



УДК 622.272.633:622.234.573

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОЙ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА 5 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА НА ШАХТЕ «ЧЕРТИНСКАЯ-ЗАПАДНАЯ»

Разумов Е.А.

Научно-исследовательский центр «Геомеханика. Технология. Безопасность» (НИЦ «ГТБ») филиала КузГТУ в г. Прокопьевске

Аннотация.

Для обеспечения безопасных условий производства горных работ выемочного столба №555 при достижении проектных нагрузок на забои и соблюдения требований «Инструкции по применению схем проветривания выемочных участков шахт с изолированным отводом метана из выработанного пространства с помощью газоотсасывающих установок», утвержденной приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 01.12.2011 № 680, было принято решение применения технологии гидроразрыва.

Для интенсификации газовыделения из пласта до начала ведения очистных работ, предусматривается проведение гидроразрыва пласта 5 на двух опытных участках в выемочном столбе №555, обеспечивающего создание системы трещин в дегазируемом пласте, ориентированных к скважине и позволяющего провести эффективную дегазацию угольного пласта.

В данной статье приведено подробное описание испытаний технологии гидроразрыва в условиях выемочного столба № 555 «Шахты «Чертинская-Западная». Основными целями испытаний являются определение эффективных параметров гидроразрыва, зоны гидроразрыва, газоносности исходной и остаточной, объема и динамики каптажа метана в зоне и вне зоны влияния очистных работ, газообильность очистной выработки вне и в зоне гидроразрыва, эффективность дегазации в целом.

Установлено, что применение предлагаемой технологии позволит увеличить выход метана, смягчить динамику горного давления пород кровли на подготовительные выработки и очистной забой выемочного столба. Отмечен существенный рост концентрации метана, исходящего из скважин.

Информация о статье

Принята 27 марта 2019 г.

Ключевые слова: Дегазация, подземная угледобыча, гидроразрыв, газообильность, метан

SUBSTANTIATION OF UNDERGROUND DEGASSING TECHNOLOGY OF COAL SEAM 5 USING THE HYDRAULIC FRACTURING AT CHERTINSKAYA-ZAPADNAYA MINE

Eugeny A. Razumov

Scientific and Research Center "Geomechanics. Technology. Safety" (SRC "GTS") of KuzSTU branch in the city of Prokopyevsk

Abstract.

To ensure safe mining conditions for extraction pillar #555 when achieving design loads on the faces and complying with the requirements of the "Instructions for the use of ventilation schemes for mining sections of mines with isolated methane removal from the worked out space using gas suction units", approved by order of the Federal Service for Ecological,



Article info

Received March 27, 2019

Keywords: Degassing, underground coal mining, hydraulic fracturing, gas emission rate, methane

Technological and Atomic Supervision dated December 12, 2011 No. 680, it was decided to use hydraulic fracturing technology.

In order to intensify gas evolution from the formation before the start of treatment, it is planned to carry out hydraulic fracturing of seam 5 at two test sites in extraction pillar #555, which provides the creation of a system of cracks in a degassed seam oriented to the well and allowing for effective degassing of the coal seam.

This article provides a detailed description of hydraulic fracturing testing in the conditions of extraction pillar #555 of the Chertinskaya-Zapadnaya mine. The main objectives of the tests are to determine the effective parameters of hydraulic fracturing, the hydraulic fracturing zone, the initial and residual gas content, the volume and dynamics of methane capture inside and outside the treatment zone, the gas production of the breakage heading outside and in the hydraulic fracturing zone, and the overall degassing efficiency.

It was established that the application of the proposed technology will increase the methane yield, mitigate the dynamics of rock pressure of the roof rocks on the development headings and the face of the extraction pillar. A significant increase in the concentration of methane emanating from wells was noted.

Введение. Горно-геологическая характеристика. Геологическая изученность шахтного поля

Геологоразведочные работы на Чертинском месторождении ведутся систематически, начиная с 1941 года, и разделены на два периода: период детальной разведки с целью подготовки отдельных участков для промышленного освоения (1941-1950 гг.) и период последующих работ (1959-1968 гг.).

Детальная разведка Чертинского месторождения с 1941 по 1950 годы проводилась скважинами механического колонкового бурения, расположенными на 12 разведочных линиях, заданными вкрест простирания оси Чертинской брахисинклинали. Расстояние между разведочными линиями составило от 500 м до 1000 м. Непосредственно на площади работ было пройдено 115 разведочных скважин (общим объемом 22926 п.м, средняя глубина 199 м). Скважины расположены на 12 разведочных линиях вкрест простирания угленосной толщи. Скважины на разведочных линиях располагались с учетом обязательного перекрытия разреза отложений, а также двойного подсечения основных угольных пластов.

За период с 1959 по 1968 гг. в пределах поля шахты «Чертинская-Западная» был выполнен значительный объем буровых работ по эксплуатационной разведке поля, по предварительной разведке, по детальной разведке и по изучению природной газоносности пластов поля шахты. Основные задачи этого периода состояли из уточнения мелких деталей геологического строения поля непосредственно в районе развития горных работ, изучения газоносности пластов на нижележащем горизонте, детального изучения угленосности слагающих участков отложений и выяснения характера устойчивости угольных пластов, изучения тектонического строения и горнотехнических условий эксплуатации участка, а также уточнения технологической характеристики углей.

По мере отработки верхних горизонтов все более остро вставал вопрос о переходе на нижележащий горизонт. Для этого потребовались дополнительные сведения о газоносности, строении, мощности и условиях залегания угольных пластов на глубине. Это и послужило основанием для проведения в 1970-1972 гг. работ по доразведке основного поля шахты и пластов 1 и 6, залегающих непосредственно на шахтном поле. Основным объемом буровых работ был выполнен для доразведки глубоких горизонтов, основных угольных шахт и лишь отдельные скважины служили для определения газоносности углей на верхних горизонтах пластов по ранее разбуренным разведочным линиям.

При детальной разведке поля шахты «Чертинская-Западная» было пройдено 115 разведочных скважин (средняя глубина 199 м, объем 22926 п.м). При изучении газоносности пластов верхнего комплекса было пройдено 11 разведочных скважин (средняя глубина 432 м, объем 4751



п.м).

По полю шахты «Чертинская-Западная» (нижние пласты):

- предварительная разведка (1959-1968 гг.) – было пройдено 3 разведочных скважины (средняя глубина 357 м, объем 1071 п.м);
- детальная разведка (1966-1968 гг.) – было пройдено 24 разведочных скважины (средняя глубина 300 м, объем 7191 п.м);
- разведка (1970-1972 гг.) – было пройдено 38 разведочных скважин (средняя глубина 297 м, объем 11289 п.м).

Максимальная глубина разведки 728 м (гор. -500 м абс.), границы лицензионных участков совпадают по глубине и по поверхности с границами запасов, утвержденных протоколами ГКЗ СССР (протоколы №5803 от 31.10.1969г., №6700 от 01.11.1972г.).

В 1983-1987 гг. Беловской ГРП проводились поисковые работы на нижние горизонты, в границах участка пробурено 4 р.л., средняя глубина разведочных скважин 539 м, объем 2156 п.м. До почвы 6 пласта скважины бурились без керна, каротаж проводился начиная с почвы 6 пласта.

Всего за годы разведки была пробурена 321 разведочная скважина общим объемом 62150 п.м., средняя глубина 194 м. Расстояние между разведочными линиями составило от 300 м до 1100 м, а между скважинами от 40 м до 500 м. Плотность разведочной сети 15 скв. на 1 км².

Начиная с 1960 г. в скважинах выполнялся стандартный комплекс геофизических исследований. В соответствии с действующими на тот момент инструкциями проведены опробование и лабораторные исследования угольных пластов.

Характеристика угольных пластов

Основная промышленная угленосность поля шахты связана с отложениями казанково-маркинской свиты. Продуктивные осадки, слагающие поле шахты, содержат 20 пластов угля, большинство из которых имеют мощность менее 1 м. В границах поля включено 15 пластов угля: 1, 1^а, 2, 3, 3^а, 3^б, 3^в, 4, 5, 6, 7, 7^а, 7^б, 8, 8^а, из которых 4 пласта (2, 3, 4 и 5) являются основными рабочими пластами и отрабатываются шахтой.

Согласно протоколу №312-к ГКЗ Роснедра от 13.01.2012 г., запасы по пластам 1^а, 3^б, 3^в, 7, 7^а, 7^б, 8, 8^а исключены из подсчета. Пласты 1^а, 3^а, 3^б, 3^в подработаны и надработаны вышележащими и нижележащими пластами, имеют ограниченные по площади полезные значения мощности. Пласты 7, 7^а, 7^б, 8, 8^а попадают в границы лицензионного участка на ограниченных площадях и сосредоточены в основном в охранном целике под вентиляционным и скиповым стволами.

Изучалась отработка запасов пластов 4 и 5. Таким образом, ниже приводится описание только рассматриваемых угольных пластов.

Пласт 4 залегает в 25-35 м выше пласта 5. Пласт имеет простое, в единичных случаях сложное строение, выдержанный, средней мощности (мощность пласта от 1,00 м до 2,80 м, при среднем значении 1,50 м).

В границах подсчета по данным разведочных работ пласт преимущественно простого строения. Крайние значения мощностей изменяются от 1,06 м до 2,13 м при среднем значении 1,54 м. По данным горных работ мощность угольных пачек изменяется от 1,30 м до 2,08 м, при среднем значении 1,55 м, а угольного пласта от 1,30 м до 2,35 м при среднем значении 1,55 м. На ограниченных участках пласт состоит из двух угольных пачек, породные прослои представлены мелкозернистым алевролитом мощностью от 0,1 м до 0,33 м.

Непосредственная кровля и почва пласта сложены в основном мелкозернистым алевролитом, реже крупнозернистым и песчаником. В кровле и почве выделяются участки со слабыми трещиноватыми породами ложной кровли (0,02-0,98 м) и почвы (0,10-0,99 м).

Пласт 5 является нижним из группы разрабатываемых пластов месторождения. Залегает в 13-26 м выше пласта 6. Пласт имеет простое строение, редко состоит из двух-трех пачек, выдержанный, средний по мощности (мощность пласта от 1,39 м до 3,30 м, при среднем значении 2,11 м).

В границах подсчета по данным разведочных работ мощность угольных пачек изменяется от 1,39 м до 2,56 м при среднем значении 2,07 м, мощность угольных пачек по горным выработкам изменяется от 1,79 м до 2,72 м, в среднем 1,99 м. В границах участка общая мощность угольного пласта колеблется от 1,39 м до 2,56 м при среднем значении 2,08 м по данным разведочных



работ, по данным горных работ изменяется от 1,82 м до 2,76 м при среднем значении 2,04 м. Угольные пачки разделены прослоями алевролита мощностью от 0,01 до 0,10 м.

Непосредственная кровля и почва сложены алевролитом крупнозернистым и мелкозернистым, местами песчаником.

Физико-механические свойства горных пород

По физико-механическим свойствам и инженерно-геологическим условиям в пределах шахтного поля выделяются три группы пород:

- четвертичные рыхлые отложения;
- пермские угленосные породы, затронутые выветриванием;
- пермские угленосные породы, не затронутые выветриванием.

Четвертичные отложения распространены повсеместно. Мощность их изменяется от 6,0 до 35,0 м. По данным лабораторных определений и по геологическому описанию в пределах участков развиты следующие литологические разности:

Выветрелые терригенные породы пермского возраста залегают до глубины 15-20 м от поверхности коренных пород. Глубина зоны физического выветривания изменяется в зависимости от геоморфологических особенностей – уменьшается в логах и увеличивается на водоразделах и крутых склонах. Визуально наблюдаемыми признаками пород зоны выветривания являются повышенная трещиноватость, наличие как по трещинам, так и по самой породе гидроокислов железа и марганца, что придает им бурую или желтоватую окраску.

Терригенные породы пермского возраста, не затронутые выветриванием, характеризуются чередованием слоев песчаников, алевролитов, реже аргиллитов, пластов и пропластков угля.

Коэффициент крепости по классификации М.М. Протодяконова для мелко- и среднезернистых песчаников изменяется от 4 до 7-9. Механическая прочность песчаников, определяемая временным сопротивлением сжатию, изменяется от 412 до 1250 кг/см². Пористость песчаников изменяется от 7,33 до 9,70 %, влажность от 0,95 до 2,52%, класс абразивности от весьма малоабразивных до высокоабразивных.

Газоносность

Компонентный состав газов угольных пластов Чертинского месторождения обычный для всех месторождений Кузбасса. Основным компонентом природного газа угольных пластов, не затронутых процессами газового выветривания, является метан.

В приповерхностной зоне активного газовообмена угленосной толщи с атмосферой (зона газового выветривания) в составе газов преимущественно преобладает азот и углекислый газ, содержание которых уменьшается с глубиной от 97,3 до 0,0 % и от 41,5 до 0,0 % соответственно. Азот в основном имеет атмосферное происхождение. Углекислый газ образуется в результате биохимических и окислительных процессов превращения органического вещества углей, приноса его инфильтрационными водами.

По химическому составу и соотношению основных газовых компонентов в углях по данным прямого метода опробования и по результатам химического анализа угольного керна выделены четыре газовые зоны: углекисло-азотная, метано-азотная, азотно-метановая и метановая – см. таблицу 1.

Особенностью газовой зональности поля шахты «Чертинская-Коксовая» является отсутствие верхней газовой зоны – азотно-углекислой. Отсутствие данной зоны обусловлено влиянием геологических факторов, одним из которых является литологический состав четвертичных отложений.

Четвертичные отложения, перекрывающие угленосную толщу, служат для угольных газов естественным экраном, замедляющим дегазацию угольных пластов.

Нижняя граница распространения зоны газового выветривания прослежена по всей площади шахтного поля. Она имеет сложную конфигурацию, и глубина ее колеблется в широких пределах.

В зоне метановых газов в границах горного отвода шахты «Чертинская-Коксовая» газоносность угольных пластов изменяется от 5 до 29 м³/т. Нарастание газоносности происходит по простиранию в направлении с северо-востока на юго-запад и по глубине от вышележащих пластов



к нижележащим по криволинейному закону затухающими темпами от 5 м³/т с. б. м. на отметке +150 м (абс.), достигая 20 м³/т с. б. м. на отметке -14 м (абс.) до 25,0 м³/т с. б. м. на отметке -170 м (абс.).

Прогноз природной метаноносности угольных пластов по гипсометрическим горизонтам в пределах горного отвода шахты «Чертинская-Коксовая» представлен в таблице 2.

Таблица 1. Химический анализ угольного керна

Зоны (сверху вниз)		Газовые компоненты, %			Метанонос- ность, м ³ /т с.б.м.	Глубина распро- странения, м	Кол- во проб, шт.
		CH ₄	N	CO ₂			
Газового выветривания	Угле- кисло- азотная	0.0- 5.0	53.5- 65.5	34.5- 41.5	0.02-0.10	0-50	2
	Метано- азотная	31.8	68.1	0.1	0.3-1.1	26	1
	Азотно- метановая	46.7	45.0	3.4	1.58-2.1	55	1
Метановая		80.0- 99.6	0.1- 19.8	0.2-3.3	от 5.0	от 55	90

Таблица 2. Прогноз природной метаноносности угольных пластов по гипсометрическим горизонтам

Изогазы	Гипсометрическая глубина, м (абс.)
«5»	+150 – +155
«10»	+132 – +137
«15»	+82 – +87
«20»	-14 – -18
«25»	-170

Изменение прогнозного градиента нарастания газоносности с абсолютной глубиной представлено в таблице 3.

Приказом по ООО «ММК-УГОЛЬ» от 15.01.2019 №10-01 по шахте «Чертинская-Коксовая» на 2019 г. установлена категория по газу метану – опасная по внезапным выбросам угля (породы) и газа, по диоксиду углерода – не газовая.

Таблица 3. Изменение прогнозного градиента нарастания газоносности

Горизонт, м (абс.)	Прогнозная газоносность по горизонту, м ³ /т с.б.м.	Градиент нарастания газонос- ности, м ³ /т с.б.м.
+150	5	
+100	11,7	6,8
+50	16,1	4,8
+0	19,2	3,0
-50	21,5	2,0
-100	22,7	1,6
-150	24,6	1,6
-200	25,4	1,0

Относительная газообильность шахты за 2018 г. составила:



по метану – 48,8 м³/т;

по диоксиду углерода – 0 м³/т.

Абсолютная газообильность шахты за 2016 г. составила:

по метану – 199,61 м³/мин;

по диоксиду углерода – 0 м³/мин.

Горнотехнические условия отработки пласта 5

Для отработки запасов выемочного участка №555 пласта 5 предусматривается использовать систему разработки – длинные столбы с полным обрушением кровли. Протяженность выемочных столбов составляет 1,8 км.

В соответствии с Заключениями Кемеровского представительства ВНИМИ № 42 от 7.10.2009 и №2 от 16.01.2013 отработка пласта 5 осуществляется по бесцеликовой технологии с оставлением саморазрушающихся целиков.

Подготовка выемочного столба №555 осуществляется тремя выемочными штреками – конвейерным 555, вентиляционным 555 и осевым 555-бис. Заложение монтажной камеры предусматривается со стороны уклонов 7/5 в 150 м от вентиляционного уклона 7/5. В контуре выемочного столба лавы 555, для организации запасного выхода проходится промежуточная печь. Для газоправления лавы №555 в район сопряжения вентиляционного штрека 555 с вентиляционным уклоном с поверхности пробурена газодренажная скважина 26 "В".

При отработке запасов выемочного столба № 555 принята односторонняя схема работы очистного комбайна снизу-вверх – от конвейерного штрека к вентиляционному. При движении комбайна вверх вынимается до 60 % мощности пласта, а затем, при его движении к конвейерному штреку, производится выемка оставшейся части и зачистка комбайновой дорожки. Самозарубка комбайна на новую дорожку производится косыми заездами со стороны конвейерного штрека.

Лавы №555 отрабатываются комплексом - ZY6800/11.5/24D с очистным комбайном KSW 460NE.

В комплект очистного оборудования выемочных участков входит:

- механизированная крепь ZY6800/11.5/24D (линейные секции);
- крепи сопряжения конвейерного и вентиляционного штреков ZT7600/19/31;
- выемочный комбайн KSW-460NE;
- лавный конвейер Анжера-34;
- перегружатель скребковый ПСП-308;
- дробилка ДУ-910;
- маслостанция ЕНР-3К (3 шт.);
- лебедки шахтные ЛПК-10Б (2 шт.).

Проветривание шахты на момент отработки выемочного участка №555 будет осуществляться тремя вентиляторными установками. В работе будут находиться:

- в районе осевого ствола – нагнетательная главная вентиляторная установка ВОКД-3,6. Планируется замена ВГП на ВО-36/21,4 в 2019 г. (ОАО «Артемовский машиностроительный завод» «Вентпром», Россия). Режим работы вентиляторной установки – 1 в работе + 1 в резерве;

- в районе центрального вентиляционного ствола – нагнетательная главная вентиляторная установка ВОКД-3,6 с режимом работы (1 в работе + 1 в резерве);

- на промплощадке западного флангового бремсберга 501 в данный момент работает ЗФБ-501, во второй половине 2018г. планируется установка нагнетательной главной вентиляторной установки ВШЦ-16 с режимом работы вентиляторной установки – 1 в работе + 1 в резерве.

Способ проветривания шахты – нагнетательный, схема проветривания – центрально-фланговая с выдачей исходящего воздуха из выемочных участков и подготовительных забоев на фланг. Система проветривания – единая.

Свежий воздух в шахту подается по осевому вентиляционному стволу, центральному вентиляционному стволу и западному фланговому бремсбергу 501. Исходящая струя воздуха выдается по следующим выработкам: скиповой ствол, наклонный конвейерный ствол, конвейерный бремсберг 401, восточный фланговый бремсберг 501, западный конвейерный наклонный ствол 401, Западный фланговый бремсберг 501.



Проветривание горных выработок пласта 5 осуществляется с осевого вентиляционного ствола. Основными воздухоподающими выработками по пласту 5 являются путевой и вентиляционный уклоны 7 пласта 5, осевой штрек 563 бис, вентиляционный пром. бремсберг 501, частично конвейерный пром. бремсберг 501, осевой штрек 555бис. Исходящая струя воздуха из горных выработок пласта 5 выдается по уклонам 15 пласта 5, частично по конвейерному пром. бремсбергу 501.

На выемочный участок №555 свежий воздух поступает через осевой штрек 563бис и вентиляционный пром. бремсберг 501. В очистной забой лавы 555 свежий воздух подается по конвейерному штреку 555 и промежуточному штреку 555 бис. Индекс схемы проветривания лавы 555 – 2-К-Н-в-вт. Комбинированная схема проветривания выемочного участка лавы 555 обеспечивается разделением вентиляционной струи. Одна часть воздуха из очистного забоя выдается в систему действующих горных выработок по вентиляционному штреку 555, а другая – в выработанное пространство.

Изолированный отвод метановоздушной смеси из выработанного пространства при отработке выемочного участка 555 предусматривается через все выработанное пространство по частично поддерживаемому вентиляционному штреку 555 и далее по газодренажной скважине 26В на поверхность.

В качестве газоотсасывающих вентиляторов приняты вентиляторы УВЦГ-9 (1 в работе, 1 в резерве), установленные у устья пробуренной с поверхности газодренажной скважины 26В. Также для целей газоотсоса при отработке лавы 555 может использоваться скважина 18В.

Подготовка к гидроразрыву

Разработка усовершенствованных технологий предварительной пластовой дегазации, обеспечивающих существенное повышение эффективности в диапазоне 20-50%, является первоочередной целью работ по обоснованию и испытанию технологии подземной дегазации угольного пласта 5 с использованием его гидроразрыва, направленного на создание и объединение систем трещин в дегасируемом пласте, ориентированных к скважине и способствующих эффективному извлечению метана.

Подготовка к подземному гидроразрыву пласта 555 выполнялась в соответствии с «Рекомендациями по дегазации...» [9], разработанными специалистами научно-исследовательского центра «НИЦ ГТБ» филиала КузГТУ в г. Прокопьевск, а также «Программой и методикой проведения исследований дегазации пласта с применением подземного гидроразрыва» [10] в соответствии с требованиями приложения №5 «Инструкции по дегазации угольных шахт» (с изменениями на 20 мая 2015 года), приказ Ростехнадзора от 1 декабря 2011 года № 679, в которых были рассчитаны основные параметры и технология проведения подземного гидроразрыва пласта.

Для интенсификации газовыделения из пласта до начала ведения очистных работ «Рекомендациями по дегазации...» [9] предусматривается проведение гидроразрыва пласта 5 на двух опытных участках в выемочном столбе №555, обеспечивающего создание системы трещин в дегасируемом пласте, ориентированных к скважине, и позволяющего провести эффективную дегазацию угольного пласта с малой газоотдачей.

Основной концепцией проведения эксперимента являются следующие факторы:

1. Дегазация с предварительным гидроразрывом пластов применяется с целью повышения ее эффективности и сокращения сроков дегазации.
2. Подземные скважины гидроразрыва бурятся по разрабатываемому пласту – горизонтальными.
3. Длина скважин, пробуренных по пласту, принимается на 30-40 м меньше длины лавы между пром. штреком 555 и вентиляционным штреком 555 для проведения дегазации очистной выработки либо по результатам проведения исследований.
4. Гидроразрыв пласта осуществляется водой из шахтного водопровода, нагнетаемой под давлением не менее 15-20 МПа. Темп закачки – не менее 20-30 м³/ч. [стр.99. п 27. 3]
5. Глубина герметизации пластовых скважин гидроразрыва принимается не менее половины расстояния между ними.
6. Пластовые дегазационные скважины бурятся после проведения гидроразрыва.

Значительные научные и практические исследования гидравлических разрывов породного



и угольного массива, проводимых через скважины, в большинстве случаев показывают эффективность данного способа воздействия жидкости на трещины, образования, деформации и разрушения в горном массиве.

Для обеспечения работы лавы 555 на уровне расчетных плановых нагрузок проведены работы по гидроразрыву пласта 5 для образования систем трещин.

Бурение скважин для гидроразрыва и последующей дегазации угольного массива на опытном участке осуществлялось посредством бурения двух скважин из пром. штрека 555.

Для проведения работ по подаче жидкости для гидроразрыва применялась насосная станция высокого давления типа BRW400/37X. Диаметр трубопровода – 32 мм, длина – 75-90 метров. Рабочее место оборудуется телефонной связью.

Параметры проведения гидроразрыва.

Минимальное давление жидкости P_r (МПа), при котором происходит гидроразрыв угольного пласта через подземные скважины (опыт, полученный при гидроразрыве угольных пластов в Карагандинском угольном бассейне), определяется согласно п. 4 прил. № 5[3] и равно $P_r=14,1$ МПа.

Необходимый объем рабочей жидкости $Q_{ж}$, м³, (воды или воды с добавками) для гидроразрыва пласта через скважины, пробуренные по разрабатываемому пласту, равен 20 м³.

Расчетное время t_r , ч, работы насоса рассчитывается как отношение требуемого количества жидкости к темпу ее закачки, принятой равной производительности насоса, поэтому:

$$t_r=0,83 \text{ ч.}$$

Темп нагнетания жидкости в пласт угля согласно техническим характеристикам станции высокого давления типа BRW400/37X принимается $q_n=24$ м³/ч.

Скважины гидроразрыва бурились буровым станком типа PD-300 по восстанию пласта угля под углом 90 град. к оси пром. штрека 555 в висячий бок, угол заложения скважин в вертикальной плоскости равен углу падения пласта.

Бурение и обсадка 2-х скважин для гидроразрыва в выемочном столбе 555 производилась следующим образом:

В процессе исследований и расчетов для экспериментальных работ установлена длина участка герметизации скважины (35 метров) при гидроразрыве угольного пласта, обеспечивающая надежную изоляцию участка нагнетания рабочей жидкости от выработки. Этот параметр крайне важен для исключения прорывов воды из скважины в выработку. Скважина герметизировалась расширяющим материалом MARIFLEX (фирма «Вебер»), Карбофил (фирма «МИНОВА») или аналогичными.

Бурилось 35 метров скважины $\varnothing 130$ мм, затем производилась их обсадка трубами размером 73х5х3000 на всю длину. После обсадки производилась герметизация труб в скважине.

Герметизация скважины:

В качестве составной обсадной трубы использовалась металлическая труба длиной 3 м с резьбовым соединением $\varnothing 70$ мм. На начало первой трубы (15 мм от переднего конца) надевалась уплотнительная резиновая манжета. Конец трубы с манжетой вставлялся в пробуренную скважину $\varnothing 130$ мм (резиновая манжета служит уплотнением для герметизации скважины). Далее трубы наращивались и заводились в скважину до забоя ($l_{скв}=35$ м). На последнюю трубу одевалась вторая уплотнительная манжета на глубину 300 мм от устья скважины. В резиновой манжете (на устье скважины) имеются три отверстия $\varnothing 10$ мм, через которые производилась подача герметизирующего двухкомпонентного химического состава в скважину для герметизации обсадных труб.

Через 15-20 минут после заполнения околотрубного пространства химические составы затвердевали, надежно герметизируя скважину.

После герметизации обсадных труб скважина добуривалась коронкой $\varnothing 50$ мм до глубины 110 м, затем производилось нагнетание в пласт рабочей жидкости насосом высокого давления. Размер необсаженной части скважины обеспечивал реализацию режима гидроразрыва.

Основными технологическими параметрами в процессе гидроразрыва угольного массива являются: темп закачки, общий объем закачиваемой рабочей жидкости и радиус влияния скважины гидроразрыва. Установление на первом этапе исследований эффективных и затем оптимальных



параметров является основной целью научно-исследовательских работ. Для этого решаются следующие первоочередные задачи:

- определение фактической газоносности пласта путем отбора и исследования образцов керна при бурении скважин гидроразрыва;
- выявление режима внедрения жидкости в пласт при испытываемых параметрах технологии подземного гидроразрыва;
- определение проницаемости пласта в процессе производства его гидроразрыва;
- определение размеров зоны действия скважины гидроразрыва геофизическими методами;
- определение остаточной газоносности пласта путем отбора и исследования образцов керна при бурении дегазационных скважин в зону гидроразрыва;
- подтверждение работоспособности технологии и эффективности работ по интенсификации газовыделения в скважины гидроразрыва и стандартные (типовые) пластовые скважины, пробуренные и функционирующие в соответствии с документацией на дегазацию.
- подтверждение принципиальной эффективности работ по снижению газообильности очистных работ на выемочном участке в зоне влияния скважин подземного гидроразрыва;
- определение рациональных, а впоследствии и оптимальных параметров разрабатываемой эффективной технологии подземного гидроразрыва.

Для ведения работ по подаче жидкости для гидроразрыва с пром. штрека 555 приняты насосные станции типа BRW400/37X производительностью 400 л/мин и давлением 37 МПа.

Технология работ по осуществлению гидроразрыва.

Обсадная труба диаметром 76 мм посредством высоконапорного рукава подсоединялась к высоконапорному трубопроводу, который смонтирован от насосной станции высокого давления. Затем осуществлялось заполнение всей системы рабочей жидкостью и производилось нагнетание рабочей жидкости в рабочую необсаженную зону скважины.

После завершения процесса нагнетания жидкости в пласт закрывался кран на скважине и через сбросной кран сбрасывалось давление в высоконапорных рукавах. Далее скважину под напором выдерживали в течение времени, когда происходит постепенная фильтрация воды в пласт, что приводит к понижению давления воды в скважине. После падения давления воды до безопасных величин (не более 10 атм.), скважину открывали, сбрасывали остаточное давление при постоянном контроле содержания метана в атмосфере выработки и сливали воду на почву выработки.

Аналогичным образом производилась обработка скважины №2.

В местах подключения участкового трубопровода к магистральному были установлены задвижки и замерные устройства, на которых производились замеры концентрации метана и разрежения.

Проведение гидроразрыва

Совместно с руководителями угольного предприятия для проведения эксперимента гидроразрыва пласта был выбран опытный участок №1 в выемочном столбе лавы №555 на пром. штреке 555, вблизи пикетов 53 и 51. Было отбурено и обсажено две скважины, расстояние между ними составило 38 м. Геофизические исследования состояния углепородного массива на опытном участке №1 до и после проведения подземного гидроразрыва пласта выполняли специалисты ЗАО «Углеметан Сервис», заключение «Проведение геофизических исследований...» [11].

На этапах бурения, герметизации и гидроразрыва скважин были соблюдены все рекомендации и мероприятия по технике безопасности, указанные в пункте 7 «Рекомендации по дегазации...» [9].

Процесс гидроразрыва скважины №1 проводился 21.06.18 г. в районе пикета 53. Перед началом гидроразрыва пласта был проведен визуальный осмотр места заложения скважины и горной выработки на предмет нарушения целостности приконтурного углепородного массива, а также состояния анкерного крепления и параметров пром. штрека 555. Нарушений приконтурного углепородного массива не обнаружено, анкерное крепление горной выработки удовлетворительное, параметры пром. штрека 555 соответствуют паспортной документации. Во время нагнетания рабочей жидкости велся хронометраж давления и расхода, приведенный в таблице 4.



Таблица 4. Хронометраж расхода и давления рабочей жидкости во время гидроразрыва скважины №1

№ п/п	Время, час/мин	Темп нагнетания воды, q_n , л/с	Давление воды в сква- жине, P , атм.
1	12:09	0	0
2	12:10	5	70
3	12:11	5	60
4	12:12	5	80
5	12:13	5	81
6	12:14	5	81
7	12:15	5	90
8	12:16	5	100
9	12:17	5	105
10	12:18	5	119
11	12:19/12:27	5	120
12	12:28	5	119
13	12:29/12:34	5	120
14	12:35/12:40	5	125
15	12:41	5	130
16	12:42	5	130
17	12:43	5	120
18	12:44	5	125
19	12:45	5	125
20	12:46	5	130
21	12:47	5	135
22	12:48	5	135
23	12:49	5	135
24	12:50	5	135
25	12:51	5	130
26	12:52	5	135
27	12:53	5	135
28	12:54	5	135
29	12:55	5	130
30	12:56	5	135
31	12:57	5	135
32	12:58/13:02	5	136
33	13:03/13:40	5	139
34	13:41/13:44	5	135
35	13:45/13:59	5	140
36	14:00	5	135
37	14:01/14:21	5	141

Из таблицы 4 хронометража можно констатировать, что процессы выдержки рабочей



жидкости и изменения максимального давления в период закачки характерны для образования трещин в углепородном массиве, сопровождавшиеся глухим стрелянием, а это циклический поэтапный гидроразрыв пласта. Время остановок насосной установки составило 8 мин. Объем закачанной рабочей жидкости составил 37,2 м³, водопроявлений в горной выработке как со стороны бортов, так со стороны кровли и почвы зафиксировано не было.

Аналогично проводился гидроразрыв скважины №2 в районе пикета №51, состоявшийся 26.06.18 г. В районе заложения скважины №2 нарушений приконтурного углепородного массива не обнаружено, анкерное крепление горной выработки удовлетворительное, параметры пром.штрека 555 соответствуют паспортной документации. Хронометраж расхода и давления рабочей жидкости представлен в таблице 5.

Таблица 5. Хронометраж расхода и давления рабочей жидкости во время гидроразрыва скважины №2

№ п/п	Время, час/мин	Темп нагнетания воды, q_n , л/с	Давление воды в скважине, P , атм.
1	11:34	0	0
2	11:35	5	60
3	11:36	5	108
4	11:37	5	120
5	11:38	5	120
6	11:39/11:52	5	122
7	11:53	5	135
8	11:54	5	135
9	11:55/12:24	5	140
10	12:25	5	141
11	12:26	5	141
12	12:27/12:54	5	145
13	12:55	5	140
14	12:56	5	130
15	12:57	5	131
16	12:58	5	140
17	12:59	5	150
18	13:00	5	157
19	13:01/13:25	5	159
20	13:26	5	156
21	13:27	5	153
22	13:28	5	138
23	13:29	5	130
24	13:30/13:35	5	140
25	13:36/13:42	5	138
26	13:43	5	139
27	13:44	5	137
28	13:45	5	121
29	13:48	5	120



Исходя из таблицы 5 хронометража гидроразрыва скважины №2 видно, что произошел гидроразрыв пласта. Время остановок насосной установки составило 22 мин. Объем закачанной рабочей жидкости составил 33,6 м³.

До проведения подземного гидроразрыва было измерено процентное содержание метана в скважинах для гидроразрыва, содержание метана составило 58-65%. После проведения подземного гидроразрыва процентное содержание метана увеличилось на 13-20% и составило 71-85%.

Результаты проведения гидроразрыва в выемочном столбе №555

Для оценки зоны гидродинамического воздействия на угольный пласт 5 выемочного столба №555 шахты «Чертинская-Коксовая» выполнены геофизические исследования, направленные на изучение геомеханических характеристик в области проведения гидроразрыва. Исследования проводились на основе метода сейсмического просвечивания выемочного столба на проходящих волнах, оценки фильтрационных свойств прискважинной зоны пласта и мониторинга гидродинамического воздействия.

Геофизические работы на основе метода сейсмического просвечивания выемочного столба на проходящих волнах проведены в два этапа, которые соответствуют выполнению гидроразрыва пласта 5 через скважину ПГР №1 (этап 1) и скважину ПГР №2 (этап 2). На первом этапе по бортам вентиляционного и пром. штреков намечены геофизические пикеты с интервалом 10 м (рис. 1), на втором этапе – с интервалом 20 м (рис. 2). Координатная привязка измерительных систем к реальным условиям участка выемочного столба №555 выполнена на основе предоставленного плана горных работ и исходя из фактического расположения горных выработок и объектов инфраструктуры угольной шахты в соответствии с разметкой пикетов. Скважина гидроразрыва пласта ПГР №1 располагается на расстоянии 201 м от места сопряжения вентиляционного уклона 15/5 и пром. штрека 555. Расстояние между скважинами ПГР №1 и ПГР №2 составляет 38 м.

Возбуждение и регистрация сигнала выполнены в области геофизических пикетов (ПВ1 – ПВ14). Регистрация данных проведена по линии борта пром. штрека 555 (ПП1 – ПП10). Шаг измерения соответствует выбранному расстоянию между пикетами. Упругие колебания инициированы по линии борта вентиляционного штрека 555 на первом этапе (рис. 1) с интервалом 10 м (ПВ1 – ПВ14) и на втором этапе (рис. 2) с интервалом 20 м (ПВ1 – ПВ14).

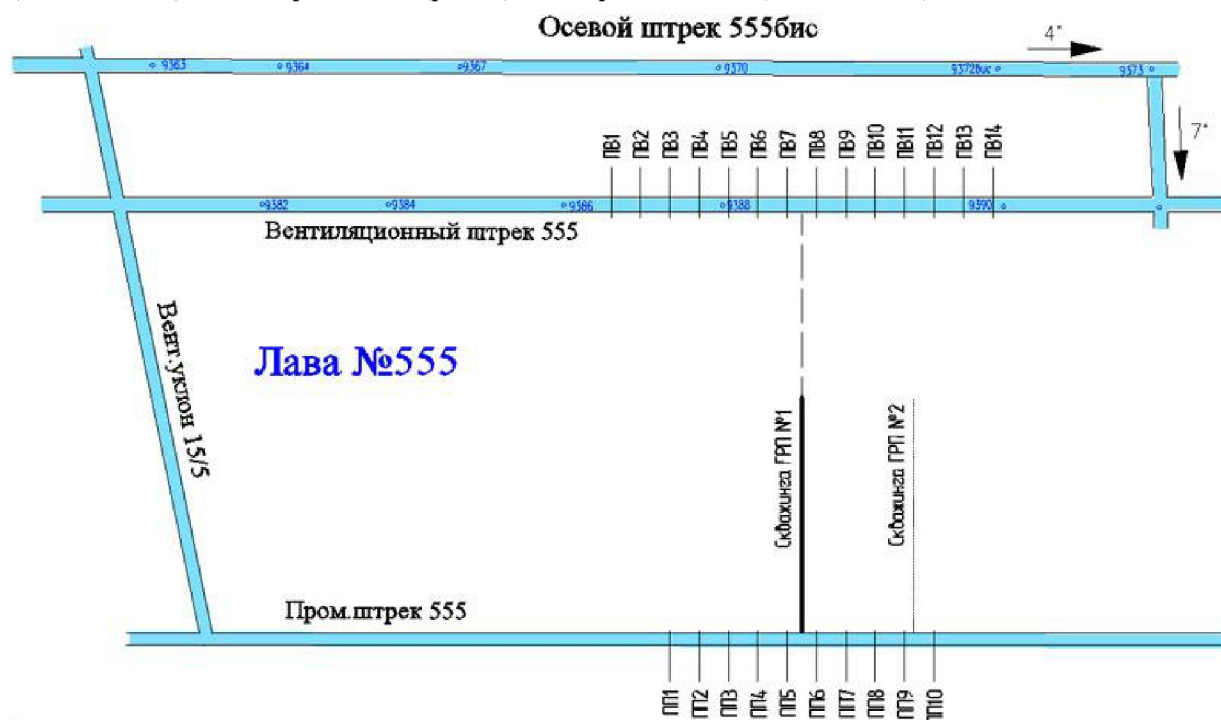


Рис. 1. Схема размещения геофизических пикетов возбуждения (ПВ) и приема (ПП) сейсмических колебаний в области скважины ПГР №1 выемочного столба №555

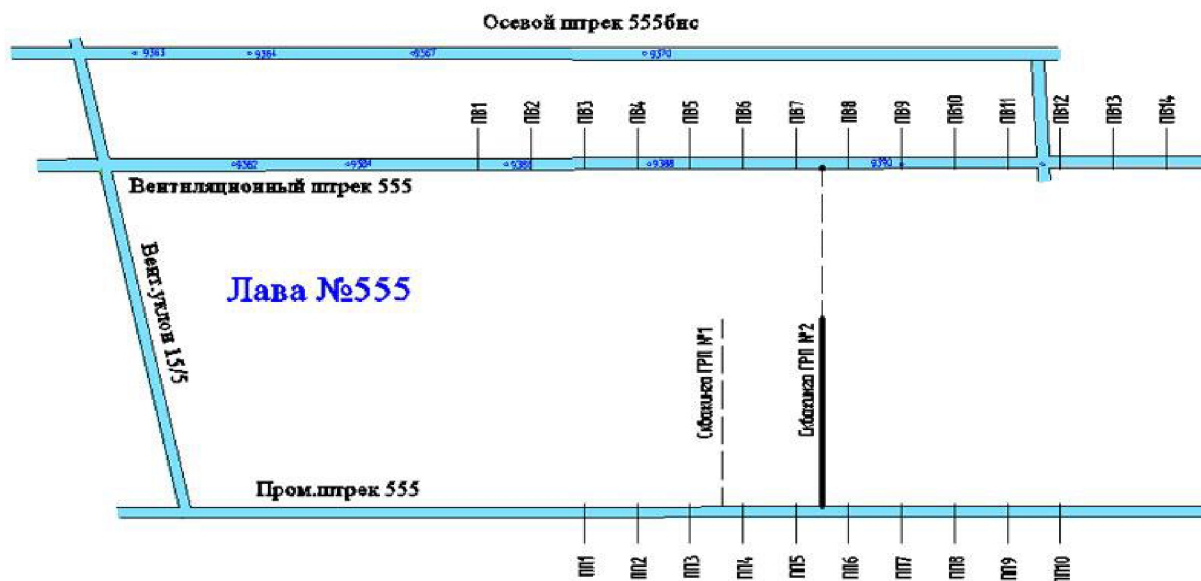


Рис. 2. Схема размещения геофизических пикетов возбуждения (ПВ) и приема (ПП) сейсмических колебаний в области скважины ПГР №2 выемочного столба №555

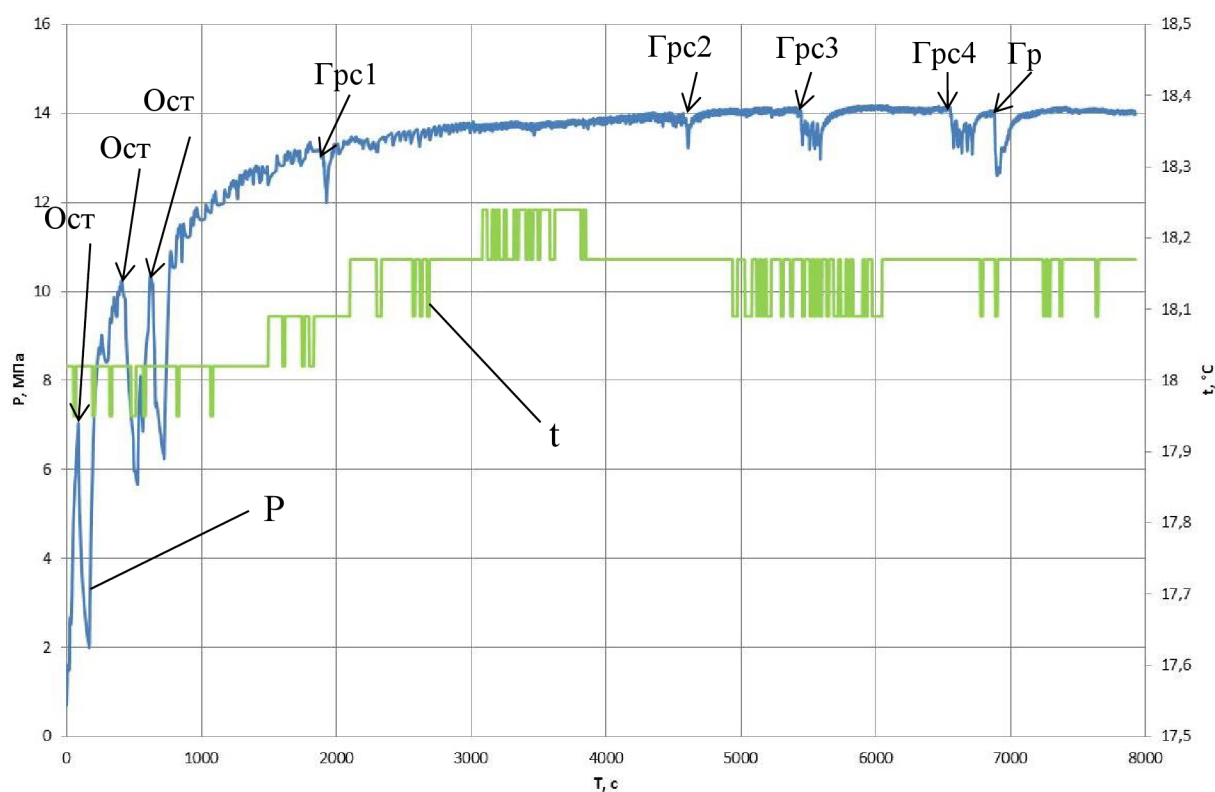


Рис. 3. Изменение давления P и температуры t при проведении гидродинамического воздействия на угольный пласт в скважине №1

Мониторинг гидродинамического воздействия на пласт был выполнен в скважинах №№ 1, 2. В скважине № 1 при воздействии на угольный пласт 5 в течение 132 мин. произошло несколько гидрорасчленений (Грс1-Грс4, рис. 8.3) при максимальном давлении 14,18 МПа и гидроразрыв пласта при давлении 14,07 МПа, что подтверждается результатам сейсмотомографических измерений в исследованной области выемочного столба. Для угольного пласта разгрузка характеризуется изменениями характеристики β_v (β_v – отношения скоростей прохождения сейсмических волн в нетронутом гидровоздействием пласте к скоростям прохождения волн в пласте,



измененном гидроразрывом) в пределах 0-7%, для активной кровли пласта – β_v в пределах 0-2,3%.

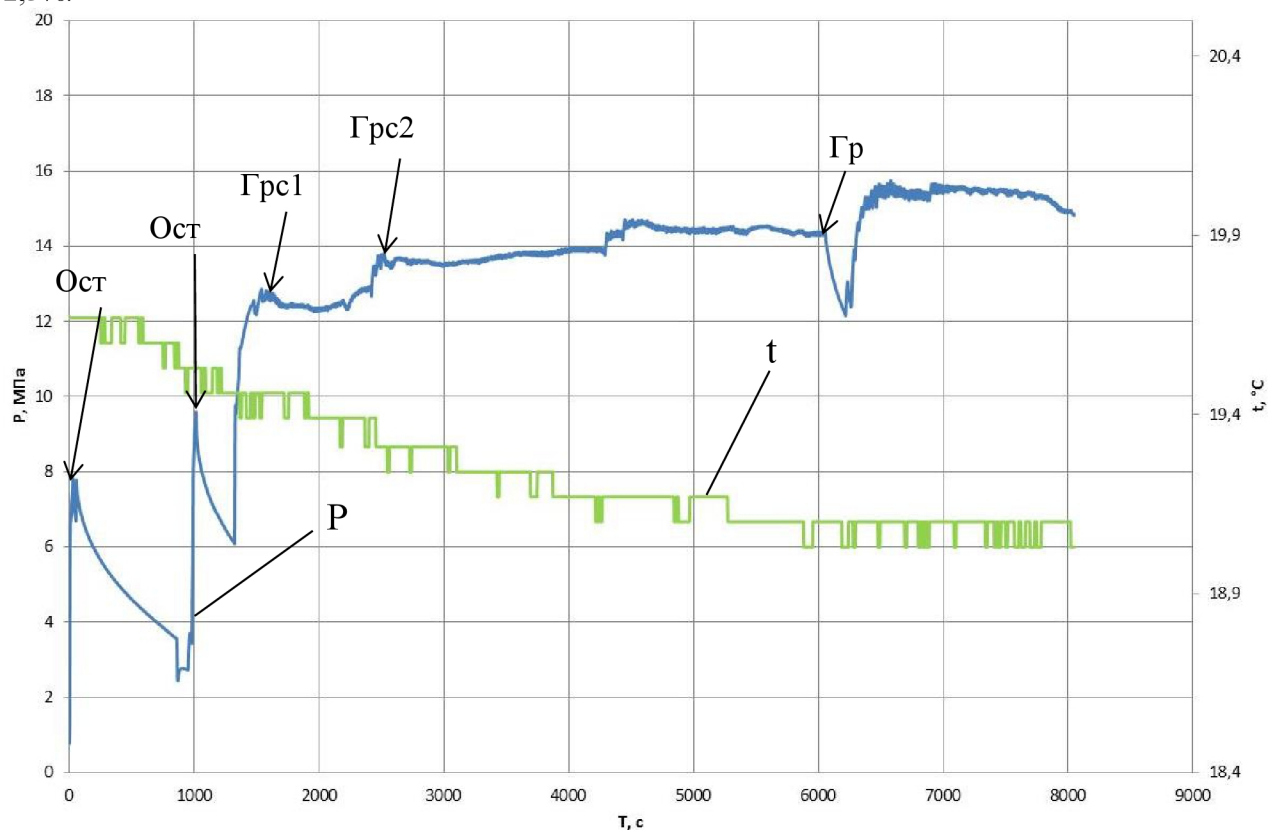


Рис. 4. Изменение давления P и температуры t при проведении гидродинамического воздействия на угольный пласт в скважине №2

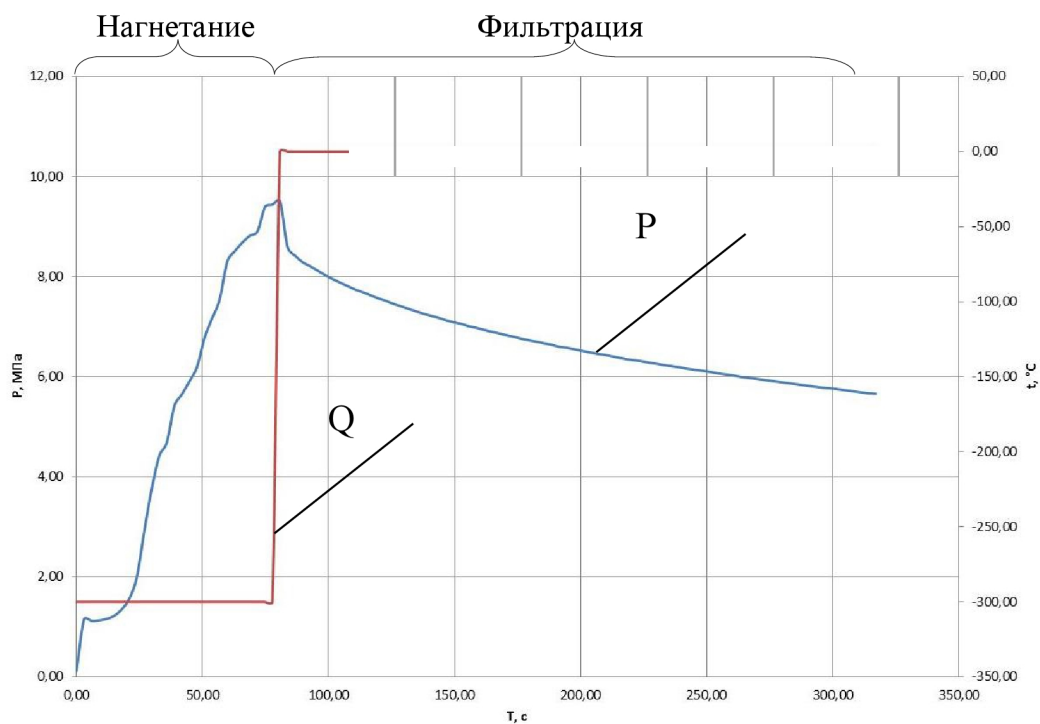


Рис. 5. Изменение давления P и расхода рабочей жидкости Q при проведении инъекционного теста в скважине №2, пробуренной из горной выработки



В скважине № 2 при воздействии на угольный пласт 5 в течение 134 мин. произошло только два гидрорасчленения (Грс1, Грс2, рис. 4) при максимальном давлении 13,81 МПа и гидроразрыв пласт, при давлении 14,39 МПа, что подтверждается результатам сейсмотомографических измерений в исследованной области. Для угольного пласта разгрузка характеризуется изменениями характеристики β_v в пределах 0 - 5%, для активной кровли пласта – β_v в пределах 0 - 1,8%.

Фильтрационные свойства околоскважинной зоны пласта определялись на основе инъекционного теста. Нагнетание рабочей жидкости в скважину №2 осуществлялось в течение 78 сек. После чего скважина перекрывалась и регистрировались данные падения давления при фильтрации жидкости в пласт (рис. 5).

Обработка и анализ исходных данных выполнялись по участку кривой падения давления (рис. 6) при помощи специализированного программного пакета «F.A.S.T. WellTest».

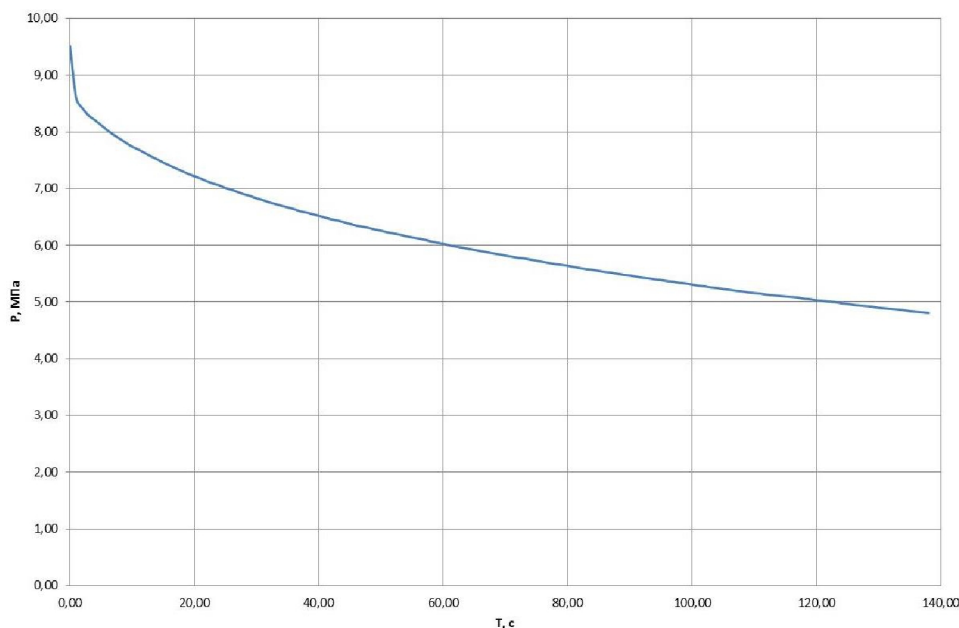


Рис. 6. Участок кривой падения давления в скважине

На основе анализа и интерпретации зарегистрированных изменений давления в горизонтальной скважине определена проницаемость по трем направлениям $k_x = 6,46$ мД; $k_y = 1,03$ мД; $k_z = 0,40$ мД. При этом показатель состояние призабойной зоны скважины (скин-фактор) составил $S = -3,08$.

По результатам геофизических исследований установлено, что площадь зоны совокупного влияния гидроразрыва по скважинам №1 и №2 на исследованный углепородный массив составила 11802 м² (рис. 7).

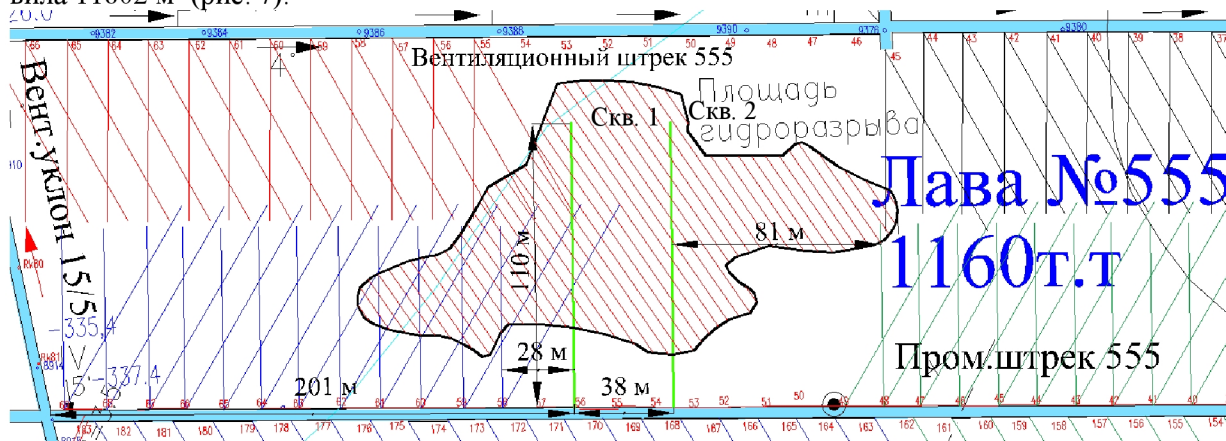


Рис. 7. Площадь гидроразрыва



Зона влияния гидроразрыва расположилась от скважины ПГР № 1 влево на расстояние 83 м, от скважины ПГР № 2 вправо – 87 м. Общая ширина зоны влияния – 208 м. Объем закачанной рабочей жидкости составил 70,8 м³.

С учетом площади зоны гидродинамического воздействия определим радиус действия скважины гидроразрыва:

$$R_r = S/4 l'_r = 11802/(4 \cdot 75) = 39,34 \text{ м.}$$

$$Q'_ж = (\pi R_r^2 + 2 R_r l'_r) m k_3 \quad (1)$$

Преобразовав формулу для определения объема рабочей жидкости, закачанной в скважины (1), получим коэффициент, учитывающий заполнение угольного массива жидкостью:

$$k_3 = Q'_ж / (S + \pi R_r^2) m = 70,8 / (11802 + 3,14 \cdot 39,34^2) = 0,00212,$$

где:

$Q'_ж$ – объем рабочей жидкости, закачанной в скважины ПГР, м³, $Q'_ж = 70,8 \text{ м}^3$;

S – площадь гидроразрыва, м², $S = 11802 \text{ м}^2$;

R_r – радиус действия скважины гидроразрыва, м, $R_r = 39,34 \text{ м}$;

l'_r – полезная длина скважины гидроразрыва, м, $l'_r = 75 \text{ м}$;

m – полная мощность угольных пачек пласта, м, $m = 2 \text{ м}$.

Оценка физико-механических свойств пород кровли в лаве 555 в зоне выполненного гидроразрыва пласта

Отбор керновых проб кровли в лаве 555 производился между секциями №55 и №56 в зоне гидроразрыва пласта на глубину 3 м (рис. 8).

Выбуривание керна осуществлялось пневматическим анкеро-установщиком с накрученным на буровую штангу керноотборником. Через каждые 500 мм керноотборник выдавался из скважины для извлечения образцов пород кровли.



Рис. 8. Образцы пород керна кровли лавы 555 (секция №55-56).

После извлечения образцов производилось описание, замеры основных параметров, указывалась глубина отбора и выполнялись испытания на пробнике БУ-39 с целью определения



фактических прочностных свойств пород сразу после их извлечения из керноотборника. Испытания пород производились в соответствии с ГОСТ24941-81 «Методы определения механических свойств нагружением сферическими инденторами» [4]. Испытания образцов на прочность проводят следующим образом: образец цилиндрической формы устанавливают между инденторами, после этого проводят нагружение образца инденторами до разрушения. Испытание признают действительным в случае сквозного раскола образца, проходящего через ось нагружения.

После разрушения образца определяют:

P_p – максимальная разрушающая нагрузка, кН;

S_p – площадь поверхности разрыва образца, см². S_p определяют по результатам линейных измерений проекции поверхности разрыва на плоскость.

Предел прочности горной породы при одноосном растяжении σ_p определяют по формуле:

$$\sigma_p = 7,5 \frac{P_p}{S_p} K_M, \quad (2)$$

где:

$$K_M = \sqrt[4]{\frac{S_p}{15 \cdot 10^{-4}}} - \text{безразмерный масштабный коэффициент.}$$

Предел прочности горной породы при одноосном сжатии $\sigma_{сж}$ для каждого образца вычисляют по корреляционным зависимостям, приведенным в таблице 6.

Таблица 6. Корреляционные зависимости

Разновидности горных пород	Корреляционные зависимости
Аргиллиты, мергели	$\sigma_{сж} = 16 \sigma_p$
Алевриты, известняки	$\sigma_{сж} = 20 \sigma_p$
Песчаники:	
Глинистые	$\sigma_{сж} = 18 \sigma_p$
Карбонатные	$\sigma_{сж} = 21 \sigma_p$
Кварцевые	$\sigma_{сж} = 25 \sigma_p$
Прочие осадочные:	
при $\sigma_p \leq 1$ МПа	$\sigma_{сж} = 12 \sigma_p$
при $\sigma_p > 1$ МПа	$\sigma_{сж} = 20 \sigma_p - 8$ МПа
Изверженные и метаморфические	$\sigma_{сж} = 25 \sigma_p$

Эффективность дегазации пласта скважинами с применением подземного гидроразрыва

До проведения подземного гидроразрыва пласта со скважины №1 21.06.18 г. было измерено процентное содержание метана, которое составило 65%. Последующее снятие показания проводилось перед гидроразрывом скважины №2 26.06.18 г., что показало незначительный прирост концентрации CH_4 в скважине №1, в скважине № 2 концентрация метана составила 58%. Последующие наблюдения и снятия показаний проводились раз в неделю. Наблюдения показывают повышение концентрации метана в скважинах гидроразрыва. По итогам на 13.08.18 показатели концентрации метана в скважинах №1 и №2 составили 85% и 71%, что соответственно показало увеличение на 13% и 20% в сравнении с первичными предгидроразрывными измерениями (рис. 9, 10).

После выпуска воды из скважины ПГР №1 05.07.18г. зафиксирован рост концентрации метана с дегазационной скважины №58 до 25%, находящейся в 28 метрах от скважины ПГР №1, в последующем возросший до 90%.

После выпуска воды из скважины ПГР №2 10.07.18г. зафиксирован рост концентрации метана с дегазационной скважины №48 до 14%, находящейся в 81 метрах от скважины ПГР №2, в последующем возросший до 85%.



Из дегазационных скважин №59, 60, 61 не зафиксировано дебита метана, скважины зажаты. Объем метана ($\text{м}^3/\text{мин}$), прокачиваемый на станциях ПНДУ 5.1 (пром. штрек 555) и ПНДУ 5.2 (вент. штрек 555) до и после проведения гидроразрыва пласта 5, представлен в таблице 7.

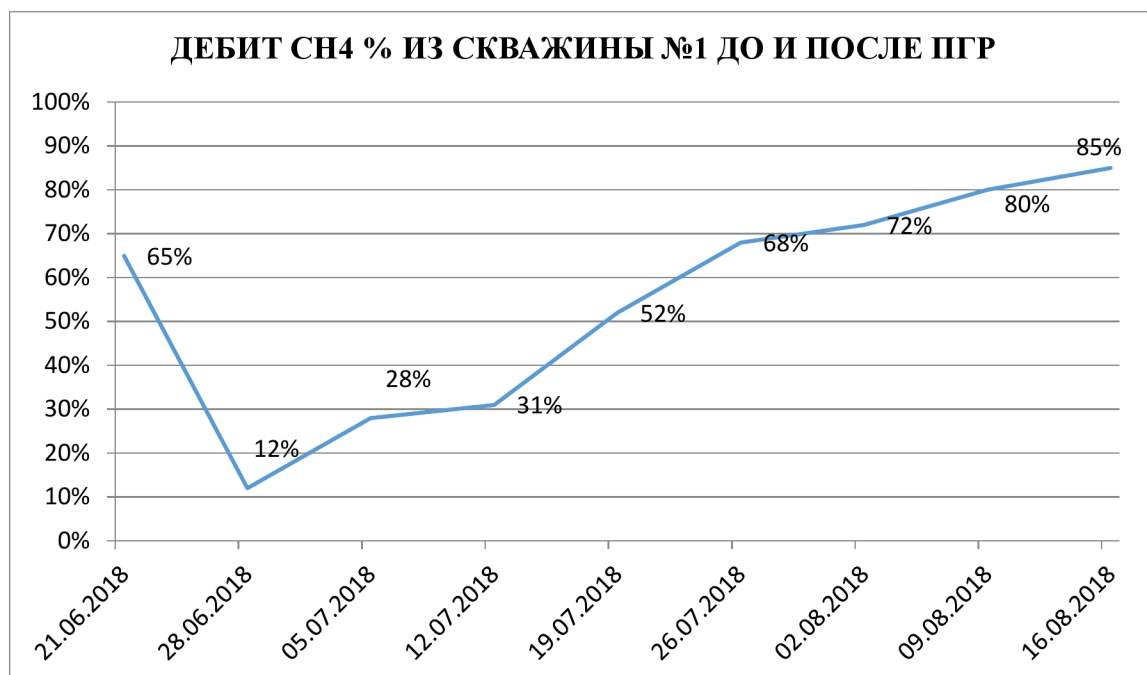


Рис. 9.. Концентрация метана в скважине №1

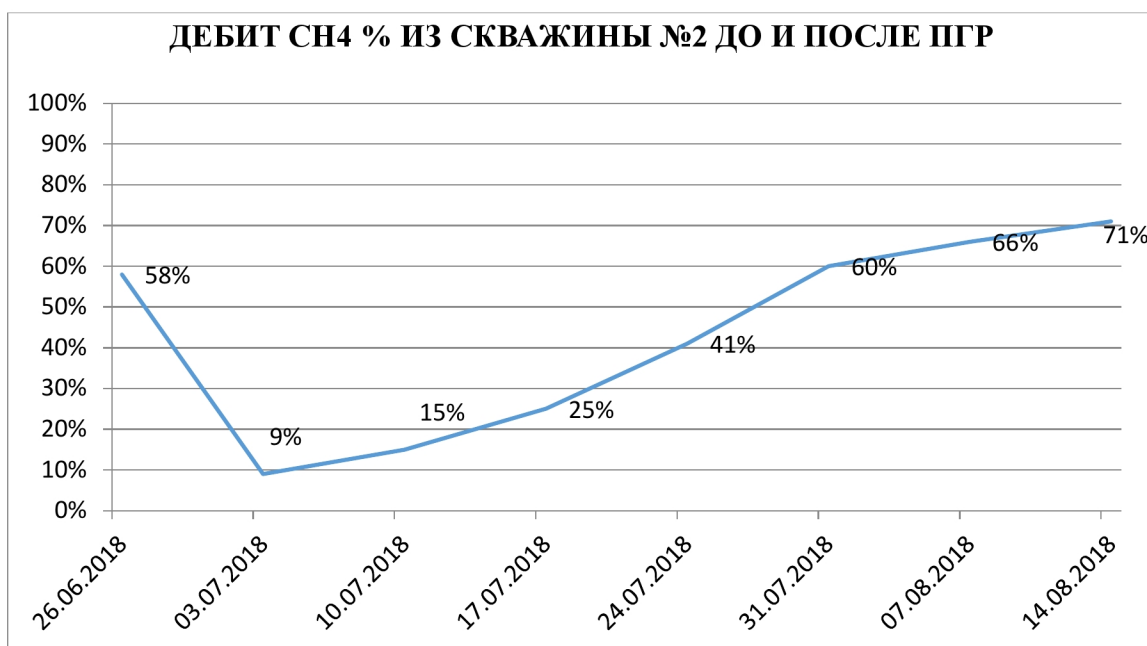


Рис. 10. Концентрация метана в скважине №2

Таблица 7. Объем метана, прокачиваемого на станциях ПНДУ, до и после проведения гидроразрыва пласта 5, $\text{м}^3/\text{мин}$.

Станция	Ед. изм.	Январь	Февраль	Март
ПНДУ 5.1 (пром. штрек 555)	$\text{м}^3/\text{мин}$	77,7	88,5	95,9
ПНДУ 5.2 (вент.штрек 555)	$\text{м}^3/\text{мин}$	52,4	83,9	92,8



Из таблицы 7 видно, что после заезда механизированного комплекса в зону гидроразрыва пласта 5 объем прокачиваемого метана на станциях ПНДУ увеличился:

- январь-март: - ПНДУ 5.1 (пром. штрек 555) на 23,4%;
- ПНДУ 5.2 (вент. штрек 555) на 77%.

Темп продвижения очистного забоя 555 до захода в зону подземного гидроразрыва в пром. штреке 555 представлен в таблице 8.

Таблица 8. Темп продвижения очистного забоя 555 до захода в зону ПГР

Дата	Расстояние до зоны ПГР, м	Темп продвижения, м/сут
21.01.19	151,9	-
30.01.19	107,6	4,92
04.02.19	77,7	5,98
11.02.19	49,2	4,07
18.02.19	22,9	3,76
22.02.19	9,3	3,4
25.02.19	0,6	2,9

Из таблицы 8 видно, что до захода лавы 555 в зону ПГР максимальный темп продвижения составил 5,98 м/сут.

Темп продвижения очистного забоя 555 в зоне подземного гидроразрыва в пром. штреке 555 представлен в таблице 9.

Таблица 9. Темп продвижения очистного забоя 555 в зоне ПГР

Дата	Подвижение очистного забоя 555 в зоне ПГР, м	Темп продвижения, м/сут
27.02.19	4,6	-
04.03.19	27,8	4,64
11.03.19	54,8	3,86
13.03.19	69,7	7,45
15.03.19	77,4	3,85
21.03.19	102,6	4,2

Из таблицы 9 видно, что в зоне ПГР максимальный темп продвижения лавы 555 увеличился до 7,45 м/сут.

Максимальная добыча очистного забоя 555 до и после захода в зону ПГР показана на рис. 11.

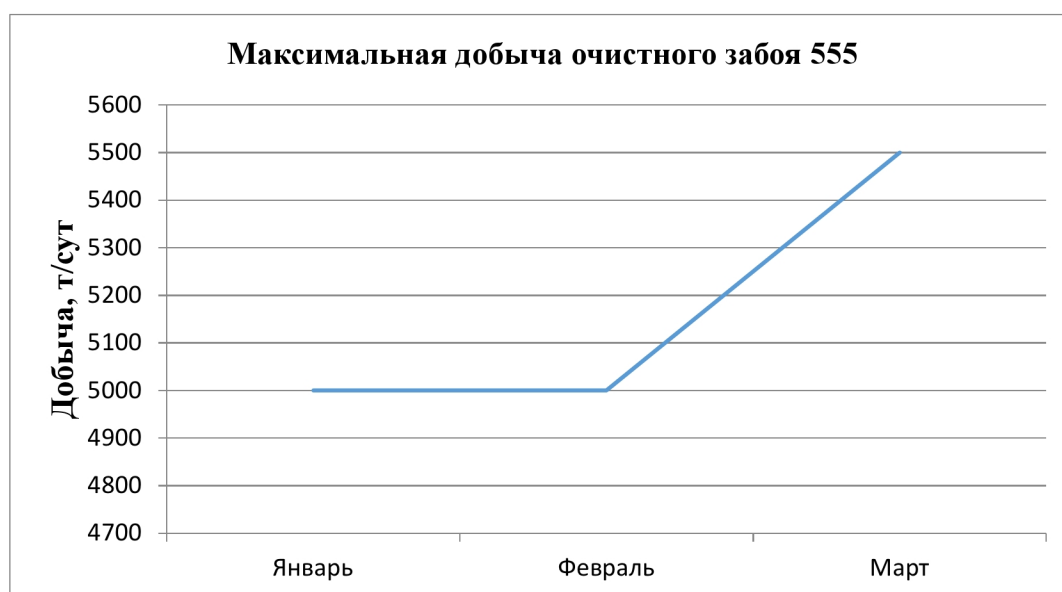


Рис. 11. Максимальная добыча очистного забоя 555

Из рис. 11 видно, что максимальная добыча очистного забоя 555 после захода в зону ПГР



увеличилась на 500 т/сут.

Выводы

1. Гидроразрыв угольного пласта.

Для интенсификации газовыделения из пласта до начала ведения очистных работ принято решение о проведении гидроразрыва пласта 5 на двух опытных участках в выемочном столбе 555.

На опытном участке №1 были пробурены и обсажены две скважины, расстояние между ними составило 38 м.

Процесс гидроразрыва скважины №1 проводился 21.06.2018 г. в районе пикета №53, скважины №2 – 26.06.2018 г. в районе пикета №51.

Для оценки зоны гидродинамического воздействия на угольный пласт 5 выемочного столба 555 выполнены геофизические исследования, направленные на изучение геомеханических характеристик в области проведения гидроразрыва.

По результатам геофизических исследований установлено, что площадь зоны совокупного влияния гидроразрыва по скважинам №1 и №2 на исследованный углепородный массив составила 11802 м².

Зона влияния гидроразрыва расположилась от скважины ПГР №1 влево на расстояние 83 м, от скважины ПГР №2 – вправо на 87 м. Общая ширина зоны влияния – 208 м. Объем закачанной рабочей жидкости составил 70,8 м³.

С учетом площади зоны гидродинамического воздействия радиус действия скважины гидроразрыва составил $R_r = 39,34$ м. Коэффициент, учитывающий заполнение угольного массива жидкостью – $k_3 = 0,00212$.

2. Оценка физико-механических свойств пород кровли в лаве 555 в зоне выполненного гидроразрыва пласта.

Результаты отбора керновых проб и их испытаний показывают, что структура пород кровли в лаве 555 в зоне проведенного гидроразрыва пласта не изменилась.

Проведенный гидроразрыв пласта в выемочном столбе 555 не нарушил прочностные характеристики пород кровли.

3. Эффективность дегазации пласта скважинами с применением гидроразрыва угольного массива выемочного столба.

В пробуренных скважинах №1 и №2 для производства гидроразрыва пласта содержание метана составило соответственно 65% и 58%. После проведенного гидроразрыва и разгерметизации скважин содержание метана в них составило 85% и 71%, произошло увеличение выхода метана соответственно на 20% и 13%.

Зафиксирован также рост концентрации метана в дегазационных скважинах: №58 (до 25%), находящейся в 28 м от скважины ПГР №1, впоследствии возросший до 90% и №48 (до 14%) находящейся в 81 м от скважины ПГР №2, впоследствии возросший до 85%.

Рост концентрации исходящего из скважин метана указывает на эффективность метода гидроразрыва пласта для более быстрого и полного дегазирования угольного массива.

Положительным эффектом также является:

- пылеподавление, сопутствующее увлажнению угольного массива выемочного столба;
- гидроразрыв пласта в совокупности с увлажнением угольного массива также снижает (смягчает) динамику горного давления пород кровли на подготовительные выработки и очистной забой выемочного столба, проявляется демпфирующий эффект, что должно отразиться на ускорении подвигания очистного забоя и увеличении добычи угля;
- максимальный темп подвигания очистного забоя после захода лавы 555 в зону ПГР увеличился с 5,98 м/сут до 7,45 м/сут;
- максимальная добыча очистного забоя после захода лавы 555 в зону ПГР увеличилась с 5000 т/сут до 5500 т/сут.



Список источников

1. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 13.07.2015 г.).
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах». Серия 05. Выпуск 40. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности». – 2014. – 200 с.
3. Инструкция по дегазации угольных шахт. Серия 05. Выпуск 22. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2012. – 250 с.
4. Концепция обеспечения метанобезопасности угольных шахт России на 2006-2010 гг. / Л.А. Пучков, С.В. Сластун, Н.О. Каледина и др. // М.: Издательство МГГУ, 2006. – 18 с.
5. Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт. М.: ОАО «НТЦ «Промышленная безопасность», сер. 05, вып. 14. РД-15-09-2006.
6. Управление газовой выделением на угольных шахтах / С.Г.Калиев, Е.И. Преображенская, В.А. Садчиков и др. – М.: Недра, 1980. – 221 с.
7. Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля (породы) и газа. РД 05-350-00.
8. Инструкция по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих угольные пласты, склонные к горным ударам. РД 05-328-99.
9. Рекомендации по дегазации пласта скважинами с применением подземного гидроразрыва в лаве №555 ш. «Чертинская-Коксовая», Прокопьевск, 2018.
10. Программа и методика проведения исследований дегазации пласта с применением подземного гидроразрыва в условиях выемочного участка №555 ш. «Чертинская-Коксовая», Прокопьевск, 2018.
11. Заключение «Проведение геофизических исследований с целью выявления зон изменения геомеханических характеристик угольного пласта 5 в области проведения гидроразрыва на участке выемочного столба №555 ООО «Шахта Чертинская-Коксовая», Кемерово, 2018.
12. Промежуточный отчет «Исследование эффективности дегазации на опытном участке №1» гидроразрыва в лаве №555 ш. «Чертинская-Коксовая», Прокопьевск, 2018.
13. Техническое перевооружение опасного производственного объекта ООО «ММК-УГОЛЬ» Шахта «Чертинская-Коксовая». «Проект дегазации выемочного участка 555», Кемерово, 2017.

References

1. Federal'nyy zakon ot 21.07.1997 g. № 116-FZ «O promyshlennoj bezopasnosti opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov» (s izmeneniyami na 13.07.2015 g.).
2. Federal'nye normy i pravila v oblasti promyshlennoj bezopasnosti «Pravila bezopasnosti v ugol'nyh shahtah». Seriya 05. Vypusk 40. – M.: Zakrytoe akcionernoe obshchestvo «Nauchno-tehnicheskij centr issledovaniy problem promyshlennoj bezopasnosti». – 2014. – 200 s.
3. Instrukciya po degazacii ugol'nyh shaht. Seriya 05. Vypusk 22. – M.: Zakrytoe akcionernoe obshchestvo «Nauchno-tehnicheskij centr issledovaniy problem promyshlennoj bezopasnosti», 2012. – 250 s.
4. Konceptiya obespecheniya metanobezopasnosti ugol'nyh shaht Rossii na 2006-2010 gg. / L.A. Puchkov, S.V. Slastunov, N.O. Kaledina i dr. // M.: Izdatel'stvo MGGU, 2006. – 18 s.
5. Metodicheskie rekomendacii o poryadke degazacii ugol'nyh shaht. M.: OAO «NTC «Promyshlennaya bezopasnost'», ser. 05, vyp. 14. RD-15-09-2006.
6. Upravlenie gazovydeleniem na ugol'nyh shahtah / S.G.Kaliev, E.I. Preobrazhenskaya, V.A. Sadchikov i dr. – M.: Nedra, 1980. – 221 s.
7. Instrukciya po bezopasnomu vedeniyu gornyh rabot na plastah, opasnyh po vnezapnym vybrosam uglya (porody) i gaza. RD 05-350-00.
8. Instrukciya po bezopasnomu vedeniyu gornyh rabot na shahtah, razrabatyvayushchih ugol'nye plasty, sklonnye k gornym udaram. RD 05-328-99.
9. Rekomendacii po degazacii plasta skvazhinami s primeneniem podzemnogo gidrorazryva v lave №555 sh. «CHertinskaya-Koksovaya», Prokop'evsk, 2018.
10. Programma i metodika provedeniya issledovaniy degazacii plasta s primeneniem podzemnogo gidrorazryva v usloviyah vyemochного uchastka №555 sh. «CHertinskaya-Koksovaya», Prokop'evsk, 2018.
11. Zaklyuchenie «Provedenie geofizicheskikh issledovaniy s cel'yu vyyavleniya zon izmeneniya geomekhanicheskikh harakteristik ugol'nogo plasta 5 v oblasti provedeniya gidrorazryva na uchastke vyemochного stolba №555 ООО «SHAhta CHertinskaya-Koksovaya», Kemerovo, 2018.



12. Promezhutochnyj otchet «Issledovanie effektivnosti degazacii na opytном uchastke №1» gidrorazryva v lave №555 sh. «CHertinskaya-Koksovaya, Prokop'evsk, 2018.

13. Tekhnicheskoe perevooruzhenie opasnogo proizvodstvennogo ob"ekta ООО «ММК-УГОЛЬ» Шахта «CHertinskaya-Koksovaya». «Proekt degazacii vyemochного uchastka 555», Kemerovo, 2017.

Авторы

Разумов Евгений Анатольевич,

руководитель научно-исследовательского центра «Геомеханика. Технология. Безопасность» (НИЦ «ГТБ») филиала КузГТУ в г. Прокопьевске

e-mail: nipgtb@yandex.ru

Российская Федерация, 653033, г. Прокопьевск, ул. Ноградская, 19а

Библиографическое описание статьи

Разумов, Е.А. Обоснование технологии подземной дегазации с использованием гидроразрыва угольного пласта 5 на шахте «Чертинская-Западная» // Техника и технология горного дела. – 2019. – № 2 (5). – С. 56-77.

Authors

Eugene A. Razumov,

Head of the Scientific and Research Center "Geomechanics. Technology. Safety" (SRC "GTS") of KuzSTU branch in the city of Prokopyevsk

e-mail: nipgtb@yandex.ru

Prokopyevsk, 19a Nogradskaya st., 653033, Russian Federation

Cite this article

Razumov E.A. (2019) Substantiation of underground degassing technology of coal seam 5 using the hydraulic fracturing at Chertinskaya-Zapadnaya mine, *Journal of mining and geotechnical engineering*, 2(5):56.