная метаноносность угля, выдаваемого за пределы выемочного участка, м<sup>3</sup>/т;
- $x_0$  - остаточная метаноносность угля, оставляемого в выработанном пространстве в целиках, невынимаемых пачках и др., м<sup>3</sup>/т.

$$k_{nl} = (l_{оч} - 2 \text{ в}_{з.д}) / l_{оч},$$

- где  $l_{оч}$  - длина очистного забоя, м;
- $\text{в}_{з.д}$  - ширина условного пояса газового дренирования угольного массива, м;

$$x_1 = x [1 - k \exp(-n)] k_1,$$

- где  $k$  - коэффициент, для условий Кузбасса  $k = 1$ ;
- $n$  - показатель степени, зависящий от скорости подвигания очистного забоя, степени метаморфизма угля, глубины разработки; рассчитывается по формуле

$$n = a_1 V_{оч} [0,002 (27 - V^{daf})^2 + 1],$$

- где  $a_1$  - коэффициент, для условий Кузбасса  $a_1 = 0,21$ ;
- $V_{оч}$  - скорость подвигания очистного забоя, м/сут; определяется по формуле

$$V_{оч} = \frac{A_{сум}}{l_{оч} \cdot m_B \cdot \gamma}, \text{ м/сут};$$

- $k_1$  - коэффициент, учитывающий долю газа, оставшегося в отбитом угле; определяется по формуле

$$k_1 = 1 - a_2 T_T^{b_2},$$

- где  $a_2, b_2$  - коэффициенты, характеризующие газоотдачу из отбитого угля;
- $T_T$  - время транспортирования угля с момента отторжения его от массива до выдачи его за пределы участка, мин, рассчитывается по формуле

$$T_T = \sum_{i=1}^{n_B} \frac{l_{Ti}}{60 V_{Ti}}$$

- где  $n_B$  - число участков длиной  $l_{Ti}$  с различной скоростью движения угля;



$l_{Ti}$  - протяженность выработки с  $i$ -м видом транспорта, м;

$V_{Ti}$  - скорость транспортирования угля на участке  $l_{Ti}$ , м/с.

Расчет ожидаемого метановыделения из разрабатываемого пласта производится на примере выемочного участка 29-61 пласта 29а. Расчет метановыделения для выемочного участка 29-66 пласта 29а производится аналогично, результаты расчетов представлены в форме таблиц.

Исходные данные для расчета метановыделения из разрабатываемого пласта для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Исходные данные для расчета метановыделения из разрабатываемого пласта для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование показателей	Условные обозначения	Единицы измерения	Количество	
			29-61	29-66
Наименование выемочного участка			29-61	29-66
Плановая суточная нагрузка на очистной забой	$A_{сут}$	т/сут	4000	5000
Природная метаноносность разрабатываемого пласта	$X_{Г}$	м <sup>3</sup> /т с.б.м.	12,3	14,7
Остаточная метаноносность разрабатываемого пласта	$X_{ог}$	м <sup>3</sup> /т с.б.м.	2,5	2,5
Коэффициент эффективности дегазации разрабатываемого пласта	$K_{дег.пл}$	доли ед.	0,2	0,2
Длина очистного забоя	$l_{оч}$	м	100	165
Скорость транспортирования угля по очистному забою	$V_{т.оч}$	м/с	0,9	0,9
Длина перегружателя	$l_{ПТК}$	м	80	80
Скорость транспортирования угля по перегружателю	$V_{ПТК}$	м/с	1,33	1,33
Длина конвейера, расположенного в конвейерном штреке	$l_{к.ш}$	м	1900	715
Скорость транспортирования угля по конвейерному штреку	$V_{т.к.ш}$	м/с	3,15	3,15
Выход летучих	$V^{daf}$	%	37,2	37,2
Влажность угля	$W_a$	%	3,6	3,6
Зольность угля	$A_z$	%	4,3	5,0
Плотность угля	$\gamma$	т/м <sup>3</sup>	1,39	1,34
Вынимаемая мощность пласта	$m_{в}$	м	3,80	3,80

Ширина условного пояса газового дренирования угольного массива пласта 67  $v_{з.д} = 7,5$  м. При метаноносности пласта менее 15 м<sup>3</sup>/т значение  $v_{з.д}$  уменьшается в два раза, т.е.  $v_{з.д} = 7,5 / 2 = 3,75$  м. Для выемочного участка 29-61 пласта 29а при  $l_{оч} = 100$  м коэффициент, учитывающий влияние системы разработки на метановыделение из пласта  $K_{пл}$  равен



$$K_{nl} = (100 - 2 \cdot 3,75) / 100 = 0,925.$$

При  $A_{сут} = 4000$  т/сут,  $m_B = 3,80$  м,  $l_{оч} = 100$  м,  $\gamma = 1,39$  т/м<sup>3</sup> скорость подвигания очистного забоя составит

$$V_{оч} = \frac{4000}{3,80 \cdot 100 \cdot 1,39} = 7,57 \text{ м/сут}$$

При скорости подвигания очистного забоя  $V_{оч} = 7,57$  м/сут и  $V^{daf} = 37,2$  % показатель степени  $n$ , характеризующий газоотдачу из разрабатываемого пласта, равен

$$n = 0,21 \cdot 7,57 \cdot [0,002 \cdot (27 - 37,2)^2 + 1] = 1,921.$$

Время транспортирования угля в пределах выемочного участка

$$T_T = \frac{100}{60 \cdot 0,9} + \frac{80}{60 \cdot 1,33} + \frac{1900}{60 \cdot 3,15} = 12,9 \text{ мин};$$

При  $a_2 = 0,075$ ,  $b_2 = 0,25$ ,  $T_T = 12,9$  мин значение коэффициента  $k_I$  составит

$$k_I = 1 - 0,075 \cdot 12,9^{0,25} = 0,858.$$

Пересчет природной газоносности пласта на уголь производится по формуле

$$x = 0,01 \cdot x_2 \cdot (100 - A_3 - W_a), \text{ м}^3/\text{т},$$

где  $W_a$  - пластовая влажность угля, %;

$A_3$  - зольность угля, %.

При зольности пласта 29а в контуре выемочного столба 29-61  $A_3 = 4,3$  % и влажности  $W_a = 3,6$  % природная газоносность разрабатываемого пласта 29а составляет

$$x = 0,01 \cdot 12,3 \cdot (100 - 4,3 - 3,6) = 11,33 \text{ м}^3/\text{т},$$

остаточная газоносность разрабатываемого пласта 29а составляет

$$x_0 = 0,01 \cdot 2,5 \cdot (100 - 4,3 - 3,6) = 2,30 \text{ м}^3/\text{т}.$$

При  $x = 11,33$  м<sup>3</sup>/т,  $n = 1,921$ ,  $k_I = 0,858$  остаточная газоносность угля, выдаваемого за пределы выемочного участка, составляет

$$x_I = 11,33 \cdot (1 - e^{-1,921}) \cdot 0,858 = 8,295 \text{ м}^3/\text{т}.$$

При  $k_{nl} = 0,925$ ,  $x = 11,33$  м<sup>3</sup>/т,  $x_I = 8,295$  м<sup>3</sup>/т,  $x_0 = 2,30$  м<sup>3</sup>/т,  $k_{э,n} = 0,03$  относительное газовыделение из разрабатываемого угольного пласта ожидается на уровне

$$q_{nl} = 0,925 \cdot (11,33 - 8,295) + 0,03 \cdot (11,33 - 2,30) = 3,08 \text{ м}^3/\text{т}.$$



Расчет ожидаемого газовыделения из разрабатываемого пласта для выемочного участка 29-66 пласта 29а произведен аналогично, результаты расчета представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Результаты расчета относительного газовыделения из разрабатываемого пласта (без применения предварительной дегазации разрабатываемого пласта)

Наименование выемочного участка	$k_{пл}$ , доли ед.	$V_{оч}$ , м/сут	$n$	$T_T$	$k_I$	$x_I$	$q_{пл}$ , м <sup>3</sup> /т
29-61	0	7,57	1,921	12,9	0,858	8,29	3,08
29-66	0	5,95	1,510	7,8	0,874	9,15	4,42

***Определение метанообильности и разрабатываемого пласта  
с учетом применения дегазации разрабатываемого пласта***

В соответствии с п. 166 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» и «Инструкцией по аэрологической безопасности угольных шахт» дегазация угольного пласта обязательна, когда природная метаноносность пласта превышает 9,0 м<sup>3</sup>/т.

Природная метаноносность разрабатываемого пласта 29а в контуре выемочного участка 29-61 по данным геологоразведки составляет 12,3 м<sup>3</sup>/т с.б.м. (11,33 м<sup>3</sup>/т).

Природная метаноносность разрабатываемого пласта 29а в контуре выемочного участка 29-66 по данным геологоразведки составляет 14,7 м<sup>3</sup>/т с.б.м. (13,44 м<sup>3</sup>/т).

В соответствии с требованиями «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» и «Инструкцией по аэрологической безопасности угольных шахт» для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается применение предварительной дегазации разрабатываемого пласта 29а при отработке выемочных столбов.

Проведение предварительной пластовой дегазации разрабатываемого пласта 29а для выемочных участков 29-61 и 29-66 предусматривается осуществлять одиночными параллельными скважинами. Эффективность дегазации при применении данного способа предусматривается  $K_{deg} = 0,2$ .

В расчетные формулы вместо  $x$  подставляется  $x \cdot (1 - k_{д.пл})$ , если велась заблаговременная дегазация пласта (углепородной толщи).

Расчет ожидаемого газовыделения из разрабатываемого пласта для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а с учетом применения предварительной дегазации разрабатыва-



емого пласта произведен в соответствии с представленной выше методикой, результаты расчета представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 - Результаты расчета относительного газовыделения из разрабатываемого пласта с учетом применения предварительной дегазации разрабатываемого пласта

Наименование выемочного участка	$k_{пл.}$ доли ед.	$V_{оч.}$ м/сут	$n$	$T_T$	$k_I$	$x_I$	$q_{пл.}$ м <sup>3</sup> /т
29-61	0,2	7,57	1,921	12,9	0,858	6,64	2,46
29-66	0,2	5,95	1,510	7,8	0,874	7,32	3,54

### 3.2 Расчет метановыделения в выработанное пространство выемочных участков

Метановыделение в выработанное пространство выемочных участков определяется как суммарное метановыделение из сближенных угольных пластов и пропластков, а также из вмещающих пород и оставляемых пачек угля.

При отработке пласта без разделения на слои и схемах проветривания выемочных участков с последовательным разбавлением метана по источникам выделения относительное метановыделение в выработанное пространство  $q_{в.п.}$ , м<sup>3</sup>/т, рассчитывается по формуле

$$q_{в.п.} = (q_{с.н.} + q_{пор.}) \cdot (1 - k_{д.с.н.}) + q_{с.н.} \cdot (1 - k_{д.с.н.}) + k_{э.п.} \cdot (x - x_0) \cdot (1 - k_{д.пл.}), \text{ м}^3/\text{т},$$

Где  $q_{с.н.}$  - относительное метановыделение из подрабатываемых пластов и пропластков, м<sup>3</sup>/т;

$q_{пор.}$  - относительное метановыделение из вмещающих пород, м<sup>3</sup>/т;

$k_{д.с.н.}$  - коэффициент эффективности дегазации подрабатываемых спутников, доли единицы;

$q_{с.н.}$  - относительное метановыделение из надрабатываемых спутников, м<sup>3</sup>/т;

$k_{д.с.н.}$  - коэффициент эффективности дегазации надрабатываемых пластов, доли единицы;

$k_{э.п.}$  - коэффициент, учитывающий метановыделение из эксплуатационных потерь угля;

$k_{д.пл.}$  - коэффициент эффективности дегазации разрабатываемого пласта, доли ед.

#### 3.2.1 Расчет метановыделения из пластов-спутников

Для Кузнецкого бассейна при подработке расстояние по нормали между разрабатываемым и сближенным пластами, при котором газовыделение из последнего практически равно нулю, определяется по формуле

$$M_p = k_{у.к.} \cdot m_{в.п.} \cdot (1,2 + \cos \alpha_{пл.}), \text{ м},$$



- где  $k_{у.к}$  - коэффициент, при полном обрушении пород кровли  $k_{у.к} = 40$ ;  
 $m_{в.пр}$  - вынимаемая мощность пласта с учетом породных прослоек;  
 $\alpha_{пл}$  - угол падения пласта, град.

$$M_p = 40 \cdot 3,80 \cdot (1,2 + \cos 18^0) = 327 \text{ м.}$$

Принимаем  $M_p = 300$  м.

При надработке пологих угольных пластов  $M_p = 35$  м.

Относительное метановыделение из сближенных пластов, м<sup>3</sup>/т, определяется по формуле

$$q_{сп} = \sum q_{с.п.п\ i} + \sum q_{с.п.н\ i}.$$

Относительное метановыделение как из подрабатываемых  $\sum q_{с.п.п\ i}$  так и из надрабатываемых  $\sum q_{с.п.н\ i}$  сближенных пластов, м<sup>3</sup>/т, определяется по формуле

$$q_{с.п.i} = \frac{m_{с.п.i}}{m_{в}} (X_{с.п.i} - X_{o.i}) \left(1 - \frac{M_{с.п.i}}{M_p}\right),$$

- где  $m_{с.п.i}$  - суммарная мощность угольных пачек отдельного ( $i$ -го) спутника, м;  
 $m_{в}$  - вынимаемая мощность разрабатываемого пласта, м;  
 $X_{с.п.i}$  - природная метаноносность  $i$ -го спутника, м<sup>3</sup>/т;  
 $X_{o.i}$  - остаточная метаноносность угля  $i$ -го спутника, м<sup>3</sup>/т;  
 $M_{с.п.i}$  - расстояние по нормали между кровлей разрабатываемого и почвой сближенного (при подработке) и между почвой разрабатываемого и кровлей сближенного (при надработке) пластов, м;  
 $M_p$  - расстояние по нормали между разрабатываемым и сближенным пластом, при котором метановыделение из последнего практически равно нулю, м.

Характеристика пластов-спутников, попадающих в зону под- и надработки при отработке выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а, представлена в таблице 3.2.1.



Таблица 3.2.1 - Характеристика пластов-спутников, попадающих в зону под- и надработки при отработке выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Название пласта-спутника	Мощность пласта-спутника, $m_{cn}$ , м	Мощность междупластья, $M_{cn}$ , м	Природная газоносность пласта-спутника,		Остаточная газоносность пласта-спутника,		Предельная мощность междупластья, при котором $q_{cn} = 0$ , $M_p$ , м	Выход летучих, $V^{daf}$ , %	Зольность, $A^s$ , %	Влажность, $W$ , %	Относительное метановыделение из пластов-спутников, $q_{cn,i}$ , м <sup>3</sup> /т
				$X_{cn,G}$ , м <sup>3</sup> /т с.б.м	$X_{cn}$ , м <sup>3</sup> /т	$X_{0,G}$ , м <sup>3</sup> /т с.б.м	$X_{cn,0}$ , м <sup>3</sup> /т					
29-61	<i>Подрабатываемые пласты</i>											
	Пласт 33	0,92	148	6,7	6,03	2,5	2,26	300	37,5	7,5	2,1	0,46
	Пласт 32	1,64	125	7,8	7,25	2,5	2,31		36,6	5,7	1,8	1,244
	Пропласток	0,30	121	8,0	7,44	2,5	2,31		36,6	5,7	1,8	0,24
	Пласт 31	0,95	101	9,1	7,86	2,5	2,17		36,9	11,5	1,8	0,944
	Пласт 30	2,73	56	11,2	10,23	2,5	2,29		37,4	6,7	1,7	4,64
	Пропласток	0,24	49	11,4	10,42	2,5	2,29		37,4	6,7	1,7	0,43
	Пропласток	0,43	24	12,1	11,17	2,5	2,30		37,2	4,3	3,6	0,92
	<i>Разрабатываемый пласт</i>											
	Пласт 29а	3,80	-	12,3	11,33	2,5	2,30	-	37,2	4,3	3,6	-
<i>Надрабатываемые пласты</i>												
Пропласток	0,40	24	13,6	12,50	2,5	2,30	35	37,2	4,3	3,6	0,34	
29-66	<i>Подрабатываемые пласты</i>											
	Пласт 33	1,69	227	6,0	5,38	2,5	2,26	300	37,5	7,5	2,1	0,34
	Пропласток	0,56	210	6,8	6,17	2,5	2,26		37,5	7,5	2,1	0,17
	Пласт 32	1,22	164	9,2	8,48	2,5	2,31		36,6	5,7	1,8	0,90
	Пласт 31	0,23	135	10,6	9,23	2,5	2,17		36,9	11,5	1,8	0,235
Пласт 30	3,59	70	12,7	11,63	2,5	2,29	37,4		6,7	1,7	6,77	



Наименование выемочного участка	Название пласта- спутника	Мощность пласта- спутника, $m_{cn}$ , м	Мощность междуп- ластья, $M_{cn}$ , м	Природная газоносность пласта- спутника,		Остаточная газоносность пласта- спутника,		Предельная мощность междуп- ластья, при котором $q_{cn} = 0$ , $M_p$ , м	Выход летучих, $V^{daf}$ , %	Золь- ность, $A^s$ , %	Влаж- ность, $W$ , %	Относи- тельное метано- выделение из пла- стов- спутни- ков, $q_{cn,i}$ , м <sup>3</sup> /т
				$X_{cn.G}$ , м <sup>3</sup> /т с.б.м	$X_{cn}$ , м <sup>3</sup> /т	$X_{0.G}$ , м <sup>3</sup> /т с.б.м	$X_{cn.0}$ , м <sup>3</sup> /т					
	Пропласток	0,57	62	12,9	11,85	2,5	2,29		37,4	6,7	1,7	1,14
	Пропласток	0,31	47	13,4	12,27	2,5	2,29		37,4	6,7	1,7	0,69
<i>Разрабатываемый пласт</i>												
	Пласт 29а	3,80	-	14,7	13,44	2,5	2,29	-	37,2	5,0	3,6	-
<i>Надрабатываемые пласты</i>												
	Пропласток	0,31	6	14,8	13,55	2,5	2,29	35	37,2	5,0	3,6	0,762
	Пропласток	0,52	21	15,2	13,87	2,5	2,29		37,2	5,0	3,6	0,634



Результаты расчета относительного газовыделения из пластов-спутников в выработанное пространство выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а представлены в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 - Результаты расчета относительного газовыделения из пластов-спутников в выработанное пространство выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Относительное газовыделение из подрабатываемых пластов, $q_{cn}, \text{м}^3/\text{т}$	Относительное газовыделение из надрабатываемых пластов, $q_{cn}, \text{м}^3/\text{т}$	Суммарное относительное газовыделение из пластов-спутников, $\Sigma q_{cn}, \text{м}^3/\text{т}$
29-61	8,88	0,34	9,22
29-66	10,23	1,40	11,63

### 3.2.2 Расчет метановыделения из вмещающих пород

Для условий Кузбасса относительное метановыделение из вмещающих пород рассчитывается по формуле

$$q_{пор} = k_n q_{nl}, \text{м}^3/\text{т},$$

где  $k_n$  - коэффициент, для условий Кузбасса до глубины разработки 500 м от поверхности при  $V^{daf} > 20 \%$  и полном обрушении кровли  $k_n = 0,15$ .

На глубинах более 500 м от поверхности

$$k_n = k_{n.500} + 0,001 \cdot (H - 500),$$

где  $k_{n.500}$  - соответствующее значение  $k_n$  для глубины разработки 500 м.

Для выемочного участка 29-61 пласта 29а относительное газовыделение из вмещающих пород составит

$$q_{пор} = 0,15 \cdot 2,46 = 0,37 \text{ м}^3/\text{т}.$$

При  $q_{nl} = 2,46 \text{ м}^3/\text{т}$ ,  $q_{cn} = 9,22 \text{ м}^3/\text{т}$ ,  $q_{пор} = 0,37 \text{ м}^3/\text{т}$  относительная газообильность выемочного участка 29-61 пласта 29а составит

$$q_{уч} = 2,46 + 9,22 + 0,37 = 12,05 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Результаты расчета ожидаемого относительного газовыделения на выемочные участки 29-61 и 29-66 пласта 29а представлены в таблице 3.2.3.

Таблица 3.2.3 - Результаты расчета ожидаемого относительного газовыделения на выемочные участки 29-61 и 29-66 пласта 29а



Наименование выемочного участка	Добыча, $A_{сут}$ , т/сут	Относительное газовыделение из разрабатываемого пласта, $q_{пл}$ , м <sup>3</sup> /т	Относительное газовыделение из вмещающих пород, $q_{пор}$ , м <sup>3</sup> /т	Относительное газовыделение из пластов-спутников $q_{сп}$ , м <sup>3</sup> /т	Относительное газовыделение на выемочный участок, $q_{уч}$ , м <sup>3</sup> /т
29-61	4000	2,46	0,37	9,22	12,05
29-66	5000	3,54	0,53	11,63	15,70

### 3.3 Расчет абсолютной газообильности выемочных участков

При планируемой нагрузке на очистной забой  $A_{сут} = 4000$  т/сут ожидаемое абсолютное газовыделение на выемочный участок 29-61 пласта 29а составит

$$I_{уч} = \frac{q_{уч} \cdot A_{сут}}{1440} = \frac{12,05 \cdot 4000}{1440} = 33,47 \text{ м}^3/\text{мин};$$

в том числе ожидаемое абсолютное газовыделение из разрабатываемого пласта

$$I_{пл} = \frac{q_{пл} \cdot A_{сут}}{1440} = \frac{2,46 \cdot 4000}{1440} = 6,84 \text{ м}^3/\text{мин};$$

ожидаемое абсолютное газовыделение из выработанного пространства

$$I_{ен} = 33,47 - 6,84 = 26,64 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Расчет ожидаемого абсолютного газовыделения на выемочные участки 29-61 и 29-66 пласта 29а произведен аналогично, результаты расчета представлены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 - Результаты расчета ожидаемого абсолютного газовыделения на выемочные участки 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Коэффициент эффективности дегазации, пласта $k_{д.пл}$ , доли ед	Добыча, $A_{сут}$ , т/сут	Абсолютное газовыделение из разрабатываемого пласта $I_{пл}$ , м <sup>3</sup> /мин	Абсолютное газовыделение из выработанного пространства $I_{ен}$ , м <sup>3</sup> /мин	Абсолютное газовыделение на выемочный участок, $I_{уч}$ , м <sup>3</sup> /мин
29-61	0,2	4000	6,84	26,64	33,47
29-66	0,2	5000	12,28	42,23	54,51



### 3.4 Расчет параметров проветривания выемочных участков

#### 3.4.1 Расчет расхода воздуха для проветривания выемочных участков

Для проветривания выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается возвратноточная схема проветривания.

Расчет расхода воздуха производится в соответствии с требованиями «Руководства по проектированию вентиляции угольных шахт».

Количество воздуха, необходимое для проветривания очистного забоя, определяется по формуле

$$Q_{оч} = \frac{100 \cdot I_{уч.} \cdot K_n}{C - C_0}, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где  $I_{уч}$  - ожидаемое фактическое газовыделение на выемочный участок, м<sup>3</sup>/мин.

$K_n$  - коэффициент неравномерности газовыделения.

$C$  - допустимая согласно ПБ концентрация метана в исходящей из выработки вентиляционной струе, %;

$C_0$  - концентрация метана в поступающей на выемочный участок струе,.

Расчет количества воздуха для проветривания выемочных участков производится на примере выемочного участка 29-61 пласта 29а. Расчет количества воздуха для проветривания выемочного участка 29-66 пласта 29а производится аналогично, результаты расчетов представлены в форме таблиц.

При  $I_{уч.} = 33,47$  м<sup>3</sup>/мин коэффициент неравномерности газовыделения для выемочного участка 29-61 пласта 29а составляет  $K_n = 1,28$ .

При  $I_{уч.} = 33,47$  м<sup>3</sup>/мин,  $K_n = 1,28$  количество воздуха, необходимое для проветривания очистного забоя выемочного участка 29-61 пласта 29а, должно быть не менее

$$Q_{оч} = \frac{100 \cdot 33,47 \cdot 1,28}{1 - 0,05} = 4510 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Результаты расчета количества воздуха для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а представлены в таблице 3.4.1.



Таблица 3.4.1 - Результаты расчета количества воздуха для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Коэффициент эффективности дегазации разрабатываемого пласта, $K_{д.пл}$	Коэффициент эффективности дегазации выработанного пространства $K_{д.вп}$	Абсолютное газовыделение на выемочный участок, $I_{уч}$ , м <sup>3</sup> /мин	Коэффициент неравномерности газовыделения, $K_n$	Количество воздуха для проветривания выемочного участка, $Q_{оч}$ , м <sup>3</sup> /мин
29-61	0,2	0	33,47	1,28	4510
29-66	0,2	0	54,51	1,28	7344

Проверка расхода воздуха по скорости проводится по формулам:

по минимальной скорости воздуха в очистной выработке

$$Q_{оч} \geq 60 \cdot S_{оч\ max} \cdot V_{min} \cdot k_{ут.в}, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где  $S_{оч\ max}$  - максимальная площадь поперечного сечения призабойного пространства очистной выработки в свету, м<sup>2</sup>;

$V_{min}$  - минимально допустимая скорость воздуха в очистной выработке, м/с;

$k_{ут.в}$  - коэффициент, учитывающий утечки воздуха через выработанное пространство.

по максимальной скорости воздуха в очистной выработке

$$Q_{оч} \leq Q_{оч\ max} \cdot k_{ут.в} = 60 \cdot S_{оч.min} \cdot V_{max} \cdot k_{ут.в}, \text{ м}^3/\text{мин}.$$

$$Q_{оч} = 4510 > 60 \cdot 10,5 \cdot 0,5 \cdot 1,528 = 483 \text{ м}^3/\text{мин} - \text{условие выполняется.}$$

$$Q_{оч} = 4510 < Q_{оч\ max} \cdot k_{о.з} = 60 \cdot 7,5 \cdot 4,0 \cdot 1,528 = 2751 \text{ м}^3/\text{мин} - \text{условие не выполняется.}$$

Результаты проверки расхода воздуха по скорости для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а представлены в таблице 3.4.2.

Таблица 3.4.2 - Результаты проверки расхода воздуха по скорости для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Расход воздуха, поступающего из очистной выработки в выработку с исходящей струей воздуха, $Q_{оч}$ , м <sup>3</sup> /мин	Расход воздуха по минимальной скорости воздуха в очистной выработке, $Q_{оч}$ , м <sup>3</sup> /мин	Расход воздуха по максимальной скорости воздуха в очистной выработке, $Q_{оч}$ , м <sup>3</sup> /мин
29-61	4510	483	2751
29-66	7344	474	2696



Для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а количество воздуха, требуемое для проветривания очистного забоя, превышает количество воздуха, допустимое по максимальной скорости движения воздуха в лаве, равное 2751 м<sup>3</sup>/мин и 2696 м<sup>3</sup>/мин соответственно.

### 3.4.2 Расчет коэффициента опасности при отработке выемочных участков

При применении возвратноточной схемы проветривания очистного забоя выполняется оценка вероятности образования местных скоплений метана на сопряжении лавы с вентиляционной выработкой с концентрацией выше нормы.

Возможность образования местных скоплений метана с концентрацией выше нормы на сопряжении лавы с вентиляционной выработкой исключается, если выполняется условие

$$k_0 = \frac{1434 \bar{I}_{в.л} (1 - K_{д.вн}) \sqrt{S}}{Q_{оч}^{1,5} (K_{ут.в} - 1)^{1,5}} < 1,$$

где  $k_0$  - коэффициент, учитывающий опасность местных скоплений метана на сопряжении лавы с вентиляционной выработкой;

$\bar{I}_{в.л}$  - среднее фактическое (ожидаемое) метановыделение из выработанного пространства, м<sup>3</sup>/мин;

$S$  - проектная площадь поперечного сечения вентиляционной выработки в свету, м<sup>2</sup>;

$Q_{оч}$  - расчетный расход воздуха в очистной выработке, м<sup>3</sup>/мин;

$K_{ут.в}$  - коэффициент, учитывающий утечки воздуха через выработанное пространство.

$$K_{ут.в} = 1 + 0,13 m_{в.пр} \exp(0,35 \bar{f}_{ср} - 0,25 S_{оч.min}),$$

где  $\bar{f}_{ср}$  - средневзвешенный коэффициент крепости пород кровли на расстоянии от кровли вынимаемого пласта, равном восьми его мощностям;

$m_{в.пр}$  - вынимаемая мощность пласта, м;

$S_{оч.min}$  - минимальная площадь поперечного сечения призабойного пространства, м<sup>2</sup>.

Для выемочного участка 29-61 пласта 29а

$$K_{ут.в} = 1 + 0,13 \cdot 3,80 \cdot \exp(0,35 \cdot 5,55 - 0,25 \cdot 7,5) = 1,528.$$

Тогда коэффициент опасности равен

$$k_0 = \frac{1434 \cdot 26,64 \sqrt{16,0}}{4510^{1,5} (1,528 - 1)^{1,5}} = 1,31 > 1.$$



Из расчета следует, что  $k_0 > 1$ , следовательно, для выемочного участка 29-61 пласта 29а существует возможность образования местных скоплений метана с концентрацией выше нормы на сопряжении лавы с вентиляционной выработкой.

Результаты расчета коэффициента опасности для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а представлены в таблице 3.4.3.

Таблица 3.4.3 - Результаты расчета коэффициента опасности для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	$I_{в.п.}, \text{м}^3/\text{мин}$	$K_{д.вн.}, \text{доли ед.}$	$K_{ут.в}$	$Q_{оч.}, \text{м}^3/\text{мин}$	$S, \text{м}^2$	$k_0$
29-61	26,64	0	1,528	4510	16,0	1,31
29-66	42,22	0	1,498	7344	16,0	1,10

При отработке выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а существует возможность образования местных скоплений метана с концентрацией выше нормы на сопряжении лавы с вентиляционной выработкой.

## ВЫВОДЫ

1. В соответствии с п. 166 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» и «Инструкцией по аэрологической безопасности угольных шахт» дегазация угольного пласта обязательна, когда природная метаноносность пласта превышает  $9,0 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Учитывая, что природная газоносность разрабатываемого угольного пласта 29а в контуре проектируемых к отработке выемочных участков 29-61 и 29-66 превышает  $9,0 \text{ м}^3/\text{т}$ , настоящей проектной документацией предусматривается применение предварительной дегазации разрабатываемого пласта при отработке выемочных столбов.

2. При проведении подготовительных выработок по разрабатываемым угольным пластам 29а и 30, метаноносность пласта по трассе проведения которых составляет более  $9,0 \text{ м}^3/\text{т}$ , предусматривается применение дегазации угольного массива вблизи проводимой выработки с помощью барьерных скважин.

3. Для проветривания выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается возвратноточная схема проветривания.

Для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а количество воздуха, требуемое для проветривания очистного забоя, превышает количество воздуха, допустимое по



максимальной скорости движения воздуха в лаве, равное 2751 м<sup>3</sup>/мин и 2696 м<sup>3</sup>/мин соответственно.

Для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а существует возможность образования местных скоплений метана с концентрацией выше нормы на сопряжении очистной выработки с вентиляционным штреком.

Для снижения метановыделения в выработанное пространство и предотвращения его выноса в действующие горные выработки, а также с целью недопущения образования местных скоплений метана с концентрацией выше нормы на сопряжении лавы с вентиляционной выработкой, для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается применение дегазации выработанного пространства.



## 4 ТЕХНОЛОГИЯ ДЕГАЗАЦИИ РАЗРАБАТЫВАЕМОГО ПЛАСТА И ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА

### 4.1 Схема предварительной пластовой дегазации выемочных столбов

В соответствии с п. 166 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» и «Инструкцией по аэрологической безопасности угольных шахт» дегазация угольного пласта обязательна, когда природная метаноносность пласта превышает  $9,0 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Природная метаноносность разрабатываемого пласта 29а в контуре выемочного участка 29-61 по данным геологоразведки составляет  $12,3 \text{ м}^3/\text{т}$  с.б.м. ( $11,33 \text{ м}^3/\text{т}$ ).

Природная метаноносность разрабатываемого пласта 29а в контуре выемочного участка 29-66 по данным геологоразведки составляет  $14,7 \text{ м}^3/\text{т}$  с.б.м. ( $13,44 \text{ м}^3/\text{т}$ ).

В соответствии с требованиями «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» и «Инструкцией по аэрологической безопасности угольных шахт» для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается применение предварительной дегазации разрабатываемого пласта 29а при отработке выемочных столбов.

Проведение предварительной пластовой дегазации разрабатываемого пласта 29а для выемочных участков 29-61 и 29-66 предусматривается осуществлять одиночными параллельными скважинами. Эффективность дегазации при применении данного способа предусматривается  $K_{deg} = 0,2$ .

Дегазационные скважины бурятся из конвейерных штреков в плоскости пласта параллельно очистному забою по восстанию.

При предусмотренной схеме бурения длина дегазационных скважин должна быть на 10 м меньше длины очистного забоя.

Принципиальная схема дегазации угольного пласта 29а одиночными скважинами представлена на рисунке 4.1.1.



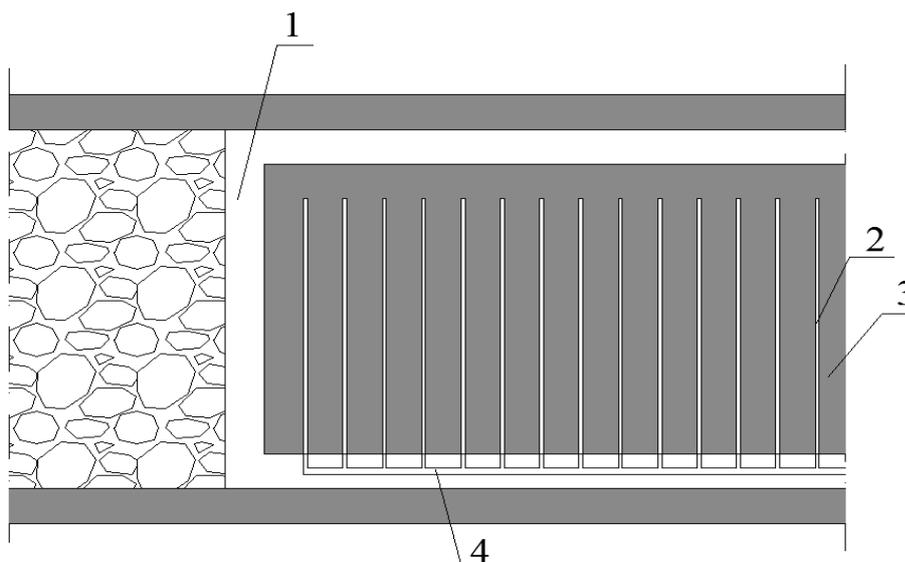


Рисунок 4.1.1 – Принципиальная схема дегазации угольного пласта 29а одиночными параллельными скважинами

*1 – очистной забой; 2 – скважины, параллельные очистному забою;  
3 – угольный пласт; 4 – дегазационный трубопровод*

Бурение дегазационных скважин на выемочном поле производится при проведении подготовительной выработки или после окончания ее проведения.

При отсутствии фактических данных об интенсивности начального удельного метановыделения пласта и темпа снижения во времени начального удельного метановыделения срок каптажа газа принимается не менее 6 и 12 месяцев соответственно для восстающих (горизонтальных) и нисходящих скважин в соответствии с требованиями «Инструкции по дегазации угольных шахт». При осушении нисходящих скважин путем перетока воды в восстающие скважины срок предварительной дегазации пласта принимается равным 6 месяцев.

Подземные пластовые скважины герметизируются на глубину не менее 6 м при угле разворота скважины от оси выработки в пределах 60-90°.

Минимальная величина разрежения у устья скважины  $B_y$  должна составлять 50 мм рт. ст.

В качестве средства дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а предусматривается применение наземных дегазационных установок.

Расположение дегазационных скважин для дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а в контуре выемочных участков 29-61 и 29-66 представлено в графической части.



## 4.2 Схема дегазации разрабатываемых пластов при проведении горных выработок

В соответствии с п. 166 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» и «Инструкцией по аэрологической безопасности угольных шахт» дегазация угольного пласта обязательна, когда природная метаноносность пласта превышает  $9,0 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Для снижения газообильности подготовительных выработок, метаноносность угольного пласта по трассе проведения которых составляет более  $9,0 \text{ м}^3/\text{т}$ , проводимых по угольным пластам 29а и 30, осуществляется дегазация угольного массива вблизи проводимой выработки с помощью барьерных скважин в соответствии с принципиальной схемой, представленной на рисунке 4.2.1.

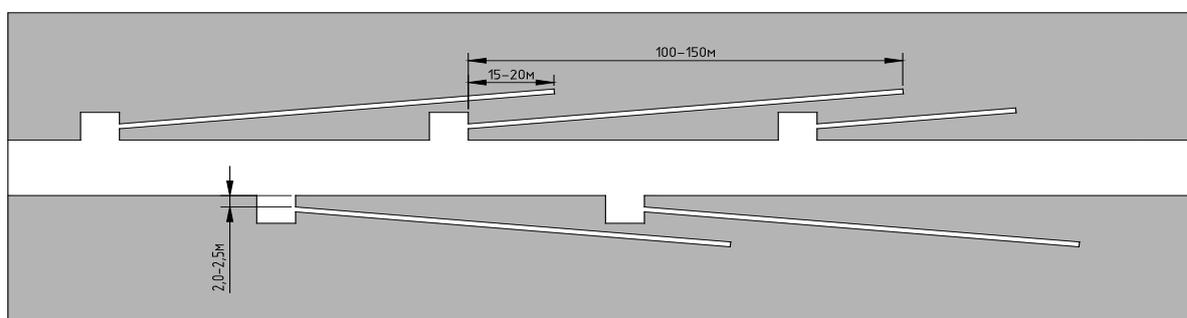


Рисунок 4.2.1 – Принципиальная схема дегазации угольного массива вблизи проводимой выработки с помощью барьерных скважин

Представленный на рисунке 4.2.1 способ дегазации предусматривает дегазацию угольного массива вблизи проводимой подготовительной выработки путем бурения барьерных скважин непосредственно из самой выработки.

Барьерные скважины бурятся из камер (ниш) под углом  $3-5^\circ$  к оси проведения выработки. Длина скважин составляет 100-150 м. Расстояние между камерами (нишами) на 15-20 м меньше длины скважин. Устья скважин располагаются на расстоянии 2,0-2,5 м от стенки выработки.

Число и расположение барьерных скважин принимаются по таблице 4.2.1 в зависимости от мощности разрабатываемых угольных пластов 29а и 30.

Таблица 4.2.1 - Число и расположение барьерных скважин

Мощность пласта, м	Расположение выработки	Число скважин			Всего
		по бокам выработки	в почве выработки	в кровле выработки	
6-8	В верхней части пласта	4	2	-	6
6-8	В середине	4	-	-	4
6-8	В нижней части пласта	4	-	2	6



Мощность пласта, м	Расположение выработки	Число скважин			
		по бокам выработки	в почве выработки	в кровле выработки	Всего
4-6	В верхней части пласта	4	-	-	4
4-6	В нижней части пласта	4	-	-	4
2-4	В пласте	4	-	-	4
менее 2	В пласте	2	-	-	2

Пластовые дегазационные скважины герметизируются на глубину не менее 10 м при угле разворота скважины от оси выработки до 60°.

Эффективность дегазации, при применении данного способа, предусматривается  $K_{дег} = 0,2$ .

Минимальная величина разрежения у устья скважины  $V_y$  должна составлять 50 мм рт. ст.

При проведении парных выработок с опережением одного из забоев и шириной целика между ними менее 15 м бурение барьерных скважин с обеих сторон выработки проводится только для опережающего забоя. Бурение скважин в боковой стенке отстающей выработки со стороны межштрекового целика при его ширине более 15 м определяется паспортом проведения выработки.

Ранее пробуренные барьерные скважины, расположенные на расстоянии более 100 м от забоя выработки, отключаются от дегазационной сети по решению технического руководителя (главного инженера шахты).

В качестве средства дегазации угольного массива вблизи проводимой выработки с помощью барьерных скважин предусматривается применение наземной дегазационной установки.

### 4.3 Схемы дегазации выработанного пространства

В соответствии с требованиями «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» и «Инструкцией по аэрологической безопасности угольных шахт» для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается применение дегазации выработанного пространства:

- при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку, коэффициент эффективности дегазации при применении данного способа  $K_{дег.} = 0,55$ ;

- скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, коэффициент эффективности дегазации данного способа  $K_{дег.} = 0,65$ .



#### 4.3.1 Схема дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку

Для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается применение дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку.

Коэффициент эффективности дегазации данного способа принят 0,55.

Принципиальные схемы дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку, представлены на рисунке 4.3.1.

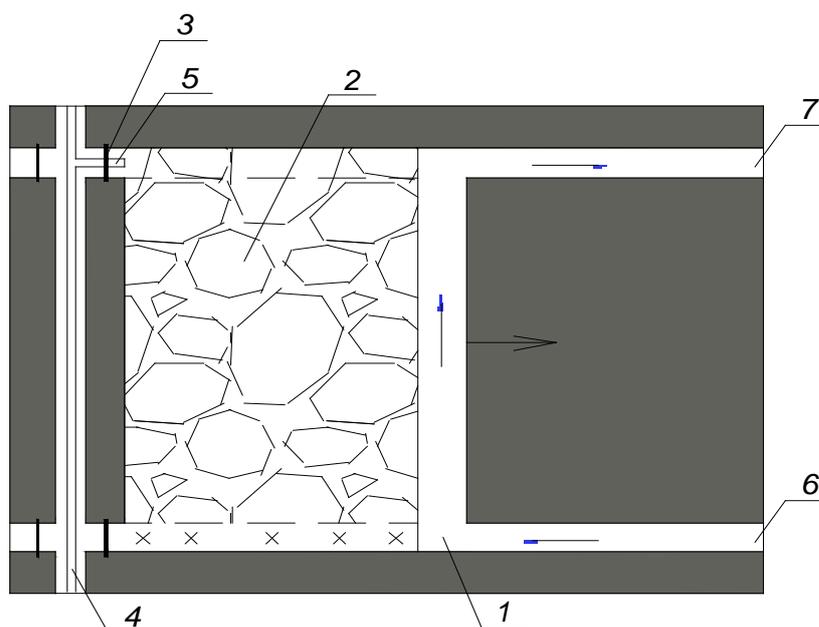


Рисунок 4.3.1 - Принципиальная схема дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку

- 1 – очистной забой; 2 – выработанное пространство; 3 – изолирующая переемычка;  
4 – дегазационный трубопровод; 5 – перфорированная труба; 6 – конвейерный штрек;  
7 – вентиляционный штрек

Извлекаемая газовоздушная смесь по дегазационному трубопроводу отводится на поверхность.

К трубопроводу со стороны лавы подключается перфорированная труба, которая охраняется кострами.

Минимальная величина разрежения у устья перфорированной трубы  $B_y$  должна составлять 30 мм рт. ст.



Параметры дегазации выработанного пространства перфорированными трубами и режим работы перфорированных труб устанавливаются паспортом выемочного участка.

Глубина герметизации скважин должна быть не менее 6 м.

В качестве средства дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, предусматривается применение наземной дегазационной установки.

Расположение трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, при отработке выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а, представлено в графической части.

#### **4.3.2 Схема дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки**

Для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается применение дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки.

Коэффициент эффективности дегазации данного способа  $K_{dez} = 0,65$ .

Принципиальная схема дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, представлена на рисунке 4.3.2.



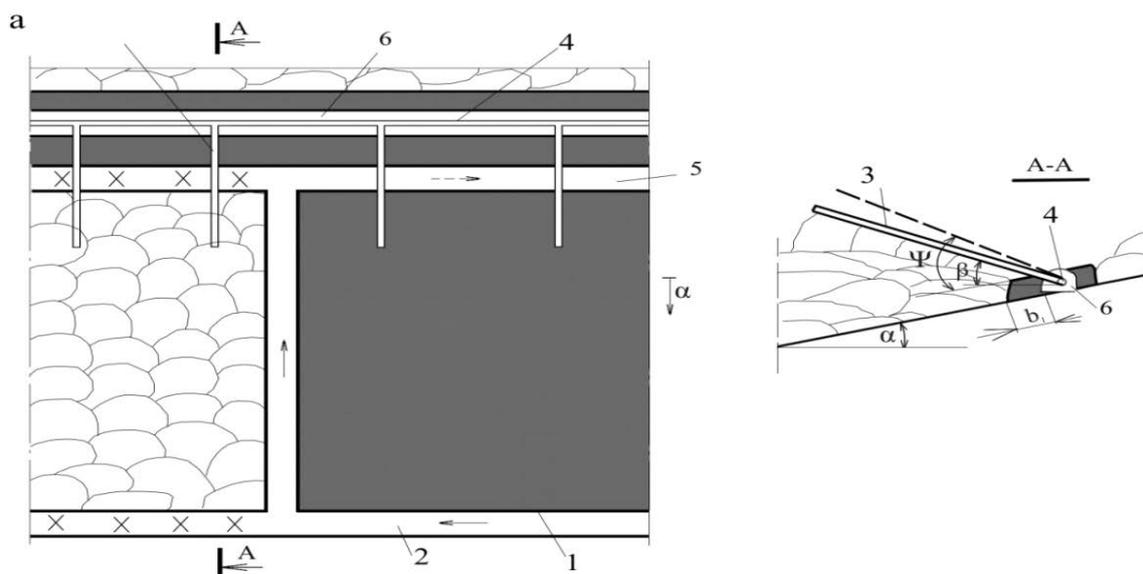


Рисунок 4.3.2 – Принципиальная схема дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки

- 1 – разрабатываемый пласт; 2 – конвейерный штрек; 3 – дегазационная скважина;  
4 – дегазационный газопровод; 5 – вентиляционный штрек;  
6 – выработка, охраняемая целиком углем;  $\alpha$  – угол падения пласта;  
 $\psi$  – угол разгрузки пород кровли;  $\beta$  – угол возвышения скважины;

Извлекаемая газовоздушная смесь по трубопроводу отводится на поверхность.

Для обеспечения максимальной эффективности скважин, пробуренных над куполом обрушения из параллельной выработки, по извлечению метана из выработанного пространства и предотвращению его выноса в очистной забой, бурение скважин предусматривается производить кустами по три скважины в каждом кусте.

Количество скважин в одновременной работе определяется расчетом.

Расстояние между кустами скважин принимается равным 30 м. Окончательное расстояние между скважинами определяется паспортом выемочного участка. Подключение новых кустов скважин осуществляется по мере подвигания очистного забоя.

Дегазационные скважины закладываются вблизи выработки с исходящей вентиляционной струей.

Глубина герметизации скважин должна быть не менее 10 м.

Минимальная величина разрежения у устья скважины  $B_y$  должна составлять 50 мм рт. ст.



В качестве средства дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, предусматривается применение наземной дегазационной установки (НДУ).

Расположение скважин, пробуренных над куполом обрушения из параллельной выработки, представлено в графической части.



## 5 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДЕГАЗАЦИИ ШАХТЫ

### 5.1 Расчет параметров предварительной дегазации выемочных столбов

#### 5.1.1 Расчет расстояния между пластовыми дегазационными скважинами

Расчет расстояния между пластовыми дегазационными скважинами производится в соответствии с методикой, изложенной в «Инструкции по дегазации угольных шахт», 2011 г.

На оконтуренном выработками участке пологого или наклонного отработываемого на полную мощность пласта расстояние  $R_c$  (в метрах) между параллельными очистному забою восстающими или горизонтальными скважинами определяется по формуле

$$R_c = \frac{l'_c \cdot m_d \cdot \frac{g_0}{a} \cdot \ln(a \cdot \tau + 1)}{l_{оч} \cdot m \cdot \gamma \cdot k'_{д.пл} \cdot q_{пл}}, \text{ м,}$$

где  $l'_c$  - полезная длина скважины, м. Рассчитывается по формуле

$$l'_c = l_c - l_2, \text{ м,}$$

где  $l_c$  - длина скважины, м;

$l_2$  - глубина герметизации устья скважины, м;

$m_d$  и  $m$  - дегазуемая скважинами и полная мощность угольных пачек пласта соответственно (при наличии породного прослоя), м;

$g_0$  - начальное удельное метановыделение в скважину,  $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$ ;

$a$  - коэффициент, характеризующий темп снижения во времени газовыделения из пласта в скважины,  $\text{сут}^{-1}$ ;

$\tau$  - продолжительность дегазации пласта скважинами, сут; устанавливается с учетом показателей газоотдачи пласта;

$l_{оч}$  - длина лавы (очистного забоя), м;

$\gamma$  - объемная масса угля,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;

$q_{пл}$  - метановыделение из пласта без его дегазации,  $\text{м}^3/\text{т}$ , устанавливается прогнозом по геологоразведочным данным и уточняется для действующих шахт по данным газовых съёмок в горных выработках шахты специализированными научными и научно-исследовательскими организациями;

$k'_{д.пл}$  - проектный коэффициент предварительной дегазации разрабатываемого пласта, доли единиц.

Величина  $g_0$  принимается по фактическим данным или рассчитывается по эмпирической формуле



$$g_0 = X \cdot \beta_n,$$

где  $X$  - природная метаноносность угольного пласта, м<sup>3</sup>/т с.б.м.;  
 $\beta_n$  - размерный эмпирический коэффициент, учитывающий мощность угольных пачек пласта и размерность  $g_0$ , находится из выражения

$$\beta_n = \frac{1}{16 + 12m}$$

Величина коэффициента  $a$  принимается по фактическим данным или определяется по формуле

$$a = b - c' \cdot V^{daf},$$

где  $b$  и  $c'$  - эмпирические коэффициенты, значения которых составляют при  $V^{daf} \leq 25\%$  0,042 и  $8,8 \cdot 10^{-4}$  соответственно, а при  $V^{daf} > 25\%$  - 0,025 и  $3,9 \cdot 10^{-4}$  соответственно.

$V^{daf}$  - выход летучих веществ, %;

Расчет расстояния между пластовыми дегазационными скважинами производится на примере выемочного участка 29-61 пласта 29а.

При длине очистного забоя  $l_{oc} = 100$  м длину скважин принимаем 90 м. Принимая глубину герметизации устья скважины  $l_c = 6$  м, полезная длина скважины равна

$$l'_c = 90 - 6 = 84 \text{ м.}$$

При мощности пласта 29а в контуре выемочного участка 29-61  $m = 3,40$  м размерный эмпирический коэффициент, учитывающий мощность угольных пачек пласта и размерность  $g_0$ , равен

$$\beta_n = \frac{1}{16 + 12m} = \frac{1}{16 + 12 \cdot 3,40} = 0,0176.$$

При природной газоносности пласта 29а в контуре выемочного столба 29-61 12,3 м<sup>3</sup>/т с.б.м величина  $g_0$  составит

$$g_0 = 12,3 \cdot 0,0176 = 0,217 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут}).$$

Выход летучих веществ для пласта 29а равен  $V^{daf} = 37,2\%$ , следовательно,  $b = 0,025$ ,  $c' = 3,9 \cdot 10^{-4}$ , тогда

$$a = 0,025 - 3,9 \cdot 10^{-4} \cdot 37,2 = 0,0105$$

Для выемочного участка 29-61 пласта 29а расстояние  $R_c$  (в метрах) между параллель-



ными очистному забою восстающими или горизонтальными скважинами составляет

$$R_c = \frac{84 \cdot 3,40 \cdot \frac{0,217}{0,0105} \cdot \ln(0,0105 \cdot 180 + 1)}{100 \cdot 3,40 \cdot 1,26 \cdot 0,2 \cdot 3,08} = 23,7 \text{ м.}$$

Исходные данные и результаты расчета расстояния между пластовыми дегазационными скважинами для выемочных участков 29-61, 29-62, 29-66 и 29-67 пласта 29а приведены в таблице 5.1.1.



Таблица 5.1.1 - Исходные данные и результаты расчета расстояния между пластовыми дегазационными скважинами для выемочных участков 29-61, 29-62, 29-66 и 29-67 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Природная газоносность, $X_G, \text{м}^3/\text{т}$ с.б.м	Длина очистного забоя, $l_{оч}, \text{м}$	Длина скважин, $l_{скв}, \text{м}$	Длина герметизации устья скважины, $l_G, \text{м}$	Плотность угля, $\gamma, \text{т}/\text{м}^3$	Полная мощность угольных пачек пласта, $m_n, \text{м}$	Относительное газовыделение из разрабатываемого пласта, $q_{пл}, \text{м}^3/\text{т}$	Коэффициент эффективности дегазации пласта, $K_{д.пл}$	Выход летучих, $V^{daf}, \%$	Полезная длина скважин, $l_c, \text{м}$	Среднее удельное метановыделение, $g_o, \text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$	Расстояние между дегазационными скважинами, $R, \text{м}$
29-61	12,3	100	90	6	1,26	3,40	3,08	0,2	37,2	84	0,217	23,7
29-62	10,3	120	110	6	1,26	3,40	2,84	0,2	37,2	104	0,181	22,2
29-66	14,7	165	155	6	1,26	3,55	4,42	0,2	37,2	149	0,251	20,6
29-67	12,3	150	140	6	1,26	3,55	3,31	0,2	37,2	134	0,210	22,7



Окончательно для выемочных участков 29-61, 29-62, 29-66 и 29-67 пласта 29а принято расстояние между дегазационными скважинами, равное  $R_k = 12$  м.

### 5.1.2 Расчет метанодобываемости пластовых дегазационных скважин

Проектное значение дебита метана при дегазации пласта параллельно-одиночными скважинами,  $G_{пл}$ , м<sup>3</sup>/мин, определяется:

в процессе обуривания участка (блока) пласта:

$$G'_6 = \frac{l'_c m N'}{1440 t'_6} \frac{g_0}{a} \ln(at'_6 + 1);$$

после завершения буровых работ на участке:

$$G'_\tau = \frac{G_6}{a_N + 1},$$

- где  $G'_6$  – дебит метана из скважин за время  $t'_6$ , сут, обуривания участка, м<sup>3</sup>/мин;  
 $G'_\tau$  – дебит метана из скважин после завершения буровых работ на участке разрабатываемого пласта, м<sup>3</sup>/мин;  
 $G_6$  – дебит метана из  $N$  скважин на момент завершения буровых работ, м<sup>3</sup>/мин;  
 $l'_c$  – полезная длина скважины, м;  
 $m$  – мощность угольных пачек пласта, м;  
 $N', N$  – число скважин на участке в процессе обуривания и после завершения буровых работ соответственно;  
 $g_0$  – начальное удельное метановыделение в скважину, м<sup>3</sup>/(м<sup>2</sup>·сут);  
 $a$  – коэффициент, характеризующий темп снижения во времени газовыделения из пласта в скважину, сут<sup>-1</sup>;  
 $a_N$  – коэффициент, характеризующий темп снижения во времени газовыделения из  $N$  скважин, сут<sup>-1</sup>;  
 $t'_6$  – продолжительность дегазации, отсчитываемая с начала бурения скважин  $N'$  на дегазируемом участке разрабатываемого пласта, сут;  
 $\tau'$  – продолжительность дегазации, отсчитываемая с момента окончания буровых работ на дегазируемом участке разрабатываемого пласта, сут.

Исходные данные и результаты расчета метанодобываемости пластовых дегазационных скважин представлены в таблице 5.1-2.



Таблица 5.1-2 - Исходные данные и результаты расчета метанодобываемости пластовых дегазационных скважин

Наименование выработки, из которой пробурены скважины	Длина скважин, $l_c$ , м	Полезная длина скважин, $l'_c$ , м	Среднее удельное метановыделение, $g_o$ , $\text{м}^3/(\text{м}^2\cdot\text{сут})$	Количество скважин, $N$ , шт.	Метанодобываемость, $\text{м}^3/\text{мин}$	
					в процессе обуривания, $G'_6$	после завершения буровых работ, $G'_7$
Конвейерный штрек 29-61	90	84	0,217	91	1,85	0,64
	90	84	0,217	13	0,31	0,11
	90	84	0,217	3	0,07	0,02
Конвейерный штрек 29-62	110	104	0,181	44	1,01	0,35
Конвейерный штрек 29-66	155	149	0,251	28	1,37	0,47
Конвейерный штрек 29-67	140	134	0,210	25	0,92	0,32

## 5.2 Расчет параметров дегазации при проведении подготовительных выработок

Прогнозное значение дебита метана  $G_{д.б.}$  при использовании барьерных скважин находится из выражения

$$G_{д.б.} = I_{н.в.} \cdot k_{д.б.}, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где  $I_{н.в.}$  - метановыделение в подготовительную выработку без дегазации пласта,  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;  
 $k_{д.б.}$  - коэффициент дегазации пласта барьерными скважинами, доли ед.

Метанообильность тупиковой выработки рассчитывается по формуле

$$I_n = I_{нов} + I_{о.у.п.}, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где  $I_{нов}$  - метановыделение из неподвижных обнаженных поверхностей пласта,  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;

$I_{о.у.п.}$  - метановыделение из отбитого угля,  $\text{м}^3/\text{мин}$ .

Метановыделение из неподвижных поверхностей пласта рассчитывается по формуле:

$$I_{нов} = 4 \cdot 10^{-4} m_n \beta V_n a_3 (x - x_0)^2 k_T, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где  $m_n$  - полная мощность угольных пачек пласта, м;

$\beta$  - коэффициент, учитывающий условия фильтрации метана;

$V_n$  - проектная скорость подвигания забоя тупиковой выработки, м/сут;

$k_T$  - коэффициент, учитывающий изменение метановыделения во времени, зависит



от времени проведения выработки  $T_{пр}$ , прошедшего от начала проведения до момента определения  $I_{нов}$ ;  $k_T = \sqrt{T_{пр}}$  ;

$a_3$  - коэффициент.

Метановыделение из отбитого угля при комбайновом способе проведения выработки определяется по формуле:

$$I_{o.y.n} = (x - x_0) j k_{m.y}, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где  $j$  - техническая производительность комбайна, т/мин;

$k_{m.y}$  - коэффициент, учитывающий степень дегазации отбитого угля; для условий Кузбасса определяется по формуле

$$k_{m.y} = a_2 T_{m.l}^{\beta_2}$$

$a_2, \beta_2$  - коэффициенты, характеризующие газоотдачу из отбитого угля.

$$T_{T.l} = T_y = \frac{S_{y2} l_{ц} \gamma}{j},$$

где  $T_y$  - время нахождения угля в призабойном пространстве, мин;

$S_{y2}$  - площадь сечения выработки по углю в проходке, м<sup>2</sup>;

$l_{ц}$  - подвигание забоя за цикл непрерывной работы комбайна, м.

Исходные данные для расчета метановыделения при проведении подготовительных выработок представлены в таблице 5.2.1.

Результаты расчета ожидаемого метановыделения при проведении подготовительных выработок и метанодобываемости барьерных скважин приведены в таблице 5.2.2.



Таблица 5.2.1 - Исходные данные для расчета метановыделения при проведении подготовительных выработок

№	Наименование выработки	Средства проведения	Способ проведения	Длина выработки, м	Длина тупика, м	Сечение по углю, м <sup>2</sup>	Метаносодержание природ., Хг, м <sup>3</sup> /т с.б.м	Метаносодержание ост., м <sup>3</sup> /т с.б.м	Полная мощность пласта по ч.у.п., м	Выход летучих, %	Влажность, %	Зольность по ч.у.п., %	Коэффициенты газоотдачи из отбитого угля, а2/б2	Коэффициент дегазации	Подвижение забоя за цикл, м	Скорость подв. забоя, м/сут	Произв. комбайна т/мин
1 период																	
1	Вентиляционный штрек 29-62	К	Спаренные	300	300	16,25	6,3	2,5	3,45	37,2	3,6	5,5	0,075 / 0,25	0	1	6	2,4
2	Вентиляционный штрек 29-62 бис от бремсбергов	К		225	225	15,75	5	2,5	3,45	37,2	3,6	5,5	0,075 / 0,25	0	1	6	2,4
3	Вентиляционный штрек 29-62 бис	К		325	325	15,75	12,1	2,5	3,45	37,2	3,6	5,5	0,075 / 0,25	0,2	1	6	2,4
4	Вентиляционный штрек 29-62 бис от диагональной сбойки 29-62-2	К		285	285	15,75	8,3	2,5	3,74	37,2	3,6	5,5	0,075 / 0,25	0	1	6	2,4
2 период																	
1	Конвейерный штрек 30-54	К	По углю	1100	1100	12,75	14	2,5	2,5	37,4	3,9	6,4	0,075 / 0,25	0,2	1	5	2,4
2	Конвейерный штрек 30-55	К	По углю	285	285	12,75	8,3	2,5	2,5	37,4	3,9	6,4	0,075 / 0,25	0	1	5	2,4
3	Вентиляционный штрек 30-54	К	Спаренные	225	225	12,75	10,6	2,5	2,5	37,4	3,9	6,4	0,075 / 0,25	0,2	1	5	2,4
4	Монтажная камера 30-54-2	К		120	120	16	13,3	2,5	2,5	37,4	3,9	6,4	0,075 / 0,25	0,2	1	4	2,4



Таблица 5.2.2 - Результаты расчета ожидаемого метановыделения при проведении подготовительных выработок и метанодобываемости ба-  
рьерных скважин

№	Наименование выработки	Природная газонасность пласта на естественный уголь X, м <sup>3</sup> /т	Метанообильность, м <sup>3</sup> /мин						Кол-во кап- тируемого метана, G <sub>д</sub> , м <sup>3</sup> /мин
			без дегазации			с дегазацией			
			в призабойном пространстве	в устье туши- ка	в выработке	в призабойном пространстве	в устье туши- ка	в выработке	
1	Вентиляционный штрек 29-62	5,73	1,11	1,31	1,31	1,11	1,31	1,31	0
2	Вентиляционный штрек 29-62 бис от	4,55	0,72	0,79	0,79	0,72	0,79	0,79	1,11
3	Вентиляционный штрек 29-62 бис	11	2,96	4,29	4,29	2,37	3,43	3,43	0,86
4	Вентиляционный штрек 29-62 бис от	7,54	1,73	2,21	2,21	1,73	2,21	2,21	0
<b>Итого:</b>			<b>6,52</b>	<b>8,6</b>	<b>8,6</b>	<b>5,93</b>	<b>7,74</b>	<b>7,74</b>	<b>0,86</b>
1	Конвейерный штрек 30-54	12,56	3,25	5,49	5,49	2,6	4,39	4,39	1,1
2	Конвейерный штрек 30-55	7,45	1,58	1,87	1,87	1,58	1,87	1,87	0
3	Вентиляционный штрек 30-54	9,51	2,23	2,72	2,72	1,78	2,18	2,18	0,54
4	Монтажная камера 30-54-2	11,93	3,18	3,7	3,7	2,54	2,96	2,96	0,74
<b>Итого:</b>			<b>10,24</b>	<b>13,78</b>	<b>13,78</b>	<b>8,5</b>	<b>11,4</b>	<b>11,4</b>	<b>2,38</b>



### 5.3 Расчет параметров дегазации выработанного пространства

#### 5.3.1 Расчет количества метановоздушной смеси, капируемой из выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку

При отработке выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а предусматривается применение дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку.

Проектный дебит  $G_{д.в.п}$ , м<sup>3</sup>/мин, капируемого из выработанного пространства метана на действующем выемочном участке определяется по формуле

$$G_{д.в.п} = I_{в.п} \cdot k_{д.в.п},$$

где  $I_{в.п}$  – газовыделение из выработанного пространства, м<sup>3</sup>/мин, определяется по факту или по прогнозу;

$k_{д.в.п}$  – коэффициент дегазации выработанного пространства, доли единицы.

Расход извлекаемой из выработанного пространства газовой смеси  $Q_{см.в.п}$ , м<sup>3</sup>/мин, определяется:

$$Q_{см.в.п} = \frac{G_{д.в.п}}{0,01 \cdot C_{в.п}},$$

где  $C_{в.п}$  – концентрация метана в извлекаемой газовой смеси, %. Для действующих шахт, применяющих данный способ дегазации, принимается по лаве-аналогу, а при отсутствии лав-аналогов принимается  $C_{в.п} = 50$  %.

Расчет количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, производится на примере выемочного участка 29-61 пласта 29а. Расчет количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, для выемочного участка 29-66 пласта 29а производится аналогично, результаты расчетов представлены в виде таблиц.

Исходя из метанобильности выработанного пространства при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а  $I_{в.п} = 26,64$  м<sup>3</sup>/мин и коэффициента дегазации  $k_{д.в.п} = 0,55$  количество метана, отводимого из выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, составит

$$G_{д.в.п} = I_{в.п} \cdot k_{д.в.п} = 26,64 \cdot 0,55 = 14,65 \text{ м}^3/\text{мин}.$$



Принимая концентрацию метана в отводимой метановоздушной смеси равной  $C = 50,0 \%$ , количество отводимой метановоздушной смеси при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемышку, должно составлять не менее

$$Q_{см} = \frac{G_{д.вп}}{0,01 \cdot C} = \frac{14,65}{0,01 \cdot 50,0} = 29,30 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Исходные данные и результаты расчета количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемышку, для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а, представлены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 - Исходные данные и результаты расчета количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемышку, для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Абсолютное газовыделение из выработанного пространства, $I_{ВП}$ , $\text{м}^3/\text{мин}$	Коэффициент эффективности дегазации выработанного пространства, $K_{д.вп.1}$ , доли ед.	Количество метана, отводимого из выработанного пространства, $G_{д.в.п}$ , $\text{м}^3/\text{мин}$	Количество метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства, $Q_{см.в.п}$ , $\text{м}^3/\text{мин}$
29-61	26,64	0,55	14,65	29,30
29-66	42,22	0,55	23,22	46,44

### 5.3.2 Расчет количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки

При отработке выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а дополнительно предусматривается применение дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки.

Проектный дебит  $G_{д.в.п}$ ,  $\text{м}^3/\text{мин}$ , каптируемого из выработанного пространства метана на действующем выемочном участке определяется по формуле

$$G_{д.в.п} = I_{в.п} \cdot k_{д.в.п},$$

где  $I_{в.п}$  – метановыделение из выработанного пространства,  $\text{м}^3/\text{мин}$ ;

$k_{д.в.п}$  – коэффициент дегазации выработанного пространства, доли ед.

Расход извлекаемой из выработанного пространства газовой смеси  $Q_{см.в.п}$ ,



м<sup>3</sup>/мин, определяется:

$$Q_{\text{см.в.п}} = \frac{G_{\text{д.в.п}}}{0,01 \cdot C_{\text{в.п}}},$$

где  $C_{\text{в.п}}$  – концентрация метана в извлекаемой газовой смеси, %. Для действующих шахт, применяющих данный способ дегазации, принимается по лаве-аналогу, а при отсутствии лав-аналогов принимается  $C_{\text{в.п}} = 50 \%$ .

Расчет количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, производится на примере выемочного участка 29-61 пласта 29а. Расчет количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, для выемочного участка 29-66 пласта 29а производится аналогично, результаты расчетов представлены в виде таблиц.

С учетом коэффициента дегазации  $k_{\text{д.вн.2}} = 0,65$  количество метана, отводимого из выработанного пространства выемочного участка 29-61 пласта 29а скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, составит

$$G_{\text{д.вн.}} = I_{\text{вн}} \cdot (1 - k_{\text{д.вн.1}}) \cdot k_{\text{д.вн.2}} = 26,64 \cdot (1 - 0,55) \cdot 0,65 = 7,79 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Принимая концентрацию метана в отводимой метановоздушной смеси равной  $C = 50\%$ , тогда количество метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, должно составлять не менее

$$Q_{\text{см}} = \frac{G_{\text{д.вн.}}}{0,01 \cdot C} = \frac{7,79}{0,01 \cdot 50} = 15,58 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Исходные данные и результаты расчета количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а представлены в таблице 5.3.2.



Таблица 5.3.2 - Исходные данные и результаты расчета количества метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Абсолютное метановыделение из выработанного пространства $I_{в.п.}$ , м <sup>3</sup> /мин	Коэффициент эффективности дегазации выработанного пространства, $K_{д.вн.2}$ , доли ед.	Количество метана, отводимого из выработанного пространства, $I_{дег.вн.}$ , м <sup>3</sup> /мин	Количество метановоздушной смеси, отводимой из выработанного пространства, $Q_{см.вн.}$ , м <sup>3</sup> /мин
29-61	26,64	0,65	7,79	15,58
29-66	42,22	0,65	12,35	24,70

### 5.3.3 Расчет параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки

При расположении скважины в кусте под углом к оси штрека, близком к 90°, т.е. при ее бурении в плоскости, параллельной забою лавы, угол наклона и длина дегазационной скважины определяются по формулам

$$\operatorname{tg}(\beta \pm \alpha) = \frac{M_{с.п} + h}{b_1 + c_1 + M \cdot \operatorname{ctg} \psi},$$

$$l_c = \frac{M + h}{\sin(\beta \pm \alpha)}, \text{ м,}$$

где  $b_1$  - протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород кровли у выработки, из которой бурится скважина, м;

$$b_1 = l_y + 5, \text{ м,}$$

$l_y$  - ширина целика, м;

$M$  - расстояние при дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными в купол обрушения, определяется по формуле

$$M = h_1 + 8, \text{ м,}$$

$h_1$  - мощность непосредственной кровли, м;

$c_1$  - резерв, учитывающий возможное отделение скважины от заданного направления, м; при дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными в купол обрушения  $c_1 = 10$  м;

$\psi$  - угол разгрузки подработанной толщи пород, отсчитываемой от плоскости



напластования, градус;

$h$  - расстояние по нормали от устья скважины до кровли разрабатываемого пласта, м.

$\alpha$  - угол падения пласта, град;

Принимаем, что дегазация выработанного пространства будет осуществляться кустом скважин по три скважины в кусте. Одна из скважин будет буриться параллельно очистному забою, а две другие - с углом разворота  $\varphi$  относительно центральной скважины. При бурении развернутых скважин их параметры задаются величиной  $a_1$ .

Угол разворота  $\varphi$  относительно центральной скважины определяется по формуле

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a_1}{[(b_1 + c_1 + M \cdot \operatorname{ctg} \psi) \cdot \cos \alpha \pm (M_{c.n} + h) \cdot \sin \alpha]},$$

где  $a_1$  - проекция оси скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, м.

Угол наклона скважины  $\beta$ , пробуренной с разворотом относительно центральной, к горизонту определяется по формуле

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{[M_{c.n} + h \mp (b_1 + c_1 + M \cdot \operatorname{ctg} \psi) \cdot \operatorname{tg} \alpha] \cdot \sin \varphi \cdot \cos \alpha}{a_1}.$$

**Примечание:** Верхний знак (плюс или минус) принимается при бурении скважин в сторону падения пласта, нижний - в сторону восстания

Длина скважин, пробуренных с разворотом относительно центральной, определяется по формуле

$$l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cdot \cos \beta}.$$

Исходные данные для расчета параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной горной выработки, для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а, представлены в таблице 5.3.3.



Таблица 5.3.3 - Исходные данные для расчета параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной горной выработки, для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Длина целика, $l_c$ , м	Мощность непосредственной кровли, $h_I$ , м	Расстояние от устья скважины до кровли пласта, $h$ , м	Проекция оси скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, $a_I$ , м	Угол падения пласта $\alpha$ , °	Угол разгрузки, $\psi$ , °
29-61	22	7,5	1,9	10	20	55
29-66	19	7,5	2,05	10	23	55

Для центральной скважины в кусте, при  $v_I = 22 + 5 = 27$  м;  $c_I = 10$  м;  $\alpha = 20^\circ$ ;  $\psi = 55^\circ$ ;  $h = 1,9$  м,  $h_I = 7,5$  м, параметры равны

$$M = 7,5 + 8 = 15,5 \text{ м,}$$

$$\operatorname{tg}(\beta \pm \alpha) = \frac{15,5 + 1,9}{27 + 10 + 15,5 \cdot \operatorname{ctg} 55^\circ} = 0,364,$$

откуда находим

$$\beta + \alpha = 20^\circ; \beta = 0^\circ,$$

$$l_c = \frac{15,5 + 1,9}{\sin(20^\circ + 0^\circ)} = 51 \text{ м.}$$

Для скважин, пробуренных с разворотом относительно центральной, при  $a_I = 10$  м, параметры составят

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{10}{[(27 + 10 + 15,5 \cdot \operatorname{ctg} 55^\circ) \cdot \cos 20^\circ + (15,5 + 1,9) \cdot \sin 20^\circ]} = 0,196$$

откуда находим

$$\varphi = 11^\circ,$$

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{[15,5 + 1,9 - (27 + 10 + 15,5 \cdot \operatorname{ctg} 55^\circ) \cdot \operatorname{tg} 20^\circ] \cdot \sin 11^\circ \cdot \cos 20^\circ}{10} = 0,00,$$

откуда находим

$$\beta = 0^\circ,$$

$$l_c = \frac{10}{\sin 11^\circ \cdot \cos 0^\circ} = 52 \text{ м.}$$

Таким образом, для центральной скважины в кусте угол наклона скважины к горизонту составляет  $0^\circ$ , длина скважины должна быть не менее 51 м. Для скважин, пробуренных с



разворотом относительно центральной, угол разворота от центральной скважины –  $11^\circ$ , угол наклона к горизонту –  $0^\circ$ , длина скважин должна быть не менее 52 м.

Для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а расчет параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной горной выработки, производится аналогично, результаты расчетов представлены в таблице 5.3.4.

Таблица 5.3.4 - Результаты расчета параметров дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной горной выработки для выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Центральная скважина в кусте ( $a_1 = 0, \varphi = 0$ )		Скважина, пробуренная с разворотом относительно центральной		
	Угол наклона скважины к горизонту, $\beta, ^\circ$	Длина скважины, $l_c, \text{ м}$	Угол разворота скважины, $\varphi, ^\circ$	Угол наклона скважины к горизонту, $\beta, ^\circ$	Длина скважины, $l_c, \text{ м}$
29-61	0	51	11	0	52
29-66	-2	48	12	-2	49

Параметры дегазационных скважин, пробуренных над куполом обрушения из параллельной выработки, представлены на рисунке 5.3.1.



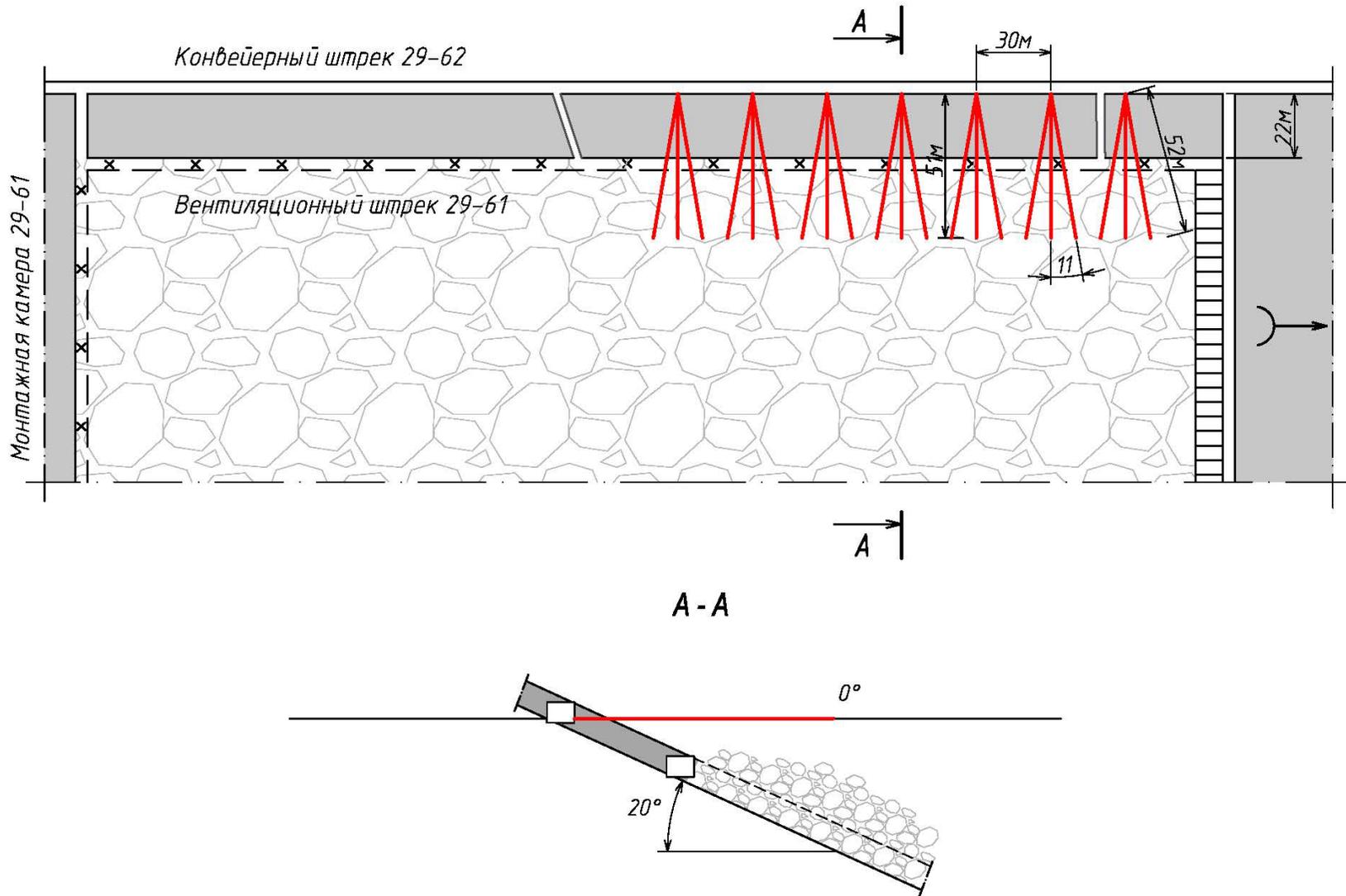


Рисунок 5.3.1 - Параметры дегазационных скважин, пробуренных над куполом обрушения из параллельной выработки



Исходя из проектного расхода газовой смеси, необходимого для обеспечения принятого коэффициента дегазации, производится расчет количества одновременно действующих скважин, пробуренных в выработанное пространство из параллельной горной выработки.

При бурении скважин кустами, дебит газовой смеси  $Q_c$ , м<sup>3</sup>/мин, из одной скважины определяется

$$Q_c = 112 \sqrt{\frac{d_c^{3,1} B_y}{l_c}},$$

где  $d_c$  – диаметр скважины, м;

$B_y$  – разрежение на устье скважины, мм рт. ст.;

$l_c$  – длина скважин, м

При диаметре дегазационных скважин  $d = 93$  мм количество метановоздушной смеси, каптируемой одним кустом скважин, равно

$$Q_c = 112 \cdot \sqrt{\frac{0,093^{3,1} \cdot 50}{52}} + 112 \cdot \sqrt{\frac{0,093^{3,1} \cdot 50}{51}} + 112 \cdot \sqrt{\frac{0,093^{3,1} \cdot 50}{52}} = 8,33 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

С целью обеспечения требуемого коэффициента эффективности дегазации  $k_{д.в.н} = 0,65$  из выработанного пространства выемочного участка 29-61 пласта 29а необходимо отводить 7,79 м<sup>3</sup>/мин метана или 15,58 м<sup>3</sup>/мин метановоздушной смеси с концентрацией 50%.

Количество кустов скважин в одновременной работе  $n_k$ , необходимое для отведения расчетного количества газовой смеси, должно быть не менее

$$n_k = \frac{15,58}{8,33} = 2$$

Принимается, что при обработке выемочного участка 29-61 пласта 29а одновременно в работе находятся два куста скважин.

Результаты расчета количества кустов скважин в одновременной работе, необходимого для отведения расчетного количества метановоздушной смеси, при обработке выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а представлены в таблице 5.3.5.



Таблица 5.3.5 - Результаты расчета количества кустов скважин в одновременной работе, необходимого для отведения расчетного количества метановоздушной смеси, при отработке выемочных участков 29-61 и 29-66 пласта 29а

Наименование выемочного участка	Расход извлекаемой из выработанного пространства метановоздушной смеси, $Q_{см.в.п.}$ , м <sup>3</sup> /мин	Дебит метановоздушной смеси из одного куста скважин, $Q_k$ , м <sup>3</sup> /мин	Количество кустов скважин в одновременной работе, $n_k$
29-61	15,58	8,33	2
29-66	24,70	8,56	3

#### 5.4 Расчет параметров дегазационной сети

Расчет параметров дегазации и выбор дегазационного оборудования выполнен для следующих периодов ведения горных работ в соответствии с календарным планом развития добычи:

- 1 период – отработка выемочного участка 29-61 пласта 29а;
- 2 период – отработка выемочного участка 29-66 пласта 29а.

##### 5.4.1 Методика расчета вакуумной дегазационной сети

Для выполнения расчета дегазационной системы строится расчетная схема дегазационной сети.

Расчетная схема – схема соединений газопроводов с указанием на ней узлов, ветвей дегазационного трубопровода, их длины и диаметра.

Узел – пункт соединения или разветвления дегазационного трубопровода и изменения его диаметра.

Нумерация узлов производится по направлению движения метановоздушной смеси в дегазационном трубопроводе.

Ветвь – участок газопровода, заключенный между двумя соседними узлами.

Нумерация ветвей производится по начальному и конечному ее узлам (по направлению движения метановоздушной смеси).

Начальными ветвями сети являются ветви, к которым подключаются дегазационные скважины, конечными – ветви, подводящие к вакуум-насосу.

Расчетом дегазационного трубопровода определяются следующие параметры ветвей газопровода: дебит смеси, концентрация метана в смеси, депрессия каждой ветви газопровода, депрессия установленной в газопроводе арматуры, и проверка действующих или выбор новых вакуум-насосов.



Схема для расчета газопроводов составляется с учетом развития горных работ на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной системы. Диаметры дегазационных трубопроводов определяются в соответствии с методикой, представленной в «Инструкции по дегазации угольных шахт».

Для ветвей с параллельными газопроводами вместо стандартного диаметра газопровода  $d_{ст}$  подставляется эквивалентный диаметр  $d_{эк}$ , м, определяемый по формуле

$$d_{эк} = \sqrt[2,67]{\sum d_i^{2,67}}, \text{ м,}$$

где  $d_i$  – внутренний диаметр  $i$ -го газопровода, м.

Расход метановоздушной смеси  $Q_{с.м.}$ , м<sup>3</sup>/мин, начальных ветвей сети определяется по расходу (дебиту) метана из дегазационных скважин и допустимыми подсосами воздуха:

$$Q_{с.м.} = G_d + П_c + П_r,$$

где  $G_d$  – дебит метана из скважин, м<sup>3</sup>/мин;

$П_c$  – допустимые подсосы воздуха в дегазационные скважины, м<sup>3</sup>/мин;

$П_r$  – допустимые подсосы воздуха в газопровод, м<sup>3</sup>/мин.

Величина подсосов воздуха  $П_r$  (м<sup>3</sup>/мин) в газопровод рассчитывается:

$$П_r = 0,001l_{ф}.$$

Величина подсосов воздуха в подземные дегазационные скважины  $П_c$  (м<sup>3</sup>/мин) определяется для каждого способа дегазации в зависимости от допустимых удельных подсосов воздуха в дегазационные скважины  $П_{уд}$ , м<sup>3</sup>/мин · (мм рт. ст.)<sup>1/2</sup>, величины разрежения на устьях скважин  $B_y$ , мм рт. ст., и числа одновременно работающих скважин  $n_c$ :

$$П_c = n_c П_{уд} \sqrt{B_y}.$$

Допустимые удельные подсосы воздуха в дегазационные скважины принимаются по таблице № 1 Приложения 19 «Инструкции по дегазации угольных шахт».

Подсосы воздуха в вертикальные скважины, пробуренные с поверхности, определяются из выражения

$$П_c = n_c П_{уд} \sqrt{\frac{B_y}{l_c}}, \text{ м}^3/\text{мин,}$$

где  $l_c$  – длина скважины, м.

Величина  $B_y$  для всех видов скважин принимается по рекомендациям соответствующих разделов приложений «Инструкции по дегазации угольных шахт».



Расход газовойдушной смеси  $Q_{см,j}$ , м<sup>3</sup>/мин, в конечной точке ветви определяется суммой расходов, поступающих в начальную точку ветви газопровода газовойдушной смеси и допустимых подсосов  $П_{Г,j}$ , в ветви:

$$Q_{см,j} = \sum Q_{см,i} + П_{Г,j}$$

Концентрация метана  $c_i$ , %, в газовойдушной смеси каждой ветви газопровода определяется из выражения:

$$c_i = \frac{100 G_{д,i}}{Q_{см,i}} .$$

Расход газовойдушной смеси в участковом газопроводе выемочного участка  $Q_{см,i}^{уч}$ , м<sup>3</sup>/мин, определяется с учетом резерва пропускной способности газопровода:

$$Q_{см}^{уч} = 1,1 Q_{см,i}^{уч} ,$$

Концентрация метана в газовойдушной смеси участкового газопровода  $c_{уч,i}$ , %, на выемочном участке определяется:

$$c_{уч,i} = \frac{100 G_{д,i}^{уч}}{Q_{см,i}^{уч}} ,$$

где  $G_{д,i}^{уч}$  – дебит метана из скважин выемочного участка, м<sup>3</sup>/мин.

Расход газовойдушной смеси в ветвях магистрального газопровода  $Q_{см,j}^м$ , м<sup>3</sup>/мин, определяется с учетом резерва его пропускной способности:

$$Q_{см,j}^м = 1,1 \sum_{i=1}^{n_y} Q_{см,i}^{уч} ,$$

где  $n_y$  – число выемочных участков, из которых газ транспортируется по рассчитываемому магистральному газопроводу.

Концентрация метана  $c_{маг,j}$ , %, в рассчитываемой ветви магистрального газопровода определяется:

$$c_{маг,j} = \frac{100 \sum_{i=1}^{n_y} G_{д,i}}{Q_{см,j}^м} .$$



Депрессия ветви дегазационного газопровода  $h_{тр,i}$ , мм рт. ст., и депрессия дегазационной скважины  $h_c$  определяются по формуле

$$h_{тр} = 0,083R_{уд}l_{тр},$$

где  $l_{тр}$  – длина участка газопровода, м;

$R_{уд}$  – удельная депрессия газопровода, даПа/м.

$$R_{уд} = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V_{см}^2 \cdot \gamma_{см}}{2g},$$

где  $\lambda_{т}$  – коэффициент сопротивления газопровода (таблица № 2 Приложения 19 «Инструкции по дегазации угольных шахт»);

$g$  – ускорение силы тяжести;  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;

$V_{см}$  – скорость движения смеси, м/с.

$\gamma_{см}$  – объемный вес смеси, кг/м<sup>3</sup>,

$$\gamma_{см} = 5,37 \cdot 10^{-3} (224 - C).$$

Проектные величины – расход газовой смеси и концентрация метана – для всех ветвей дегазационного трубопровода указываются на расчетной схеме.

Число одновременно работающих вакуум-насосов и их типоразмер принимается с учетом обеспечения требуемого режима работы дегазационной системы. Для этого точку, характеризующую требуемый режим работы дегазационной установки ( $Q, h_{в.н}$ ), наносят на характеристику вакуум-насосов. Производительность вакуум-насоса  $Q_v$  принимается равной расходу газа в ветви газопровода перед вакуум-насосом. Выбирают один или несколько параллельно работающих насосов, характеристика которых лежит выше точки требуемого режима работы дегазационной установки ( $Q, h_{в.н}$ ).

#### 5.4.2 Расчет параметров дегазационной сети при проведении дегазации выработанного пространства при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а

Для осуществления предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-61 и 29-62 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-61



пласта 29а, используется существующая наземная дегазационная установка МДУ-150К, оборудованная водокольцевыми вакуум-насосами RVS-60.

Расчет параметров дегазационной сети при проведении предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-61 и 29-62 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а производится на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной системы.

Общая схема и параметры дегазационной сети при проведении предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-61 и 29-62 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а, представлена на рисунке 5.4.1.

Количество метановоздушной смеси, транспортируемой по каждому участку дегазационного трубопровода, нормативные подсосы воздуха в устья скважин, нормативные подсосы воздуха в трубопровод, определяются в соответствии с вышеуказанной методикой.

Метанодобываемость скважин, пробуренных при предварительной дегазации угольного массива в пределах выемочных участков, метанодобываемость барьерных скважин, определены в соответствующих разделах.

Количество метана, отводимого из выработанного пространства выемочного участка 29-61 пласта 29а при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку, а также скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, определено в соответствующих разделах.

Проектные величины - расход газовой смеси и концентрация метана - для всех ветвей дегазационного трубопровода указаны на рисунке 5.4.1.





При  $Q_{см.} = 6,18 \text{ м}^3/\text{мин}$ ,  $G_d = 1,85 \text{ м}^3/\text{мин}$  концентрация метана в отводимой смеси составляет

$$C = \frac{G_d}{Q_{см.}} \cdot 100 \% = \frac{1,85}{6,18} \cdot 100 \% = 29,9 \%$$

При  $C = 29,9 \%$  объемная масса метановоздушной смеси равна

$$\gamma_n = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - 29,9) = 1,042 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем внутренний диаметр дегазационного трубопровода  $d = 150 \text{ мм}$ . При скорости движения метановоздушной смеси в трубопроводе  $V_{см} = 6,4 \text{ м/с}$  коэффициент сопротивления газопровода  $\lambda = 0,0203$ .

Удельная депрессия участкового трубопровода, проложенного в конвейерном штреке 29-61, составляет

$$R_{уд.вс} = \frac{0,0203}{0,150} \cdot \frac{6,4^2 \cdot 1,042}{2 \cdot 9,81} = 0,296 \text{ даПа/м.}$$

Депрессия ветви дегазационного трубопровода внутренним диаметром 150 мм, проложенного в конвейерном штреке 29-61, составляет

$$h_{вр.вс} = 0,083 \cdot 0,296 \cdot 1115 = 27,4 \text{ мм рт. ст.}$$

Расчет параметров дегазационной сети для последующих ветвей производится аналогично, результаты расчета представлены в таблице 5.4.1.



Таблица 5.4.1 - Результаты расчета параметров дегазационной сети при проведении предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-61 и 29-62 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а

Место прокладки дегазационного трубопровода	№ ветви	Количество метановоздушной смеси, $Q$		Дебит метана, отводимого с помощью дегазации, $G_d$ , м <sup>3</sup> /мин	Концентрация метана в смеси, $C$ , %	Длина газопровода, $l_{пр}$ , м	Внутренний диаметр газопровода, $d$ , м	Удельная депрессия газопровода, $R_{уд}$ , даПа/м	Депрессия ветви газопровода, $h_{пр.i}$ , мм.рт.ст.
		м <sup>3</sup> /мин	м <sup>3</sup> /с						
Конвейерный штрек 29-61	1-2	6,18	0,10	1,85	29,9	1115	0,150	0,296	27,4
Сбойка между вентиляционным штреком 29-61 и монтажной камерой 29-62	3-4	29,37	0,49	14,65	49,9	68	0,471	0,018	0,1
Конвейерный штрек 29-62	4-5	48,12	0,80	23,45	48,7	595	0,471	0,044	2,2
Вентиляционный штрек 29-62 бис, сбойка, вентиляционный штрек 29-62, диагональная сбойка 29-62-2	6-5	3,28	0,05	0,86	26,2	725	0,150	0,098	5,9
Конвейерный штрек 29-62, сбойка, вентиляционный штрек 29-61, диагональная сбойка 29-61-1	5-7	52,24	0,87	24,31	46,5	840	0,471	0,051	3,6
Конвейерный штрек 29-61	8-7	0,93	0,02	0,31	33,3	160	0,150	0,011	0,1
Конвейерный штрек 29-61	7-2	53,39	0,89	24,69	46,2	48	0,471	0,054	0,2
Сбойка между конвейерным штреком 29-61 и вентиляционным штреком 29-61 бис, сбойка №2 на фланговый путевой штрек пл. 29а, наклонный квершлаг на пл. 29а, квершлаг 19	2-9	60,48	1,01	26,54	43,9	911	0,471	0,068	5,1



Место прокладки дегазационного трубопровода	№ ветви	Количество метановоздушной смеси, $Q$		Дебит метана, отводимого с помощью дегазации, $G_d$ , м <sup>3</sup> /мин	Концентрация метана в смеси, $C$ , %	Длина газопровода, $l_{mp}$ , м	Внутренний диаметр газопровода, $d$ , м	Удельная депрессия газопровода, $R_{уд}$ , даПа/м	Депрессия ветви газопровода, $h_{mp.i}$ , мм.рт.ст.
		м <sup>3</sup> /мин	м <sup>3</sup> /с						
Дегазационная скважина	9-10	60,61	1,01	26,54	43,8	125	0,520	0,042	0,4
Трубопровод по поверхности	10-11	60,63	1,01	26,54	43,8	20	0,471	0,068	0,1
Огнепреградитель	11-12	60,63	1,01						20,6
<b>Суммарная депрессия дегазационного трубопровода (с учетом разрежения в устье скважин), мм рт. ст.</b>									<b>103,7</b>



По характеристикам вакуум-насосов, представленных на рисунке 5.4.2, устанавливаем, что транспортирование требуемого количества смеси ( $60,63 \text{ м}^3/\text{мин} = 3638 \text{ м}^3/\text{час}$ ) при давлении в трубопроводе перед вакуум-насосной установкой  $P_{вс} = 875,0 \text{ мбар}$  (что соответствует потерям депрессии на дегазационную сеть  $h_{мп} = 103,7 \text{ мм рт. ст.}$ ) может быть обеспечено при использовании двух водокольцевых вакуум-насосов RVS-60, работающих параллельно.

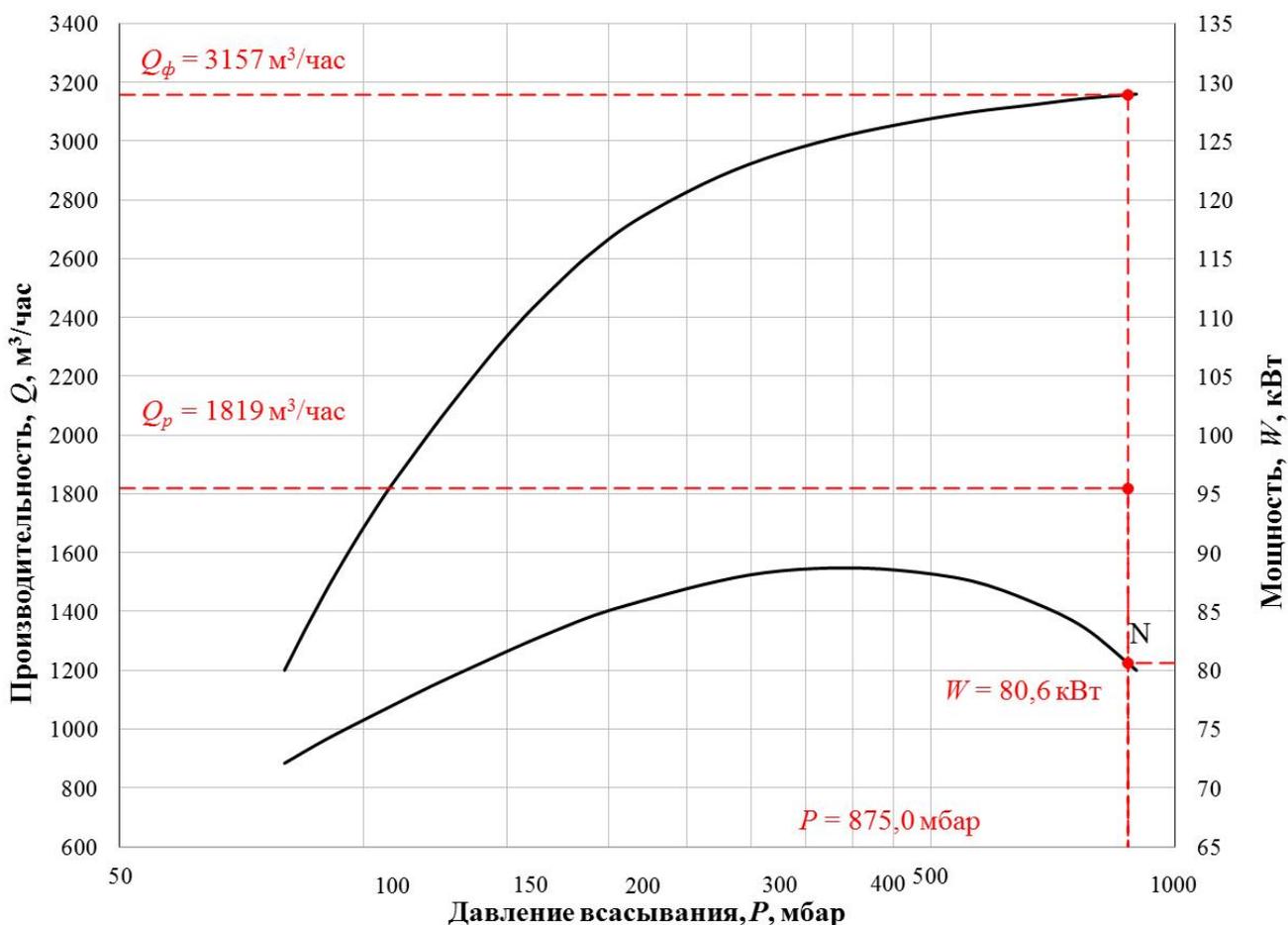


Рисунок 5.4.2 - Аэродинамическая характеристика водокольцевого вакуум-насоса RVS-60

### 5.4.3 Расчет параметров дегазационной сети при проведении дегазации выработанного пространства при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а

Для осуществления предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-66 и 29-67 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 30 при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над

куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а, используется существующая наземная дегазационная установка МДУ-150К, оборудованная водокольцевыми вакуум-насосами RVS-60.

Расчет параметров дегазационной сети при проведении предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-66 и 29-67 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 30 при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а производится на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной системы.

Общая схема и параметры дегазационной сети при проведении предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-66 и 29-67 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 30 при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а, представлена на рисунке 5.4.3.

Количество метановоздушной смеси, транспортируемой по каждому участку дегазационного трубопровода, нормативные подсосы воздуха в устья скважин, нормативные подсосы воздуха в трубопровод, определяются в соответствии с вышеуказанной методикой.

Метанодобываемость скважин, пробуренных при предварительной дегазации угольного массива в пределах выемочных участков, метанодобываемость барьерных скважин, определены в соответствующих разделах.

Количество метана, отводимого из выработанного пространства выемочного участка 29-66 пласта 29а при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую переемычку, а также скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, определено в соответствующих разделах.

Проектные величины - расход газовой смеси и концентрация метана - для всех ветвей дегазационного трубопровода указаны на рисунке 5.4.3.



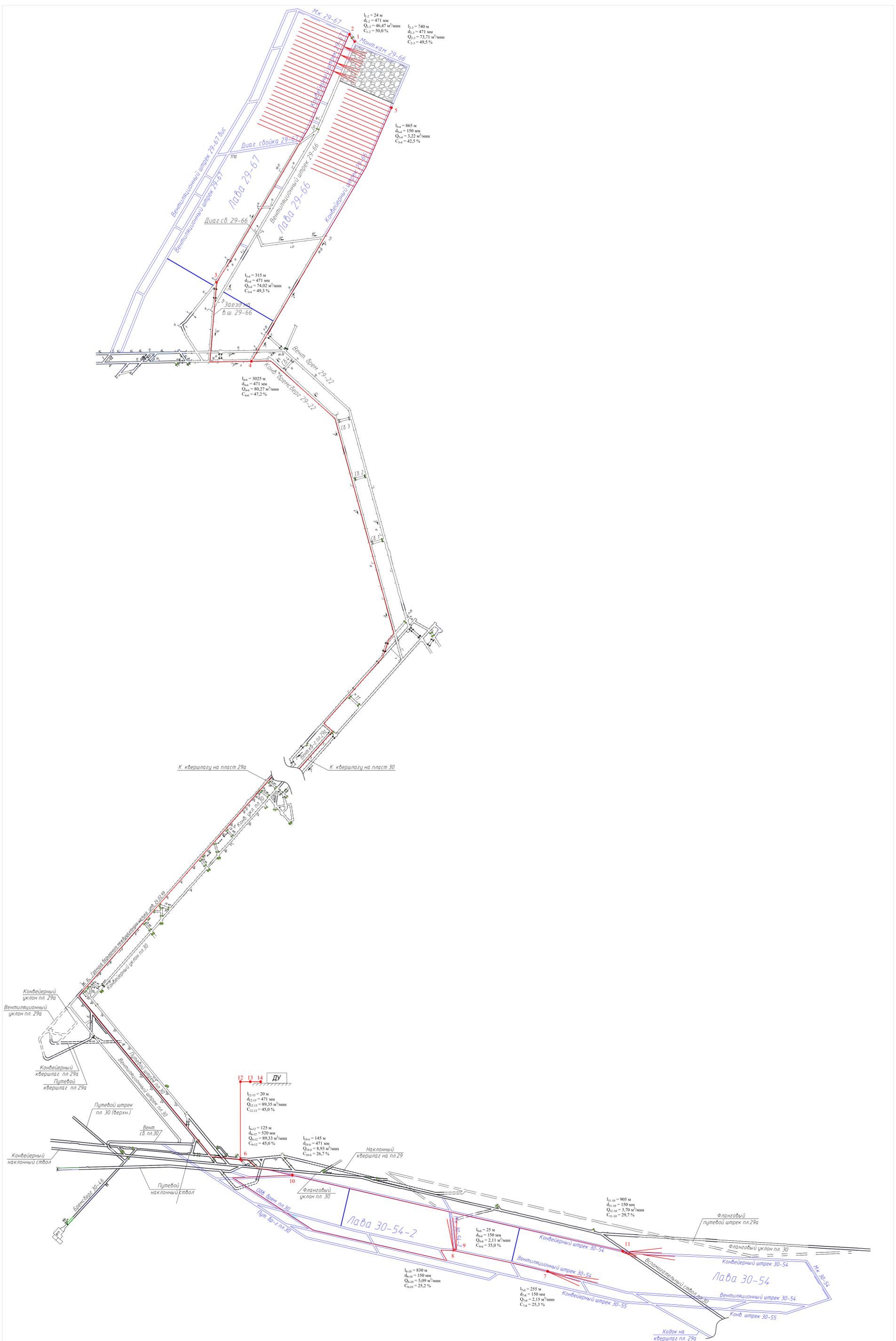


Рисунок 5.4.3 - Общая схема и параметры дегазационной сети при проведении предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-66 и 29-67 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 30 при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а

При  $Q_{см.} = 46,47 \text{ м}^3/\text{мин}$ ,  $G_{\delta} = 23,22 \text{ м}^3/\text{мин}$  концентрация метана в отводимой смеси составляет

$$C = \frac{G_{\delta}}{Q_{см.}} \cdot 100 \% = \frac{23,22}{46,47} \cdot 100 \% = 50,0 \%$$

При  $C = 50,0 \%$  объемная масса метановоздушной смеси равна

$$\gamma_n = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - 50,0) = 0,935 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем внутренний диаметр дегазационного трубопровода  $d = 471 \text{ мм}$ . При скорости движения метановоздушной смеси в трубопроводе  $V_{см} = 4,9 \text{ м/с}$  коэффициент сопротивления газопровода  $\lambda = 0,0169$ .

Удельная депрессия участкового трубопровода, проложенного в сбойке между конвейерным штреком 29-67 и монтажной камерой 29-66, составляет

$$R_{уд.вс} = \frac{0,0169}{0,471} \cdot \frac{4,9^2 \cdot 0,935}{2 \cdot 9,81} = 0,041 \text{ даПа/м.}$$

Депрессия ветви дегазационного трубопровода внутренним диаметром 471 мм, проложенного в сбойке между конвейерным штреком 29-67 и монтажной камерой 29-66, составляет

$$h_{тр.вс} = 0,083 \cdot 0,041 \cdot 24 = 0,08 \text{ мм рт. ст.}$$

Расчет параметров дегазационной сети для последующих ветвей производится аналогично, результаты расчета представлены в таблице 5.4.2.



Таблица 5.4.2 - Результаты расчета параметров дегазационной сети при проведении предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-66 и 29-67 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 30 при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а

Место прокладки дегазационного трубопровода	№ ветви	Количество метановоздушной смеси, $Q$		Дебит метана, отводимого с помощью дегазации, $G_d$ , м <sup>3</sup> /мин	Концентрация метана в смеси, $C$ , %	Длина газопровода, $l_{mp}$ , м	Внутренний диаметр газопровода, $d$ , м	Удельная депрессия газопровода, $R_{y\delta}$ , даПа/м	Депрессия ветви газопровода, $h_{mp.i}$ , мм.рт.ст.
		м <sup>3</sup> /мин	м <sup>3</sup> /с						
Сбойка между конвейерным штреком 29-67 и монтажной камерой 29-66	1-2	46,47	0,77	23,22	50,0	24	0,471	0,041	0,1
Конвейерный штрек 29-67	2-3	73,71	1,23	36,49	49,5	740	0,471	0,094	5,8
Заезд на вентиляционный штрек 29-66, конвейерный бремсберг 29-22	3-4	74,02	1,23	36,49	49,3	315	0,471	0,095	2,5
Конвейерный штрек 29-66	5-4	3,22	0,05	1,37	42,5	865	0,150	0,088	6,3
Конвейерный бремсберг 29-22, вентиляционный уклон пл. 29а, сбойка, вентиляционный квершлаг пл. 29а, сбойка №11, вентиляционный уклон пл. 30, путевой штрек пл. 30, квершлаг 19	4-6	80,27	1,34	37,86	47,2	3025	0,471	0,111	27,9
Вентиляционный штрек 30-54	7-8	2,15	0,04	0,54	25,3	255	0,150	0,047	1,0
Монтажная камера 30-54-2	9-8	2,11	0,04	0,74	35,0	25	0,150	0,043	0,1
Вентиляционный штрек 30-54, сбойка, конвейерный штрек 30-55, обводной бремсберг пл. 30, вспомогательный штрек пл. 30	8-10	5,09	0,08	1,28	25,2	830	0,150	0,215	14,8



Место прокладки дегазационного трубопровода	№ ветви	Количество метановоздушной смеси, $Q$		Дебит метана, отводимого с помощью дегазации, $G_d$ , м <sup>3</sup> /мин	Концентрация метана в смеси, $C$ , %	Длина газопровода, $l_{mp}$ , м	Внутренний диаметр газопровода, $d$ , м	Удельная депрессия газопровода, $R_{уд}$ , даПа/м	Депрессия ветви газопровода, $h_{mp.i}$ , мм.рт.ст.
		м <sup>3</sup> /мин	м <sup>3</sup> /с						
Конвейерный штрек 30-54	11-10	3,70	0,06	1,10	29,7	905	0,150	0,120	9,0
Конвейерный штрек 30-54, квершлаг 20, сбойка, квершлаг 19	10-6	8,93	0,15	2,38	26,7	145	0,471	0,002	0,0
Дегазационная скважина	6-12	89,33	1,49	40,24	45,0	125	0,520	0,085	0,9
Трубопровод по поверхности	12-13	89,35	1,49	40,24	45,0	20	0,471	0,137	0,2
Огнепреградитель	13-14	89,35	1,49						33,0
<b>Суммарная депрессия дегазационного трубопровода (с учетом разрежения в устье скважин), мм рт. ст.</b>									<b>120,3</b>



По характеристикам вакуум-насосов, представленных на рисунке 5.4.4, устанавливаем, что транспортирование требуемого количества смеси ( $89,35 \text{ м}^3/\text{мин} = 5361 \text{ м}^3/\text{час}$ ) при давлении в трубопроводе перед вакуум-насосной установкой  $P_{вс} = 852,9 \text{ мбар}$  (что соответствует потерям депрессии на дегазационную сеть  $h_{мп} = 120,3 \text{ мм рт. ст.}$ ) может быть обеспечено при использовании двух водокольцевых вакуум-насосов RVS-60, работающих параллельно.

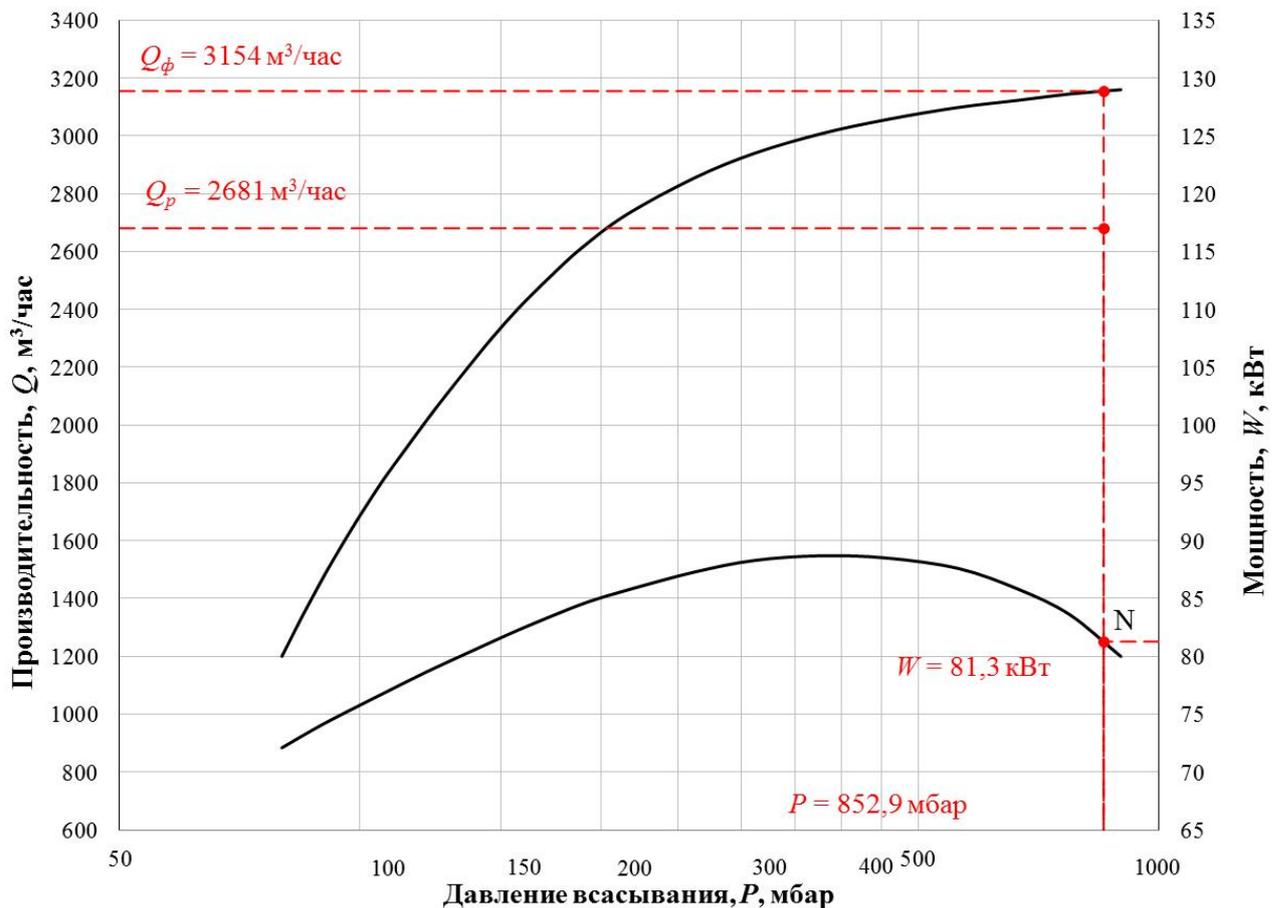


Рисунок 5.4.4 - Аэродинамическая характеристика водокольцевого вакуум-насоса RVS-60

## 6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ РАБОТ ПО ДЕГАЗАЦИИ

### 6.1 Требования к персоналу по обслуживанию дегазационной системы

Для осуществления дегазационных работ на шахте организован участок аэрологической безопасности или привлекается специализированная подрядная организация.

При выполнении работ по бурению дегазационных скважин, монтажу и обслуживанию дегазационной системы специализированными подрядными организациями контроль качества выполняемых работ осуществляется заказчиком.

Контроль работы дегазационной системы возлагается на участок аэрологической безопасности.

Основной задачей является организация и осуществление работ по дегазации в соответствии с настоящим «Техническим перевооружением...».

В целях организации и осуществления работ по дегазации угледобывающая организация – «Шахта «Большевик»:

- производит монтаж, замену вакуум-насосов и прокладку газопроводов;
- разрабатывает график организации работ, паспорта бурения дегазационных скважин, инструкции по пуску и остановке вакуум-насосов, безопасному обслуживанию дегазационной установки (ДУ) и несет ответственность за их выполнение;
- организует работы по подготовке оборудования к бурению дегазационных скважин;
- производит или организует бурение дегазационных скважин;
- контролирует качество бурения и герметизации дегазационных скважин;
- обеспечивает нормальную и непрерывную работу ДУ и контрольно-измерительной аппаратуры, а в случае необходимости – ремонт и замену оборудования;
- осуществляет периодические измерения концентрации и дебита метана, разрежения на скважинах и газопроводах под контролем участка аэрологической безопасности;
- ведет техническую документацию по осмотру и ремонту газопроводов, по контролю работ ДУ и скважин, параметров каптируемой метановоздушной смеси;
- обеспечивает безопасность и качество ведения дегазационных работ в соответствии с требованиями «Инструкции по аэрологической безопасности угольных шахт».

Для организации работ по дегазации шахты назначается лицо со стажем работы в газовых шахтах не менее одного года.

Рабочие, занятые строительством (монтажом), наладкой и эксплуатацией дегазационных газопроводов и дегазационных систем, проходят обучение и проверку знаний



по безопасным методам и приемам выполнения работ в объеме инструкций по охране труда по соответствующей профессии.

Очередная проверка знаний «Инструкции по аэрологической безопасности угольных шахт» у руководителей и специалистов экзаменационными комиссиями проводится один раз в 5 лет; проверка знаний безопасных методов труда и приемов выполнения работ у обслуживающего персонала – один раз в 12 месяцев.

## 6.2 Требования к бурению и эксплуатации дегазационных скважин

Бурение скважин должно осуществляться в соответствии с разделом «Дегазация» и паспортом бурения скважин.

Паспорта бурения и герметизации скважин утверждаются техническим руководителем (главным инженером) шахты.

При ведении буровых работ сторонней организацией паспорт бурения согласовывается с техническим руководителем (главным инженером) организации, выполняющей буровые работы.

Паспорт бурения подземных дегазационных скважин содержит: выкопировку из плана горных работ; структурную колонку пласта и пород кровли (почвы) с классификацией слагающих пород по буримости; крепление камер (ниш), схемы расположения транспортных средств в горной выработке, бурового и электрического оборудования, способов крепления бурового станка, параметров скважин; расстояние между скважинами и способ герметизации затрубного пространства.

Дегазационные скважины бурятся из горных выработок или из камер (ниш). Размеры камер определяются возможностью размещения в них бурового оборудования и обеспечения проветривания в соответствии с требованиями ПБ в угольных шахтах.

Для бурения подземных скважин применяется буровой инструмент диаметром не менее 75 мм.

Параметры скважин фиксируются в журнале учета работы дегазационных скважин.

Удаление бурового шлама осуществляется с помощью воды.

Бурение дегазационных скважин в условиях шахты предусматривается буровыми станками PD300, АБГ300, СБУ-200М, БГА2М, БГА2В.

Для бурения дегазационных скважин могут применяться и другие станки отечественного или зарубежного производства, имеющие соответствующие документы на их применение и обеспечивающие бурение дегазационных скважин на необходимую длину.



Техническая характеристика буровых станков PD300, АБГ 300, СБУ-200М, БГА2М представлена в таблицах 6.2.1-6.2.4.

Таблица 6.2.1 - Техническая характеристика бурового станка PD300

<b>Наименование основных параметров и размеров</b>	<b>PD300</b>
<b>Буровой лафет:</b>	
вес лафета с вращательным механизмом	800 кг
усилие подачи	33,4 кН
усилие обратный ход	56,0 кН
рабочее давление	180 бар
<b>Буровая головка вращательного действия типа ДК 100</b>	
1. вращательный момент	370 Нм
число оборотов	955 об/мин
объемный расход	220 л/мин
давление	100 бар
гидр. мощность	37 кВт
2. вращательный момент	1072 Нм
число оборотов	570 об/мин
объемный расход	220 л/мин
давление	175 бар
гидр. мощность	65 кВт
<b>Автономный агрегат</b>	
мощность привода	630 кВт
производительность насоса	2×110 л/мин; 1×30 л/мин
емкость маслобака	350 л
маслофильтры в нагнетательной и сливной линиях	
теплообменник	
габаритные размеры	3550×800×840
вес	2.200 кг

Таблица 6.2.2 - Техническая характеристика бурового станка АБГ300

<b>Показатель</b>	<b>АБГ-300</b>
Диаметр скважин, мм.	60, 76, 105, 130
Глубина бурения, м.	до 300
Длина штанг, м.	1,2
Угол наклона к горизонту, град.	90
Условие применения	По углю и по породам
Производительность, п.м./час.	до 25
Установленная мощность, кВт.	30

Таблица 6.2.3 - Техническая характеристика бурового станка СБУ-200М

<b>Технические характеристики</b>	<b>СБУ-200М</b>
Глубина бурения, м.	200 (250 по углю)
Диаметр скважины, мм.	60...100
Угол наклона скважины, град.	0...360



Технические характеристики	СБУ-200М
Производительность станка, м/час.	До 25
Станок	
Скорость вращения шпинделя, об/мин	0...240 (0...370)
Крутящий момент на шпинделе, Нм.	не более 380
Максимальная скорость подачи при бурении, мм/мин	1500
Габариты станка, мм	926x615x585
Масса станка, кг	490
Маслостанция	
Мощность, кВт	18,5
Число оборотов в минуту	1500
Напряжение	380/660
Габариты маслостанции, мм.	675x1530x1230
Масса маслостанции, кг.	780

Таблица 6.2.4 - Техническая характеристика бурового станка БГА2М

Наименование основных параметров и размеров	БГА2М
Номинальный диаметр разрушающего инструмента, мм: при бурении	500
при расширении	800
Наибольшая глубина бурения, м	100
Техническая скорость, м/ч, не менее: бурения	7,0
расширения до Ø 850 мм	4,0
Предельные углы бурения скважин, градус	+45 +90
Диапазон регулирования рабочей скорости подачи, м/мин	0,02-3,00
Маневровая скорость подачи, м/мин, не менее вперед	7,0
назад	7,4
Усилие подачи, кН, не менее вперед	68,6
назад	48,7
Частота вращения разрушающего инструмента	0,83±0,1 1,40±0,1
Ход подачи механизма, мм	750
Мощность привода, кВт, номинальная	11,0
Рабочее давление в гидросистеме, МПа, не более	5,5
Габариты наибольшей составной транспортируемой части, м, не более длина	1,12
ширина	0,67
высота	0,8
Масса станка, кг, не более	1100
Масса комплекта, кг, не более	5860
Применение по диапазону сопротивления угля резанию, Н/мм, не более	300

Устье дегазационной скважины оборудуется обсадной трубой с тампонирующим всего затрубного пространства с помощью химических твердеющих составов (пены, смолы).



После окончания тампонажных работ проводится проверка качества герметизации дегазационной скважины.

Определение мест подсосов воздуха (притечек) в скважину производится после герметизации скважины, а также в тех случаях, когда содержание метана в участковом газопроводе или эффективность дегазации ниже принятых в проекте.

При обнаружении подсосов воздуха в дегазационную скважину в паспорт бурения вносится корректировка по изменению параметров или способов герметизации последующих дегазационных скважин.

Места подсосов воздуха определяются при измерении расхода газоздушной смеси из скважины и содержания метана в скважине.

Отбор проб газа из скважины производят с помощью специального зонда (рисунок 6.2.1). В его комплект входит тройник с патрубками 2 и 3. Патрубок 2 служит для ввода в скважину штанг 8, а патрубок 3 для соединения скважины 6 с газопроводом 4.

На конце патрубка 2 имеется уплотнительный элемент 7, препятствующий подсосам воздуха в скважину при перемещении штанг. Штанги 8 соединяются муфтами. На первой штанге установлено газоотборное устройство 9. Для отбора проб газа в комплекте зонда имеется гибкая трубка 10, намотанная на катушку 11, двухклапанный насос 12 и камера 13.

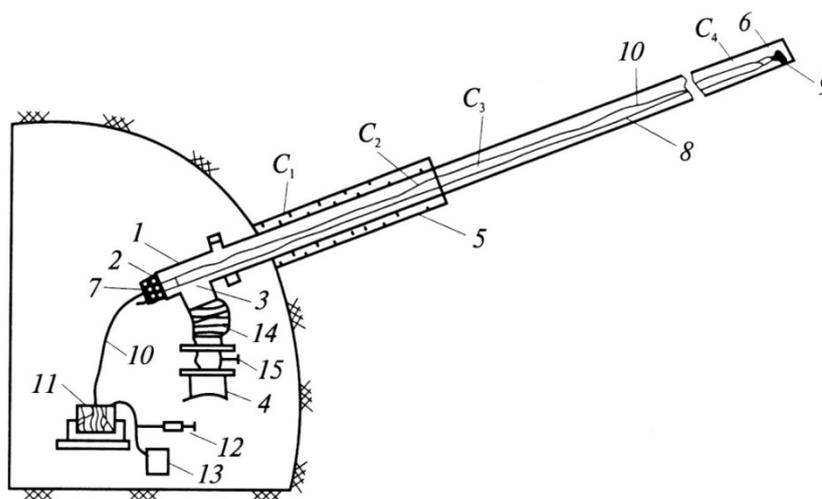


Рисунок 6.2.1 - Схема устройства и применения зонда для измерения содержания метана в скважине

Работы по зондированию скважины выполняют в следующем порядке. С помощью диафрагмы, установленной на обсадной трубе, измеряют расход газовой смеси, содержание в ней метана и разрежение. Затем отключают скважину от газопровода, снимают патрубок с диафрагмой и на его месте крепят к обсадной трубе 5 тройник 1. Патрубок 3 с помощью гофрированного шланга 14 соединяют с газопроводом 4. Через уплотнительный элемент 7



вводят первую штангу с газоотборным устройством 9. Гибкую трубку 10 соединяют с газоотборным устройством и крепят к штангам.

Всасывающий патрубок насоса 12 соединяют со свободным концом гибкой трубки 10, а нагнетательный – с камерой 13. Зонд готов к работе.

Открывают задвижку 15 и отбирают пробы газа для определения концентраций метана  $C_1, C_2, C_3, C_4$  из характерных пунктов скважины (см. рисунок 6.2.1), перемещая газоотборное устройство по скважине и наращивая штанги. Проба, набранная в камеру, анализируется на месте, например, с помощью интерферометра ШИ-12. В каждом пункте отбирают не менее двух проб. Если они отличаются не более чем на 4 %, то результаты усредняются. При большем различии измерение повторяется.

Определение концентраций метана  $C_1$  и  $C_2$  производится в нижней и верхней частях обсадной трубы, концентрации метана  $C_3$  – на расстоянии 0,5 м от верхнего конца обсадной трубы, концентрации метана  $C_4$  – на расстоянии 20-25 м от устья скважины.

По результатам измерений рассчитывают подсосы воздуха  $\Delta Q$  в скважину на интервалах измерений концентраций  $C_2$  и  $C_3, C_3$  и  $C_4$ . Результаты с погрешностью измерения содержания метана менее 4 % следует считать одинаковыми. Подсосы воздуха  $\Delta Q_{2-3}, \text{ м}^3/\text{мин}$ , в скважину на интервале измерений концентраций  $C_2$  и  $C_3$  рассчитывается:

$$\Delta Q_{2-3} = Q_c \frac{(C_3 - C_2) C_1}{C_3 C_2}, \quad (1)$$

Подсосы воздуха  $\Delta Q_{3-4}, \text{ м}^3/\text{мин}$ , в скважину на интервале измерений концентраций  $C_3$  и  $C_4$  рассчитывается:

$$\Delta Q_{3-4} = Q_c \frac{(C_4 - C_3) C_1}{C_4 \cdot C_3}, \quad (2)$$

Результаты измерений записываются в таблицу.

По результатам измерений концентраций  $C_2$  и  $C_3$  устанавливается наличие подсосов воздуха в скважину из зоны герметизации скважины, а по результатам измерений концентраций  $C_3$  и  $C_4$  – подсосов воздуха в скважину через угольный или породный массив.

Подсосы воздуха в скважину считаются допустимыми при выполнении условия

$$\Delta Q_{2-3} + \Delta Q_{3-4} \leq P_c \quad (3)$$

При невыполнении условия (3) принимается решение о повышении качества герметизации последующих скважин. Для сокращения величины подсосов  $\Delta Q_{2-3}$  должно быть



повышено качество герметизации скважины или изменен способ ее герметизации. Для сокращения величины подсосов  $\Delta Q_{3-4}$  должна быть увеличена длина герметизации скважины.

Для проверки качества герметизации восстающих дегазационных скважин возможно применение способа на основе измерения давления водяного столба в скважине. Для этого в скважине создается столб воды высотой на 0,2-0,3 м больше, чем высота обсадной колонны труб. Если столб воды удерживается на этой высоте, то герметичны и затрубное пространство, и обсадная колонна. Если вода удерживается только на высоте обсадной колонны, то стыки труб герметичны, а затрубное пространство негерметично. Если вода удерживается на отметке ниже высоты обсадной колонны, то на этой отметке колонна труб имеет негерметичный стык.

Для выполнения таких замеров необходимо к устью скважины подсоединить специальное приспособление для контроля герметичности скважин (рисунок 6.2.2). При открытом вентиле высота столба воды, подаваемой в скважину по шлангу от противопожарного водопровода, увеличивается. По параметрам заложения скважины известно, до какой высоты должен подняться столб воды, чтобы он стал на 0,2-0,3 м выше обсадной колонны. Когда вода поднимается до этой высоты, вентиль закрывается. Высота столба воды определяется по манометру (10 кПа соответствуют 1 м столба воды).

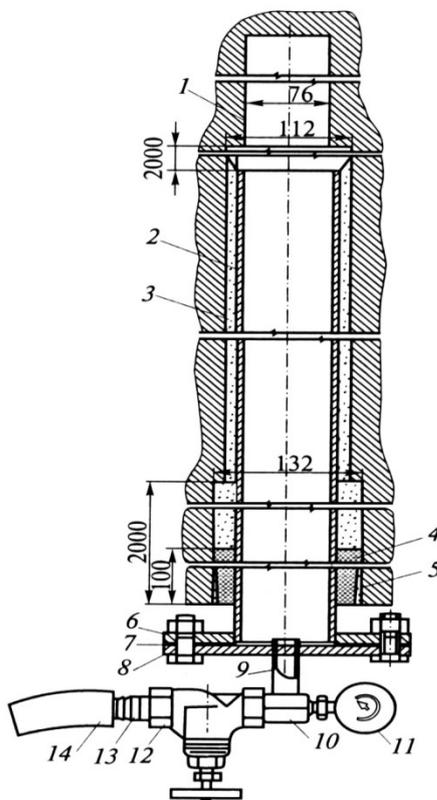


Рисунок 6.2.2 – Приспособление для контроля герметичности скважины:



*1 – скважина без обсадки; 2 – обсадная колонна; 3 – герметизирующая среда;  
4 – ветошь; 5 – деревянные клинья; 6 – патрубок обсадной колонны;  
7 – уплотнение; 8 – фланец; 9 – трубка; 10 – тройник; 11 – манометр;  
12 – вентиль; 13 – переходной штуцер; 14 – шланг*

Проверка качества герметизации проводится способом, основанным на измерении давления в скважине. После герметизации устья скважины ее подключают к дегазационному трубопроводу и создают в ней разрежение. Затем с помощью задвижки скважину перекрывают и по скорости роста давления (снижения вакуума) определяют наличие подсосов воздуха. Если подсосы большие, то их можно измерить в обсадной трубе.

После окончания бурения и обсадки на каждую дегазационную скважину составляется акт приемки скважины с указанием фактических параметров скважин (углы возвышения и разворота, длина, диаметр, длина герметизации устья и т.д.).

Акт подписывается представителями шахты и представителем подрядной организации, производившей буровые работы.

При бурении дегазационных скважин осуществляется контроль содержания метана в соответствии с требованиями Правил Безопасности в угольных шахтах. При превышении нормы содержания метана в выработке бурение немедленно прекращается, а скважина подключается к дегазационному газопроводу. Дальнейшее бурение скважины выполняется через устройство, обеспечивающее изолированный отвод газа из скважины в дегазационный трубопровод.

Дегазационные скважины в разгружаемом от горного давления массиве бурятся в следующем порядке: бурение под обсадную трубу; обсадка скважины и герметизация затрубного пространства; бурение скважины на проектную длину с изолированным отводом газа в дегазационный трубопровод.

При использовании в качестве герметизирующего устройства пластиковых труб с последующим заполнением затрубного пространства химическими составами, бурение под обсадную трубу, обсадка скважины и герметизация затрубного пространства производятся после окончания бурения скважины на всю длину.

Дегазационные скважины после окончания их бурения подключаются к дегазационному трубопроводу при помощи гибкого гофрированного шланга.

Неподключенные дегазационные скважины герметично закрываются.

На действующих дегазационных скважинах устанавливаются: задвижка; устройство, позволяющее измерять разрежение, расход газа и содержание в нем метана.



Устья использованных и отключенных от газопровода скважин перекрываются металлическими заглушками с прокладками из трудносгораемого материала.

Замерная станция на подземных дегазационных скважинах для извлечения метана из выработанного пространства располагается между скважиной и участковым газопроводом.

Контроль режимов работы скважин осуществляется не реже одного раза в неделю путем измерения разрежения, расхода газа и содержания метана.

Для контроля режимов работы дегазационных скважин замеры проводятся на замерных станциях, установленных на участковых газопроводах.

Результаты измерений заносятся в журнал учета работы дегазационных скважин. К журналу прилагается выкопировка из плана горных работ с нанесенными скважинами, указанием их параметров, индекса пласта, по которому они пробурены или до которого они пробурены, а также с нанесением местоположения забоя лавы.

При содержании метана в каптируемом газе менее 25 % скважины подключаются к дегазационному трубопроводу и эксплуатируются по указанию технического руководителя (главного инженера) шахты при выполнении мероприятий по обеспечению промышленной безопасности при его транспортировании по дегазационному трубопроводу.

### **6.3 Требования к монтажу, оснащению и эксплуатации дегазационных газопроводов**

Транспортирование метановоздушной смеси от дегазационных скважин и трубопровода, заведенного за изолирующую перемышку, до дегазационной установки осуществляется по участковым и магистральным трубопроводам.

Участковым считается газопровод, проложенный в выработках выемочного участка и предназначенный для транспортирования газовой смеси от дегазационных скважин до магистрального газопровода. Магистральным считается газопровод, проложенный в главных выработках и на поверхности и предназначенный для транспортирования газовой смеси от участковых газопроводов до ДУ.

Дегазационные газопроводы монтируются из стальных труб с толщиной стенок не менее 2,5 мм или из труб других материалов, допущенных к применению в подземных выработках для целей дегазации.

Трубы подземных газопроводов соединяются посредством фланцев или муфт. Трубы наземных трубопроводов соединяются посредством фланцев, муфт или сварки.

Соединения дегазационных труб должны обеспечивать надежную герметизацию и прочность стыков.



Для уплотнения фланцевых соединений применяются прокладки из трудногораемого материала (паронита, металлические или резиновые), внутренний диаметр которых на 2-3 мм больше внутреннего диаметра трубы.

В горизонтальных и наклонных выработках газопроводы подвешиваются или монтируются на опорах. Запрещается укладывать газопроводы на почве выработки.

Магистральные газопроводы прокладываются по выработкам с исходящей струей воздуха.

Монтажные работы, связанные с рассоединением участкового газопровода, производятся при закрытых дегазационных скважинах на этом участке.

Рассоединение магистрального газопровода выполняется при закрытых задвижках на участковом газопроводе, подключенном к этому участку магистрального трубопровода.

При производстве демонтажных работ на ДУ, связанных с рассоединением дегазационного трубопровода, обеспечивается принудительное проветривание трубопровода для удаления метановоздушной смеси.

Для организации гидрозатворов при пожарах в выработках, в которых проложен дегазационный трубопровод, на участковых газопроводах у мест соединения их с магистральным газопроводом, а также на всех ответвлениях от участкового газопровода устанавливаются задвижки и врезки для подсоединения к пожарооросительному трубопроводу.

Дегазационные скважины присоединяются к участковому газопроводу с помощью гибкого гофрированного рукава. Между металлическими частями трубопровода монтируется надежное электрическое соединение – не менее двух проводников сечением не менее 25 мм<sup>2</sup> каждый.

Диаметр участкового и магистрального газопроводов устанавливается расчетом по расходу газовой смеси.

Минимальный диаметр участкового трубопровода принимается не менее 150 мм, минимальный диаметр магистрального трубопровода – не менее 300 мм.

Для магистральных газопроводов протяженностью не более 500 м диаметр определяется расчетом.

Контроль параметров газовой смеси в дегазационных участковых и магистральных газопроводах осуществляется с помощью замерных устройств и приборов контроля параметров капируемой смеси.

Замеры расхода метановоздушной смеси в дегазационном трубопроводе выполняются на замерных станциях.



Каждая замерная станция оборудуется диафрагмой (рисунок 6.3.1). Замерные станции для отбора проб и контроля концентрации метана в метановоздушной смеси через штуцер (рисунок 6.3.2) сужающими устройствами не оборудуются. Для замеров метана используются интерферометры.

Отбор проб газовой смеси из газопровода или обсадной трубы скважины осуществляется через диафрагму или штуцер.

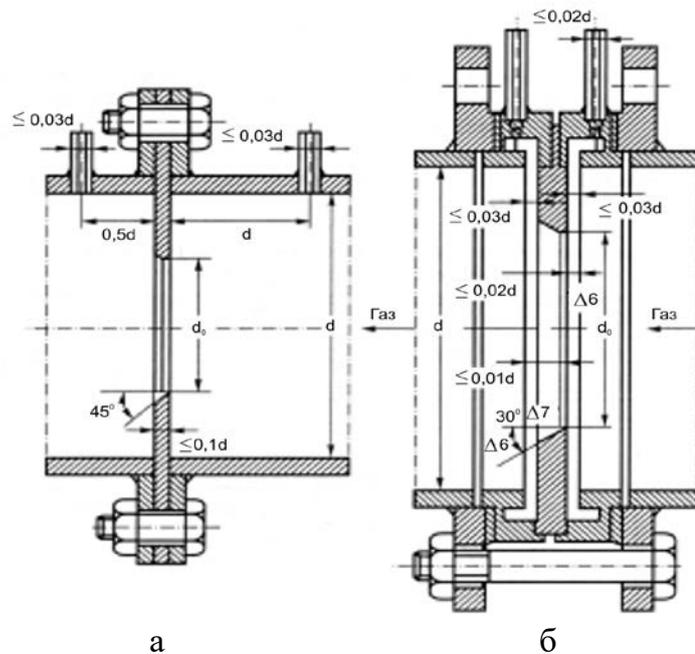


Рисунок 6.3.1 – Диафрагмы для замера расхода газовой смеси и дебита метана

*а - дисковая диафрагма; б - диафрагма в обойме  
Δ6, Δ7 – чистота обработки поверхности диска*

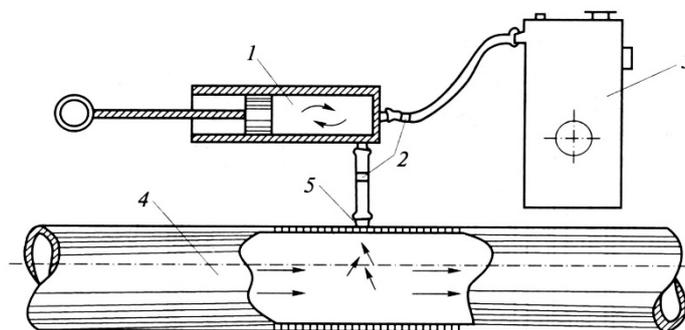


Рисунок 6.3.2 – Схема отбора проб газовой смеси:

*1 – насос ручной; 2 – обратный клапан; 3 – интерферометр;  
4 – газопровод; 5 – штуцер для отбора пробы*

Замерные станции располагаются на прямом участке газопровода.

Состояние замерных станций проверяется при производстве замеров. Аэродинамическое сопротивление определяется при проведении вакуумно-газовой съемки в дегазационном трубопроводе.

Замерные станции без диафрагмы на дегазационных трубопроводах располагаются на прямых участках газопровода в соответствии с рекомендациями, предусмотренными руководством по их эксплуатации.

Расход газозвушной смеси, транспортируемой по дегазационному газопроводу  $Q$  (м<sup>3</sup>/мин) на замерной станции, в качестве сужающего устройства на которой применяется диафрагма, рассчитывается:

$$Q = 0,209 \cdot 10^{-3} \varepsilon a_3 \alpha_p d_0^2 \sqrt{\frac{h_d}{\gamma'}},$$

где  $\varepsilon$ ,  $a_3$ ,  $\alpha_p$  - коэффициенты, определяемые по номограммам приложения 21 «Инструкции по дегазации угольных шахт»;

$d_0$  - диаметр отверстия диафрагмы, мм;

$h_d$  - перепад давлений на диафрагме, мм вод. ст.;

$\gamma'$  - объемная масса газа в рабочем состоянии при фактической концентрации метана, кг/м<sup>3</sup>.

Величина  $\gamma'$  определяется по формуле

$$\gamma' = \frac{273 P_0}{760(273 + t^0)} \gamma_n,$$

где  $P_0$  – атмосферное давление, мм рт. ст.;

$t^0$  - температура газа перед диафрагмой, °С;

$\gamma_n$  - объемная масса газозвушной смеси при давлении 760 мм рт.ст. и температуре 273

К.

Расход газозвушной смеси приводится к нормальным условиям

$$Q_{н.у} = Q \frac{293 P}{760(273 + t^0)}.$$

Дебит отсасываемого метана  $G_M$ , м<sup>3</sup>/мин, находится из выражения

$$G_M = Q_{н.у} \frac{C_M}{100},$$



где  $C_m$  - концентрация метана в отсасываемой смеси, %.

Схема расположения задвижек и замерных станций на дегазационном трубопроводе при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а представлена на рисунке 6.3.3.

Схема расположения задвижек и замерных станций на дегазационном трубопроводе при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а представлена на рисунке 6.3.4.



Рисунок 6.3.3- Схема расположения задвижек и замерных станций на дегазационном трубопроводе при проведении предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-61 и 29-62 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а



Рисунок 6.3.4- Схема расположения задвижек и замерных станций на дегазационном трубопроводе при проведении предварительной пластовой дегазации разрабатываемого угольного пласта 29а при подготовке выемочных участков 29-66 и 29-67 пласта 29а, дегазации разрабатываемого угольного пласта 30 при проведении подготовительных выработок, дегазации выработанного пространства при помощи трубопровода, заведенного за изолирующую перемычку, а также дегазации выработанного пространства скважинами, пробуренными над куполом обрушения из параллельной выработки, при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а



При автоматизации работы ДУ и контроля параметров дегазационных систем обеспечиваются:

- непрерывный контроль содержания метана в помещениях ДУ;
- подача аварийного сигнала на пульт диспетчера и автоматическое включение вентилятора, проветривающего помещения ДУ при превышении допустимого уровня концентрации метана;
- непрерывный контроль концентрации метана в отсасываемой газовоздушной смеси и расхода отсасываемого метана;
- непрерывный контроль разрежения во всасывающем и давления в нагнетательном газопроводах;
- автоматическое отключение работающего вакуум-насоса (вакуум-насосов) с подачей аварийного сигнала на пульт диспетчера при нарушении нормального режима работы;
- пропуск газовой смеси под естественным давлением в обход вакуум-насосов при их остановке;
- автоматическое включение в работу резервных вакуум-насосов при остановке работающих вакуум-насосов или при снижении давления воды в системе водоснабжения ниже установленного паспортом водокольцевого вакуум-насоса;
- индикация контролируемых параметров на рабочих местах в помещениях ДУ, передача данных о контролируемых параметрах работы ДУ диспетчеру шахты;
- возможность перевода на ручное управление работы вакуум-насосной установки в случае неисправности схемы автоматизации;
- контроль параметров газовой смеси (концентрации, разрежения, дебита) в дегазационных газопроводах, в местах установки автоматических приборов контроля.

Для контроля герметичности и пропускной способности дегазационных трубопроводов один раз в год проводится вакуумно-газовая съемка, на основании которой разрабатываются мероприятия по обеспечению проектных характеристик газопроводов.

При подключении новых магистральных и участковых газопроводов проводятся дополнительные вакуумно-газовые съемки подключенных газопроводов. Объем работ по проведению дополнительных съемок определяется техническим руководителем (главным инженером) шахты.

Вакуумно-газовая съемка в дегазационном газопроводе проводится также в случаях, когда не обеспечивается заданная эффективность дегазации или содержание метана в отсасываемой метановоздушной смеси ниже установленной нормы.



Контролируемыми параметрами являются: разрежение, концентрация и дебит метановоздушной смеси в скважинах и на участках газопровода.

По результатам вакуумно-газовой съемки техническим руководителем (главным инженером) шахты разрабатываются мероприятия по приведению дегазационной сети в соответствие с ее проектными значениями.

Осмотр газопроводов проводится один раз в неделю. Обнаруженные неплотности и изгибы газопровода, где возможны скопления воды и подсосы воздуха, немедленно устраняются. Результаты осмотра газопроводов заносятся в журнал осмотра и ремонта дегазационных газопроводов.

Запрещается засыпать газопроводы, проложенные в действующих выработках, породой, заваливать лесом, материалами и оборудованием, а также использовать их в качестве опорных конструкций.

Подземный газопровод соединяется с общей сетью заземления шахты.

На газопроводах, проложенных на поверхности, выполняется теплоизоляция.



## 7 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОСНАЩЕНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЕГАЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ

Раздел «Требования по оснащению и эксплуатации дегазационной установки» разработан в соответствии с документацией «Техническое перевооружение опасного производственного объекта "Шахта угольная" АО "Шахта "Большевик", в части модернизации модульной дегазационной установки МДУ150К на промышленной площадке шахты». Пояснительная записка. 2207-1/ЮСГ–ПЗ», разработанной ООО «ЮжСтрой-Групп», г. Новокузнецк, Кемеровская область, и получившей положительное заключение экспертизы промышленной безопасности (регистрационный номер 68-ТП-37008-2022) в экспертной организации ООО «АЛЬФА».

Указанной выше документацией предусмотрено из существующей модульной дегазационной установки МДУ150К АО «Шахта «Большевик», состоящей из трех модулей газоочистки (сепараторных) и пяти модулей дегазации, выделение модулей дегазации №3, №4 и модуля сепараторной №2 для получения отдельной дегазационной установки. Полученная таким образом дегазационная установка предназначается для подготовки и отработки пласта 26а АО «Шахта «Антоновская».

В рамках настоящей документации предусматривается прокладка соединительного трубопровода диаметром 325 мм от модуля сепараторной №2 до ограждения площадки МДУ150К.

Проект по модернизации модулей дегазационной установки выполняется ООО «НПО «Завод МДУ».

Для выполнения модернизации модульной дегазационной установки МДУ150К на промплощадке АО «Шахта «Большевик» - АО «Шахта «Антоновская» предусмотрены следующие мероприятия:

- **для модуля очистки №2**
  - изготовление и монтаж свечи аварийного сброса, доукомплектация огнепреградителем и пневмоприводом с затвором;
  - замена светильников на 1 группу взрывозащиты;
  - доукомплектация системой газоанализа для контроля газа СН<sub>4</sub> и СО с общего трубопровода;
  - доукомплектация вентилятором аварийного проветривания;
  - доукомплектация помещения датчиками дыма;
  - доукомплектация узлом замера производительности метановоздушной смеси (диафрагма с датчиком температуры и давления) с общего трубопровода;



- модернизация шкафа управления с учетом доукомплектации новым оборудованием;  
- изготовление и монтаж в ПСУ шкафа управления с PLC и выводом информации в АБК диспетчерской шахты «Антоновская» по ВОЛС.

• для модуля вакуумирования №3

- замена светильников на 1 группу взрывозащиты;
- доукомплектация вентилятором аварийного проветривания;
- доукомплектация помещений датчиками дыма;
- модернизация шкафа управления с учетом доукомплектации новым оборудованием.

• для модуля вакуумирования №4

- замена светильников на 1 группу взрывозащиты;
- доукомплектация вентилятором аварийного проветривания;
- доукомплектация помещений датчиками дыма;
- модернизация шкафа с учетом доукомплектации новым оборудованием.

Также в общих работах предусмотрено изменение программного обеспечения, установка ПК и ПО в диспетчерской, проведение пусконаладочных работ на МДУ шахты «Антоновская» и изменение программного обеспечения на МДУ шахты «Большевик».

Оставшееся оборудование модульной дегазационной установки МДУ150К АО «Шахта «Большевик» - два модуля газоочистки (сепараторная №1 и №3) и три модуля дегазации №1, №2 и №5, по два вакуум-насоса RVS-60 в каждом, модернизируется в самостоятельную модульную дегазационную установку МДУ150К АО «Шахта «Большевик».

Дегазационное оборудование эксплуатируется в условиях и режимах, обеспечивающих его взрывобезопасность.

ДУ оборудуется рабочими и резервными вакуум-насосами равной подачи.

ДУ оборудуется огнепреградителем на всасывающем трубопроводе. Характеристика огнепреградителя должна соответствовать максимальной производительности ДУ.

Дегазационная установка является автоматизированной и эксплуатируется без присутствия дежурного машиниста. Планово-предупредительные работы на дегазационной установке производятся поверхностными электрослесарями в соответствии с графиками ППР, утвержденными в установленном порядке.

ДУ работает непрерывно. Остановка ДУ осуществляется на время профилактических осмотров и ремонтов, а также для выполнения иных мероприятий, по письменному распоряжению технического руководителя (главного инженера) шахты с уведомлением начальника участка аэрологической безопасности и начальника участка, осуществляющего выполнение работ по дегазации.



При остановке ДУ поступающий по газопроводу газ отводится через отводную трубу в атмосферу и обеспечивается продувка вакуум-насосов свежим воздухом.

При аварийной остановке ДУ, обеспечивающей дегазацию выработанного пространства действующего выемочного участка, на срок более 30 минут, работы на выемочном участке прекращаются, электроэнергия отключается, люди выходят в выработки со свежей струей воздуха.

Проветривание помещений ДУ осуществляется за счет принудительной вентиляции, обеспечивающей трехкратный воздухообмен в помещениях в течение 1 часа.

Для предотвращения скопления взрывоопасной газовой смеси во внутренней полости вакуум-насоса перед пуском и остановкой производится продувка насоса и водоотделителя свежим воздухом в течение 5 минут.

Температура воды, подаваемой к вакуум-насосу, не должна превышать температуру, установленную заводом-изготовителем.

В случае воспламенения выбрасываемой в атмосферу метановоздушной смеси необходимо перекрыть задвижку на всасывающем газопроводе и остановить вакуум-насос.

В перекрытии резервуара для воды, поступающей из вакуум-насосов, устанавливается вытяжная труба, выведенная выше него на 3 м, а в случае размещения резервуара в помещении – выше верхнего уровня крыши на 2 м.

Для отвода извлекаемой из шахты газовой смеси в атмосферу на дегационном трубопроводе предусматриваются отводные трубы:

- на магистральном всасывающем трубопроводе до ввода в помещение ДУ;
- на нагнетательном газопроводе каждого коллектора.

Трубы устанавливаются на расстоянии не менее 1 м от помещения ДУ и имеют высоту не менее чем на 2 м выше наиболее выступающей части крыши здания.

На всех трубопроводах, предназначенных для выбросов в атмосферу газовой смеси, предусматривается установка защитных зонтов.

Помещения ДУ оснащаются системами противопожарной защиты, а также первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок). Снаружи помещения и на ограде вывешиваются предупредительные плакаты: «Опасно: метан!», «Вход посторонним воспрещен!», «Курить строго воспрещается!».

В помещениях и на территории ДУ запрещается курение и применение открытого огня.

ДУ располагается от ближайших жилых и технических сооружений, автомобильных дорог общего пользования, железных дорог на расстоянии не менее 20 м, высоковольтных



линий электропередачи, подстанций, трансформаторов и электrorаспределительных устройств – не менее 30 м, от горящих отвалов – не менее 300 м, от негорящих – за пределами механической защитной зоны.

Территория ДУ и территория наземной скважины, расположенной за территорией ДУ, обносится оградой высотой не менее 1,5 м, изготовленной из негорючего материала. Расстояние от ограды до помещения вакуум-насосов должно составлять не менее 10 м.

Отопление помещений ДУ осуществляется паровыми, водяными или электрическими приборами во взрывозащищенном исполнении.

ДУ оборудуется санитарно-бытовым помещением, обеспечивающим нормальную работу персонала в любое время года.

ДУ оснащается замерными устройствами и приборами для контроля разрежения, давления, температуры, расхода и концентрации метана в газовой смеси, уровня воды в водоотделителях.

Контроль разрежения, расхода, концентрации и температуры транспортируемой газозоудшной смеси на ДУ осуществляется автоматическими приборами контроля.

Система сбора, передачи и регистрации информации о параметрах работы ДУ функционирует в рамках единой действующей на шахте системы аэрогазового контроля с обеспечением всех предусмотренных в ней функций.

В машинном зале ДУ вывешиваются утвержденные техническим руководителем (главным инженером) шахты схемы электроснабжения агрегатов, коммутации газопроводов и водопроводов, инструкции по пуску, остановке вакуум-насосов и по безопасному обслуживанию, выписка из плана ликвидации аварий.

ДУ относится к потребителям I категории по бесперебойности обеспечения электроэнергией.

ДУ обеспечивается резервным электроснабжением.

Территория и помещения ДУ должны быть освещены.

Для освещения помещений ДУ применяется взрывозащищенное электроосветительное оборудование для I категории и группы взрывоопасности смеси.

Освещенность помещения ДУ должна быть не ниже 30 лк, остальных помещений установки – не ниже 10 лк.

ДУ обеспечивается телефонной связью.

В помещениях ДУ применяются газопроводы и их фасонные части (отводы, переходы, тройники, седловины, заглушки) выполненные из металла (стали). Трубы и фасонные части соединяются сваркой или фланцами.



В ДУ применяется арматура и регулирующие устройства, предназначенные для соответствующей среды.

Оборудование, арматура и трубопроводы окрашиваются следующими цветами:

- газопроводы – желтый;
- арматура газопроводов – оранжевый;
- трубопроводы гидросистемы – светло-зеленый;
- арматура гидросистемы, бак напорный – темно-зеленый;
- воздухопровод – голубой;
- арматура воздухопровода напорного – синий.

Все вновь сооружаемые газопроводы испытываются на плотность соединения труб под разрежением не менее 15 кПа (113 мм рт. ст.). Газопровод считается выдержавшим испытание, если снижение разрежения в нем за первые 30 минут после его перекрытия не превышает 10 мм рт. ст.

В непосредственной близости от действующего наземного газопровода запрещается проведение доставочных, погрузочно-разгрузочных и монтажных работ.

Наземный газопровод оборудуется тепловой изоляцией, исключающей образование льда в нем. Запрещается использование открытого огня и применение электрических нагревателей для ликвидации наледи в дегазационном трубопроводе.

Взрывозащита электрооборудования соответствует действующим стандартам на взрывозащищенное и рудничное электрооборудование.

Светильники, электрооборудование, измерительные приборы по исполнению, а также устройство кабельных линий, заземлений должны соответствовать классам взрывоопасности помещений согласно требованиям по устройству электроустановок.

Здания и сооружения ДУ оборудуются молниезащитой по I категории в соответствии с требованиями по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

При эксплуатации установки необходимо соблюдать следующие правила:

- электрооборудование и вакуум-насосы должны быть заземлены;
- вращающиеся части вакуум-насосов должны быть закрыты щитком;
- во время работы вакуум-насоса запрещается прикасаться к вращающимся частям вакуум-насоса или электродвигателя и производить какие-либо монтажные и демонтажные работы;
- при обнаружении неисправности вакуум-насоса, он должен быть остановлен;
- все работы по устранению неисправностей должны вестись при остановленном ва-



куум-насосе;

- перед разборкой вакуум-насоса должна быть исключена возможность включения электродвигателя;
- работающий вакуум-насос нельзя оставлять без периодического наблюдения;
- в помещении, где установлены вакуум-насосы, всегда должны быть свободны проходы.

Освещение территории дегазационной установки выполняется светодиодными светильниками Sveteco 72/9936/120/Ш, установленными по периметру дегазационной установки. Количество светильников – 9 штук.

На столбах освещения также смонтированы видеокамеры системы наблюдения и охраны типа Vivotek IP 7161. Количество видеокамер – 7 штук.

### **Электроснабжение и заземления электрооборудования дегазационной установки**

Электроснабжение ДУ осуществляется по первой категории (ПУЭ п.1.2.17, п.1.2.18) бесперебойности обеспечения электроэнергией (п. 78 Инструкции по дегазации угольных шахт).

Внешнее электроснабжение выполнено от трансформаторной подстанции 2КТПБ-1000-6/0,69 кВ, имеющей два независимых ввода. Ввод питающей линии выполнен кабелем ЦСБГ-6, 3х50 мм<sup>2</sup>.

Для электроснабжения ДУ от 2КТПБ-1000-6/0,69 кВ предусматривается сеть напряжением 660 В с изолированной нейтралью и автоматическим контролем изоляции с воздействием на отключение. Прокладка кабельной сети выполняется открыто, по смонтированным кабельным мостам.

В модулях электроснабжения ДУ, в случае отключения основного питания, предусмотрен автоматический ввод резервного питания (АВР).

Основными потребителями электроэнергии дегазационной установки являются вакуум-насосы.

Монтаж электрооборудования производится согласно «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон» (ВСН 332-74), в соответствии с ПУЭ и «Инструкцией по дегазации угольных шахт».

Расчет электрических нагрузок выполняется по методу коэффициента спроса, в соответствии с «Инструкцией по проектированию электроустановок угольных шахт, разрезов, обогатительных и брикетных фабрик».



Схемой электроснабжения 2КТПБ-1000-6/0,69 кВ (см. рабочую документацию по объекту: «Техническое перевооружение модульной дегазационной установки МДУ-150К» промышленной площадки модульной дегазационной установки МДУ-150К ОАО «Шахта «Большевик») предусматривается раздельное питание каждого модуля ДУ от автоматических выключателей со встроенными защитами.

### Молниезащита

В вакуум - насосных установках наиболее опасными, с точки зрения атмосферных перенапряжений, являются трубы естественного истечения и выхлопные трубы на нагнетательной стороне вакуум - насосов, по которым извлеченный газ выходит в атмосферу. Высота факела над трубами достигает 3-5 м.

Основными мероприятиями по уменьшению последствий прямого удара молнии в дегазационную установку являются устройства молниеотводов, заземлители которых не имеют связи с металлоконструкциями установки.

Защита помещений поверхностной дегазационной установки от прямых ударов молнии, учитывая размеры и компоновку, должна быть выполнена в виде одиночного тросового молниеотвода, обеспечивающего зону защиты в соответствии с требованиями СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Устройства молниезащиты при наличии взрывоопасных зон должны быть приняты и введены в эксплуатацию до начала опробования технологического оборудования.

При этом оформляются акты приемки устройств молниезащиты, в том числе акты на скрытые работы по присоединению заземлителей к токоотводам и токоотводов к молниеприёмникам.

В качестве заземлителей молниезащиты допускается использовать все рекомендуемые ПЭУ заземлители электроустановок, за исключением нулевых проводов воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ.

Заземляющие устройства молниеотводов и электроустановок выполняются раздельно.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии с большей вероятностью поражать более высокие и хорошо заземленные объекты по сравнению с конструкциями меньшей высоты.

Молниезащита дегазационной установки выполнена в соответствии с рабочей документацией по объекту: «Техническое перевооружение модульной дегазационной установки



МДУ-150К» промышленной площадки модульной дегазационной установки МДУ-150К  
ОАО «Шахта «Большевик».



## ПРИЛОЖЕНИЯ



### Приложение №1

(Мероприятия по предотвращению возможного возгорания метана и распространению пламени по дегазационному трубопроводу при возникновении очагов пожара в горных выработках, в которых он проложен)



## **МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ВОЗМОЖНОГО ВОЗГОРАНИЯ МЕТАНА И РАСПРОСТРАНЕНИЮ ПЛАМЕНИ ПО ДЕГАЗАЦИОННОМУ ТРУБОПРОВОДУ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ОЧАГОВ ПОЖАРА В ГОРНЫХ ВЫРАБОТКАХ, В КОТОРЫХ ОН ПРОЛОЖЕН**

Для осуществления предусмотренных настоящей документацией способов дегазации выработанного пространства производится прокладка дегазационного трубопровода в горных выработках пласта 29а и пласта 30.

Учитывая вероятность возникновения очагов пожара в горных выработках, в которых проложен заполненный метановоздушной смесью дегазационный трубопровод, в частности от вспышек и взрывов метана и угольной пыли, возгорания конвейерных лент и т.д., предусматривается разработка специальных мероприятий по обеспечению взрывобезопасности дегазационного трубопровода.

В качестве основных мер по предотвращению возможного возгорания метана и распространения пламени по дегазационному трубопроводу при возникновении очагов пожара в данных горных выработках должно быть предусмотрено:

1. Прокладки и гибкие рукава, соединяющие элементы дегазационного трубопровода, должны выполняться из негорючего или трудносгораемого материала, что позволит в случае возникновения пожара уменьшить вероятность разгерметизации трубопровода и главным образом значительно увеличить период до его разгерметизации.

2. Водоотделители в дегазационном газопроводе должны устанавливаться закрытого типа с принудительным сливом воды. Водоотделители со свободным сливом допускаются в исключительных случаях (при больших притоках воды из скважин) по согласованию с ОВГСО. Такое требование обусловлено тем, что при наличии водоотделителей со свободным сливом трубопровод не заполнится водой, а также тем, что в отдельных случаях может возникнуть необходимость в подаче по газопроводу пожаротушащего агента.

3. Установка отводов от дегазационного трубопровода, предназначенных для подачи в дегазационный трубопровод воды или пожаротушащих веществ, должна быть произведена в непосредственной близости от задвижек, перекрывающих дегазационный трубопровод.

4. Задвижки, установленные в штреках на сопряжении участкового дегазационного трубопровода с магистральным дегазационным трубопроводом, проложенным по главным выработкам, должны перекрывать поступление в магистральный дегазационный трубопровод метановоздушной смеси из участкового трубопровода. Дегазационный трубопровод в районе указанных задвижек должен оборудоваться отводами для подачи в трубопровод воды или пожаротушащего агента.



5. При возникновении очага пожара в горной выработке, в которой расположен дегазационный трубопровод, должны выполняться следующие действия:

- После поступления сигнала о появлении признаков возгорания на пункт горного диспетчера, горный диспетчер в соответствии с ПЛА, в котором должна быть предусмотрена соответствующая позиция, должен связаться в первую очередь с забоем выработки, в которой обнаружено возгорание, и дать команду членам ВГК открыть задвижку на конце дегазационного трубопровода и закрыть задвижку на дегазационном трубопроводе в дегазационной скважине (дегазационной сбойке).

- Убедившись, что данная команда выполнена и задвижка на конце дегазационного трубопровода на аварийном участке открыта, а на дегазационной скважине закрыта, режим работы дегазационной установки не меняется до особого распоряжения руководителя ПЛА.

Выполнение данных мероприятий позволит очистить дегазационный трубопровод от метановоздушной смеси, тем самым предотвратить распространение пламени по магистральному трубопроводу.

В том случае, когда команда об открытии задвижки на конце дегазационного трубопровода и о закрытии задвижки на дегазационном трубопроводе в дегазационной скважине на аварийном участке не может быть выполнена (например: задвижка попала в очаг пожара) или в течении реального времени её выполнения не поступило сообщение о её выполнении, руководитель работ по ликвидации аварии даёт команду члену ВГК, находящемуся вблизи аварийного участка, открыть задвижку в отводе, соединяющим противопожарный став с дегазационным трубопроводом для его затопления.

6. Если действия, указанные в п.5 настоящих мероприятий, не могут быть выполнены работниками шахты, то все работники шахты, включая членов ВГК, должны быть незамедлительно выведены из шахты. В зависимости от оценки степени риска, руководитель горноспасательных работ выдает задание

При этом дегазационная установка работает в прежнем режиме до особого распоряжения руководителя работ по ликвидации аварии.



## Приложение №2

(Список используемой нормативной литературы)



### Список используемой нормативной литературы

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах». Утверждены Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №507 от 08.12.2020 г. (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации Рег. №61587 от 18.12.2020 г.). Вступили в действие с 1 января 2021 года и действуют до 1 января 2027 года.

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Инструкция по аэрологической безопасности угольных шахт». Утверждены Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №506 от 08.12.2020 г. (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации Рег. №61918 от 29.12.2020 г.). Вступили в действие с 1 января 2021 года и действуют до 1 января 2027 года.

3. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. Макеевка-Донбасс, 1989. - 311 с.

4. Пособие по проектированию трубопроводов, прокладываемых в подземных выработках (К ВНТП 1-86), Москва, 1986.- 42с.

5. Устав военизированной горноспасательной части (ВГСЧ) по организации и ведению горноспасательных работ на предприятиях угольной и сланцевой промышленности. – Москва, 1997. – 201с.

6. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

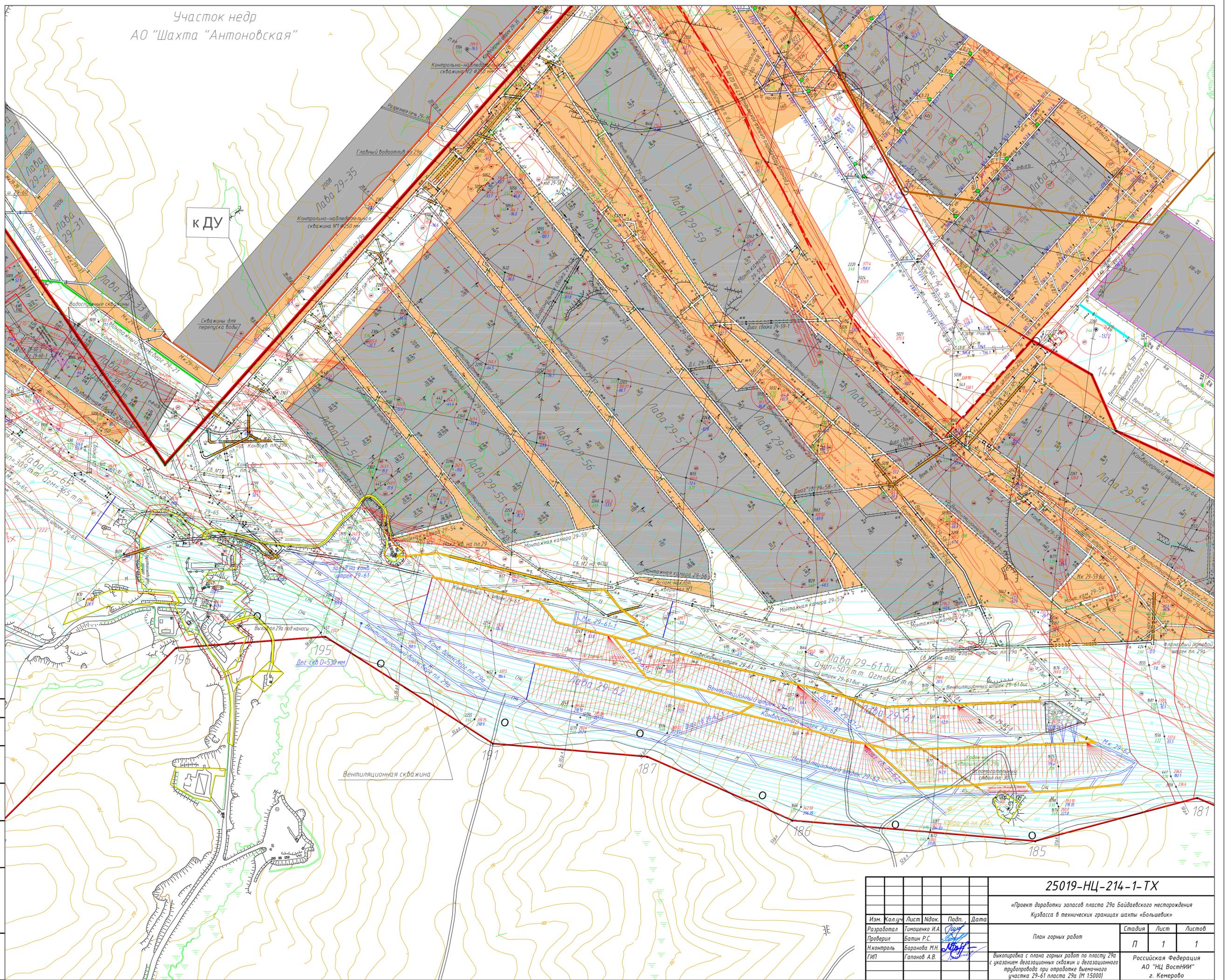
7. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО 153-34-21.122-2003.

8. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Инструкция по предупреждению экзогенной и эндогенной пожароопасности на объектах ведения горных работ угольной промышленности». Утверждены Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №Пр-469 от 27.11.2020 г. (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации Рег. №61466 от 15.12.2020 г.). Вступили в действие с 1 января 2021 года и действуют до 1 января 2027 года.

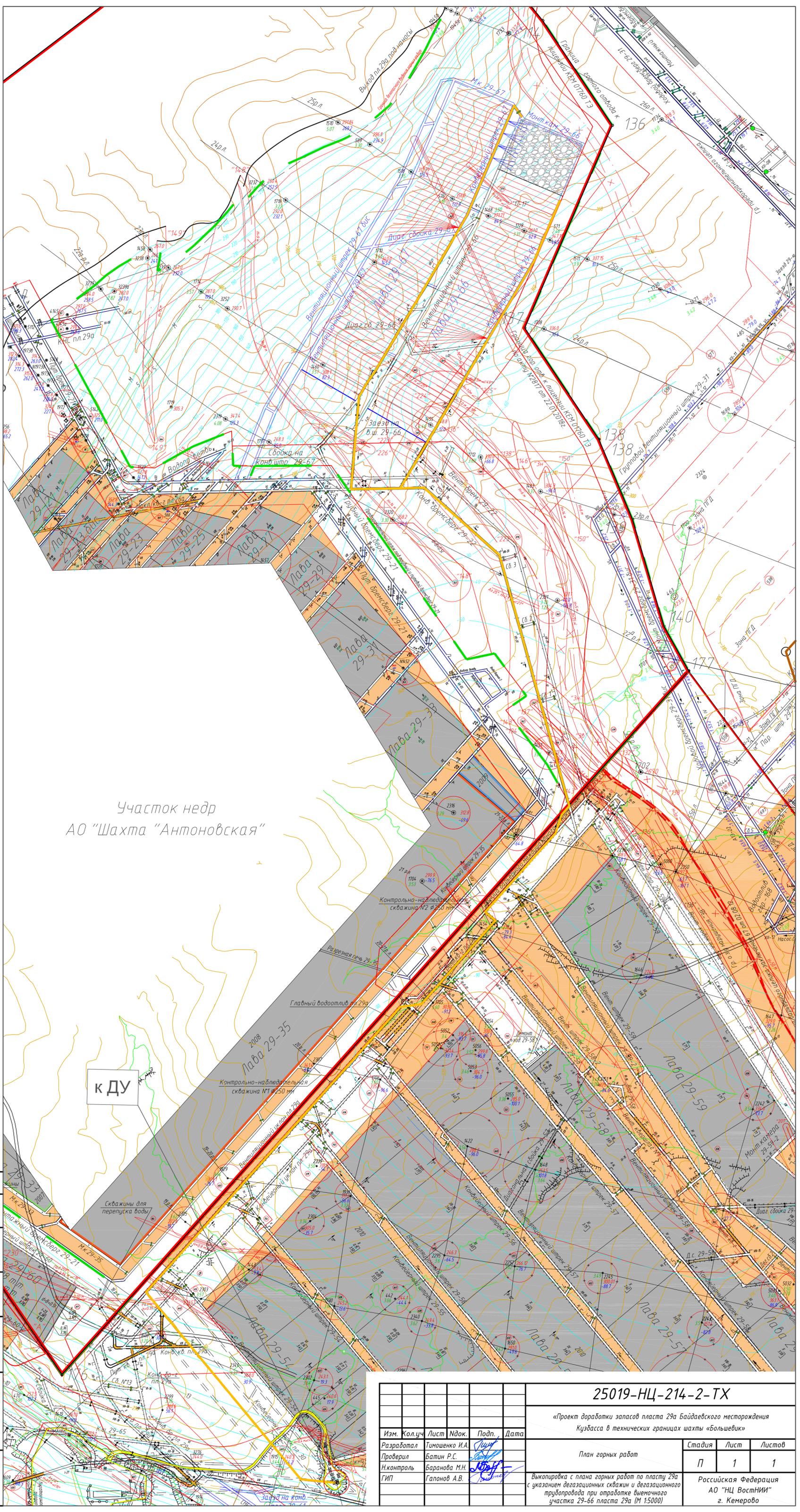
9. Руководство по безопасности "Рекомендации по аэрологической безопасности угольных шахт", Утверждены Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 22 от 01.02.2022 г.



Участок недр  
АО "Шахта "Антоновская"



					25019-НЦ-214-1-ТХ		
					«Проект доработки запасов пласта 29а Байдаевского месторождения Кузбасса в технических границах шахты «Большевик»		
Изм.	Колуч.	Лист	Издк.	Подп.	Дата	План горных работ	
Разработал	Тимошенко И.А.					Стадия	Лист
Проверил	Батын Р.С.					П	1
Исполнитель	Баранова М.Н.					Листов	1
ГИП	Галюнов А.В.					Выкопировка с плана горных работ по пласту 29а с указанием дегазационных скважин и дегазационного трубопровода при отработке выемочного участка 29-61 пласта 29а (М 1:5000)	
						Российская Федерация АО "НЦ ВостНИИ" г. Кемерово	



Участок недр  
АО "Шахта "Антоновская"

к ДУ

Согласовано

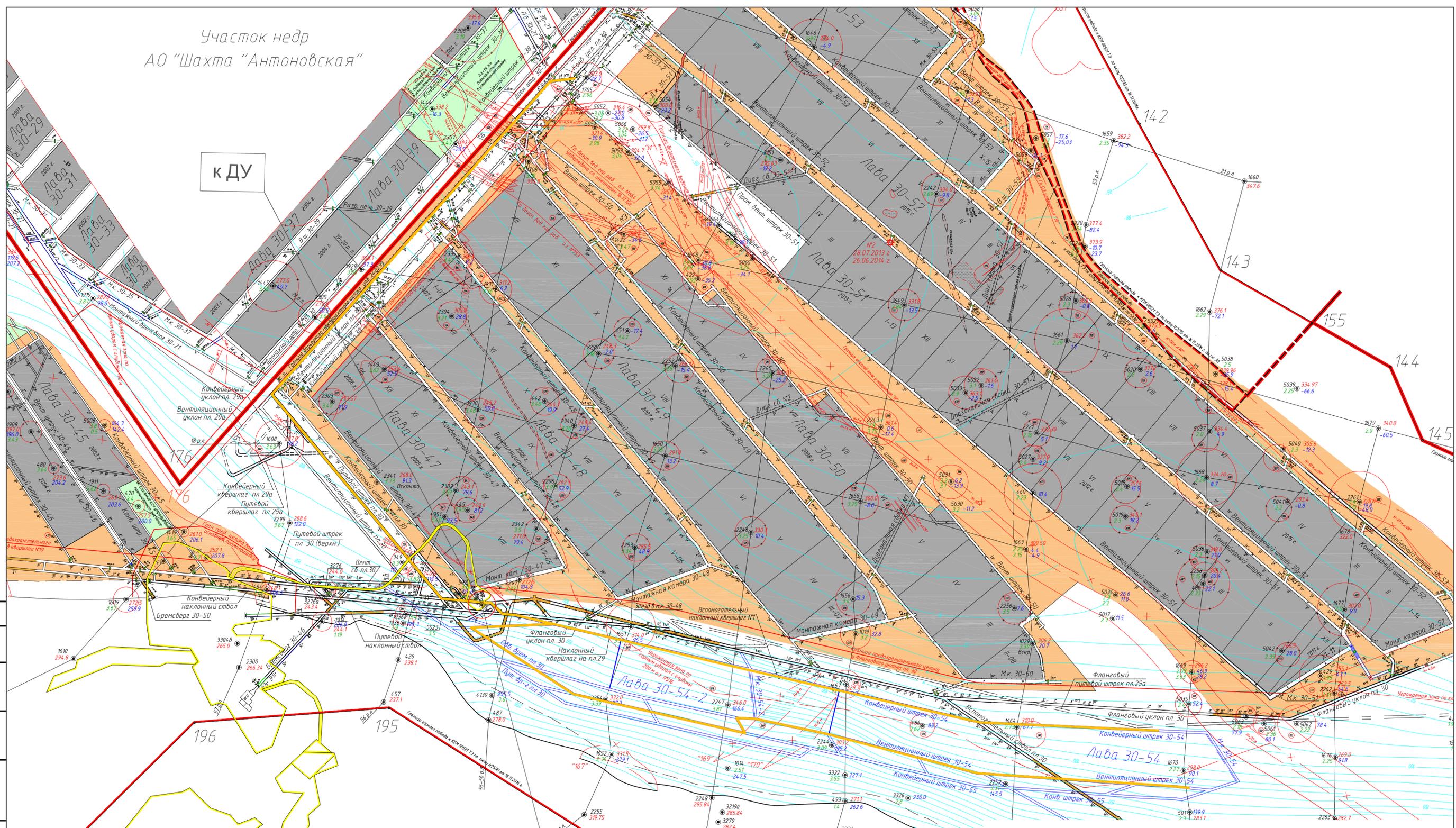
Взам.ин.В

Подпись и дата

Инв.Н подл.

					<b>25019-НЦ-214-2-ТХ</b>		
					«Проект доработки запасов пласта 29а Байдаевского месторождения Кузбасса в технических границах шахты «Большевик»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	Идок.	Подп.	Дата	План горных работ	
Разработал		Тимошенко И.А.		<i>Иван</i>		Стадия	Лист
Проверил		Балин Р.С.		<i>Балин</i>		П	1
И.контр.		Баранова М.Н.		<i>Баранова</i>		Листов	1
ГИП		Галюнов А.В.		<i>Галюнов</i>		Российская Федерация АО "НЦ ВостНИИ" г. Кемерово	
Выкопировка с плана горных работ по пласту 29а с указанием дегазационных скважин и дегазационного трубопровода при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а (М 1:5000)							

Участок недр  
АО "Шахта "Антоновская"



к ДУ

Согласовано  
Взам.инв.Н  
Подпись и дата  
Имя.М.пол.

					<b>25019-НЦ-214-3-ТХ</b>		
					«Проект доработки запасов пласта 29а Байдаевского месторождения Кузбасса в технических границах шахты «Альшведик»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндок.	Подп.	Дата	План горных работ	
Разработал	Тимошенко И.А.			<i>[Signature]</i>		Стадия	Лист
Проверил	Батин Р.С.			<i>[Signature]</i>		П	1
Н.контроль	Баранова М.Н.			<i>[Signature]</i>		Листов	1
ГИП	Гапонов А.В.			<i>[Signature]</i>		Российская Федерация АО "НЦ ВостНИИ" г. Кемерово	
					Выполровка с плана горных работ по пласту 30 с указанием дегазационных скважин и дегазационного трубопровода при отработке выемочного участка 29-66 пласта 29а (М 1:5000)		