

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ «МИСиС» (НИТУ «МИСиС»)

*На правах рукописи*

САДОВ АНАТОЛИЙ ПЕТРОВИЧ

УДК: 622.831.325.3 (574.31)

**Повышение эффективности пластовой дегазации на основе  
циклических гидродинамических воздействий на угольные  
пласты**

Специальность – 05.26.03 – «Пожарная и промышленная безопасность  
(в горной промышленности)»

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
профессор, доктор технических наук  
Сластунов С.В.

Москва 2017

## Содержание

Введение.....	4
1 Борьба с метаном в угольных шахтах. Цели и задачи исследования	10
1.1 Основные проблемы метана угольных пластов.....	10
1.2 Метан угольных пластов в Карагандинском бассейне .....	14
1.3 Проблемы обеспечения метанобезопасности средствами дегазации на современных шахтах.....	16
1.4 Анализ опыта применения схем дегазации разрабатываемых пластов с применением гидроразрыва из подземных выработок .....	21
1.5 Заблаговременная подготовка угольных пластов к безопасной отработке.....	33
1.6 Совершенствование технологии заблаговременной дегазации угольных пластов на основе циклического гидродинамического воздействия .....	39
1.7 Обоснование выбора технологии пластовой дегазации угольных пластов для обеспечения их безопасной и интенсивной отработки.....	43
1.8 Цель и задачи диссертационного исследования .....	50
Выводы по главе 1.....	52
2 Разработка и натурные испытания усовершенствованной технологии заблаговременной дегазационной подготовки на шахтных полях Карагандинского бассейна .....	54
2.1 Совершенствование заблаговременной дегазации особо выбросоопасного пласта Д <sub>6</sub> на шахтах Карагандинского бассейна .....	54
2.2 Обоснование технологии извлечения метана путем гидродинамического воздействия на пласт с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля .....	64
2.2.1 Аналитическое обоснование способа .....	64
2.2.2 Анализ результатов натурных испытаний технологии.....	70
2.2.3 Совершенствование технологии СПРУ для повышения эффективности пластовой дегазации. ....	76
2.3 Проектные решения по реализации усовершенствованной технологической схемы гидропневмодинамического воздействия с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля .....	82

Выводы по главе 2.....	87
3 Разработка рекомендаций по совершенствованию дегазационной подготовки угольных пластов из подземных выработок.....	90
3.1 Предварительная пластовая дегазация из подземных выработок без активных воздействий на угольный пласт .....	90
3.2 Применяемые и перспективные способы пластовой дегазации на шахтах АО «СУЭК-Кузбасс» .....	94
3.3 Основные технологические параметры гидроразрыва из подземных горных выработок .....	99
Выводы по главе 3.....	107
4 Апробации технологии предварительной дегазации угольного пласта с использованием его гидроразрыва, осуществляемого из подготовительных выработок.....	109
4.1 Подготовка работ по гидроразрыву пласта (выбор объекта испытаний, разработка программы и методики работ).....	109
4.2 Проведение работ по гидроразрыву пласта (обустройство скважины, гидроразрыв пласта, исследование эффективности).....	115
4.3. Обсуждение результатов шахтных экспериментальных работ. ...	129
Выводы по главе 4.....	138
5 Оценка эффективности усовершенствованной технологии заблаговременной дегазационной подготовки при отработки особо выбросоопасного пласта Д <sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская» .....	140
5.1 Экспериментальные работы по оценке эффективности усовершенствованной технологии .....	140
5.2. Оценка технико-экономической эффективности заблаговременной дегазационной подготовки .....	146
Выводы по главе 5.....	150
Заключение .....	151
Список использованных источников .....	154
Приложение.....	170

## Введение

Стратегией развития угольной отрасли до 2030 г. предусматривается рост добычи угля до 430 млн. т/год. Современное состояние подземной разработки угольных месторождений характеризуется увеличением глубины залегания разрабатываемых угольных пластов и усложнением горно-геологических и горнотехнических условий ведения горных работ, в частности, увеличением газообильности горных выработок вследствие роста газоносности угольных пластов, которая на глубинах свыше 500 ÷ 600 м достигает 25÷30 м<sup>3</sup>/т и выше. Метан, поступающий в горные выработки, сдерживает интенсивность добычи угля, увеличивает себестоимость его добычи, уменьшает уровень безопасности труда шахтеров, а выброс метана на поверхность приводит к отрицательным экологическим последствиям для состояния окружающей среды. В последние годы существенно усилился интерес к экологическим проблемам шахтного метана. Это определяется усилением внимания к проблемам сохранения озонового слоя и глобального изменения климата. По данным Международной топливно-энергетической ассоциации метан занимает второе место после углекислого газа по степени опасности для окружающей среды. Уже в настоящее время для стабилизации содержания парниковых газов необходимо сокращение выделения метана в атмосферу приблизительно на 15 %.

В России около половины шахт отнесены к III категории опасности и сверхкатегорным по метану. Абсолютная метанообильность весомого ряда шахт превышает 150 м<sup>3</sup>/мин. При подземной добыче угля для многих шахт проблема метанобезопасности является первостепенной. Несмотря на многочисленные научные исследования, совершенствующиеся нормативные документы и требования действующих правил безопасности к ведению горных работ, не всегда удается избежать крупных аварий и катастрофических явлений в шахтах. Разработка угольных месторождений в современных условиях требует поиска новых решений по надежному обеспечению

безопасных условий работы шахт, комплексного освоения недр и охраны окружающей среды, то есть, основная проблема шахтного метана состоит в обеспечении безопасности и эффективности интенсивной подземной добычи угля, осознании ценности метана для использования в энергетике и других отраслях, а также в ограничении эмиссии парникового газа метана в атмосферу.

В процессе реструктуризации угольной отрасли число очистных забоев значительно снизилось, но нагрузка на них существенно повысилась. Газовый фактор стал определяющим вследствие необходимости ограничения скорости подвигания очистных и подготовительных забоев.

Возросли требования к технико-экономическим показателям подземной угледобычи. Эффективное применение современного горного оборудования невозможно без осуществления комплексной дегазации подготавливаемых к разработке угольных пластов. Научной школой Московского государственного горного университета (МГГУ, в настоящее время Горный институт НИТУ «МИСиС») по заданию Федерального агентства Росэнерго в 2006 г. была разработана Концепция обеспечения метанобезопасности угольных шахт России [1], согласованная Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ротехнадзором). Констатировалось, что одним из основных принципов обеспечения метанобезопасности является необходимость обеспечения эффективного извлечения метана на всех стадиях разработки шахтного поля или угольного месторождения:

- стадии строительства и подготовки к эксплуатации шахтного поля (заблаговременная дегазация скважинами, пробуренными с поверхности);
- стадии подготовки выемочных участков (предварительная дегазация, осуществляемая из подземных выработок);
- стадии эксплуатации угольной шахты (текущая дегазация, осуществляемая при ведении горных работ);

- стадии ликвидации шахты (последующее извлечение метана из выработанных пространств шахты).

Особого внимания требуют первые две позиции, так как речь идет об извлечении сорбированного метана из низкопроницаемого неразгруженного от горного давления коллектора, коим является неразгруженный угольный пласт. Этим вопросам посвящена настоящая диссертация.

Проблема метанобезопасности подземной угледобычи включает в себя немало важных аспектов, одним из которых является разработка эффективной технологии пластовой дегазации. Собственно пластовая дегазация во многих случаях является ключевым базовым моментом обеспечения безопасных условий интенсивной угледобычи при высоких скоростях подвигания очистных забоев.

В связи с вышеизложенным разработка технологических решений, направленных на повышение эффективности пластовой дегазации на основе активных воздействий на угольные пласты для их безопасной и интенсивной отработки является актуальной научно-практической задачей.

**Целью работы** является совершенствование технологий заблаговременной и предварительной пластовой дегазации, основанное на применении циклических гидродинамических воздействий на угольные пласты для повышения эффективности их дегазации.

**Идея работы** заключается в том, что повышение эффективности как заблаговременной (скважинами с поверхности), так и предварительной (скважинами, пробуренными из подготовительных выработок) пластовой дегазации может достигаться применением гидродинамических воздействий, реализуемых по различным механизмам, но направленных на существенное увеличение проницаемости и газоотдачи угольного пласта за счет создания в нем техногенного трещинно-порового коллектора повышенной проницаемости.

**Научные положения, разработанные лично соискателем, и их новизна:**

1. При циклическом гидродинамическом воздействии на угольный пласт повышение газопроницаемости может достигаться за счет реализации его геоэнергии в виде выбросов угля и газа в скважину, обеспечивающих частичную разгрузку пласта, что позволяет усовершенствовать технологию заблаговременной дегазационной подготовки угольного пласта (ЗДП) через скважины, пробуренные с поверхности.

2. Выявлен и обоснован механизм интенсификации газоотдачи пласта на базе достижения эффекта самоподдерживающегося разрушения угля, а также эффективные параметры его реализации в усовершенствованной технологии заблаговременной дегазационной подготовки угольного пласта с применением циклических гидродинамических воздействий.

3. Установленные режим и рациональные параметры циклического гидродинамического воздействия на пласт обеспечивают повышение эффективности предварительной пластовой дегазации (ППД), осуществляемой скважинами, пробуренными из подготовительных выработок, за счет увеличения газопроницаемости и газоотдачи пласта в зонах подземного гидроразрыва.

**Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждаются:**

- представительным объемом шахтных исследований усовершенствованной технологии ЗДП (натурный эксперимент на 9 скважинах ЗДП на двух шахтных полях Угольного департамента АО «АрселорМиттал Темиртау (УД АМТ);
- положительными результатами шахтных испытаний по оценке эффективности основных технологических решений при ведении подготовительных и очистных работ в зонах ЗДП при отработке лавы 312-Д<sub>6</sub>-13 шахты «Казахстанская» УД АМТ;

- положительными результатами шахтных исследований по оценке эффективности ППД в зонах подземного гидроразрыва на шахте им. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс».

**Научное значение работы** заключается в совершенствовании технологий заблаговременной и предварительной дегазации газоносных и, особенно, выбросоопасных угольных пластов в условиях их интенсивной отработки путем применения гидродинамических воздействий для повышения проницаемости и газоотдачи углегазонасного массива на основе реализации эффекта самоподдерживающегося разрушения угля и гидроразрыва угольного пласта.

**Практическое значение работы** заключается в разработке технической и методической документации на апробацию и внедрение новых технологических решений по совершенствованию технологий заблаговременного и предварительного воздействия на угольные пласты, базирующихся на существенном повышении газопроницаемости дегазируемого угольного пласта.

#### **Реализация выводов и рекомендаций работы.**

Разработанная усовершенствованная технология заблаговременной дегазационной подготовки прошла широкие испытания на поле шахты «Казахстанская» УД АО «АрселорМиттал Темиртау» при обработке особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub>, а также усовершенствованная технология предварительной дегазации с использованием подземного гидроразрыва угольного пласта успешно реализована на выемочном участке 24-58 на шахте им. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс».

**Апробация работы.** Результаты, изложенные в диссертации, докладывались на научных симпозиумах «Неделя горняка – 2014 - 2016», международной научно-практической конференции «Горно-металлургический комплекс Казахстана: проблемы и перспективы инновационного развития», Караганда, 2011, а также на заседании



технического совета АО «СУЭК-Кузбасс», заседаниях научных семинаров и заседании кафедры БЭГП Горного института НГТУ «МИСиС».

**Публикации.** Основные положения диссертации изложены в 10 печатных работах, в том числе в 4 научных статьях, рекомендованных экспертным советом ВАК.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка используемой литературы из 145 наименований, приложения, содержит 32 рисунка и 19 таблиц.

Автор выражает глубокую благодарность проф., д.т.н. Баймухаметову С.К., к.т.н. Стефлюку Ю.М., Полчину А.И., к.т.н. Ютяеву Е.П., к.т.н. Мазанику Е.В. за поддержку данного направления, ценные научные консультации и практическую помощь при проведении исследований.

# **1 Борьба с метаном в угольных шахтах. Цели и задачи исследования**

## **1.1 Основные проблемы метана угольных пластов**

При подземной добыче угля основная проблема метана связана с обеспечением безопасности горных работ и повышением их экономической эффективности [1,2]. В настоящее время особое внимание уделяется рассмотрению метана угольных месторождений как самостоятельного энергетического ресурса. Экономическая и экологическая проблемы метана имеют существенное, но все же вторичное значение. Это связано с тем, что при решении проблемы метанобезопасности угледобычи и ее экономической эффективности путем извлечения и отвода метана системами дегазации, одновременно могут быть решены и проблема использования метана угольных пластов в качестве самостоятельного энергетического ресурса, а также экологическая проблема.

Из-за взрывоопасности метановоздушных смесей метан угольных пластов рассматривается как одна из главных опасностей подземной угледобычи. В современных условиях подземной отработки угольных пластов газовый фактор становится одним из основных препятствий на пути повышения нагрузки на очистной забой, увеличения темпов подготовки выемочных участков и, если смотреть в целом, обеспечения безопасных условий подземной угледобычи. Задача обеспечения безопасности подземной угледобычи имеет приоритетное значение. По данным ряда специалистов ИПКОН РАН при авариях, связанных с внезапными выбросами угля, породы и газа и взрывами газа на угольных шахтах мира в XX веке погибло более 100 тысяч шахтеров [3].

Приведем некоторую информацию по состоянию газовой углеметановой проблематики в Карагандинском угольном бассейне, одном из двух основных объектов исследований в рамках настоящей диссертации. При нагрузках свыше 4500÷5000 т/сутки метанобезопасность может быть

обеспечена только при осуществлении эффективной дегазации на уровне 75-90%. Постоянное углубление горных работ сопровождается ростом природной газоносности угольных пластов. В среднем глубина шахт ежегодно увеличивается на 10÷15 м. Анализ опыта работы угольных шахт показал, что на газовых шахтах капиталовложения на 1 т добычи угля до 30 % выше, себестоимость до 2,5 раз больше, нагрузки на очистной забой и производительность рабочего по добыче угля меньше соответственно до 60% и до 30 %, чем в аналогичных условиях негазовых шахт [6,15,58].

Современная технология подземной угледобычи позволяет обеспечить нагрузку на лаву на шахтах бассейна на уровне 6000 ÷ 8000 т/сутки, однако, с учетом ограниченных возможностей проветривания, такая производительность достижима только при газоносности угольных пластов на уровне не выше 7÷9 м<sup>3</sup>/т. При метановыделении 30 м<sup>3</sup>/т, нагрузка на очистной забой составляет не более 15 % технической производительности добычной техники. Эффективное применения современного оборудования невозможно без комплексной дегазации разрабатываемых пластов.

Характерная особенность подземной угледобычи - увеличение газовыделения при снижении эффективности способов предварительной пластовой дегазации, обусловленной уменьшением газопроницаемости угольных пластов по мере роста глубины их отработки. Значительно осложняет разработку угольных пластов и увеличивающаяся с углублением ведения горных работ опасность внезапных газодинамических явлений, которая тесно связана с газовым фактором.

Проанализируем базовые факторы, влияющие на высокопроизводительную подземную разработку угольных пластов.

Постоянный рост глубины ведения горных работ приводит к увеличению объема выделяющегося метана, что требует увеличения эффективности способов дегазации. Имеющее место повышение количества выделяющегося метана с ростом глубины разработки достигает значений 40÷50 м<sup>3</sup>/т и более на глубинах выше 700÷800 м. Наибольшая

метанообильность в России и странах ближнего зарубежья проявляется на угольных месторождениях в Карагандинском и Печорском бассейнах. Однако можно отметить, что с увеличением глубины разработки эта проблема приобретает все большую актуальность и в Кузбассе, где в ближайшей перспективе, по прогнозу ряда специалистов, проблема метана станет основополагающей [51,53-56,58,67].

Для бассейнов России и ближайшего зарубежья установлены величины природной метаноносности углей различной степени метаморфизма на разных глубинах залегания угольных пластов, представленные в таблице 1.1.1.

С увеличением степени метаморфизма содержание метана в угольных пластах растет и этим фактором объясняется газоперенос снизу к верхним горизонтам под влиянием градиента пластовых давлений газа [48-51,67].

Применяемые в настоящее время типовые схемы подземной дегазации не обеспечивают для ряда шахт необходимой эффективности в условиях среднесуточной добычи угля в очистном забое в диапазоне 5÷10 тыс. т/сутки и более.

В решении проблем метанобезопасности необходимо отметить опыт Австралии [61,62], одной из ведущих стран в реализации технологии безопасной подземной угледобычи. На глубинах более 300 м газопроницаемость пластов уменьшилась и применение дегазации стало малоэффективным. Скорости проведения подготовительных выработок в этих условиях уменьшились почти в три раза. Обеспечение безопасных значений допустимой текущей газоносности пластов стало крайне сложным. В начале 90-х годов произошло 5 внезапных выбросов угля и газа, сопровождавшихся гибелью людей. В последующие годы безопасность разработки высокогазоносных угольных месторождений в Австралии резко повысилась, что было связано с реализацией технологии заблаговременной дегазации угольных пластов скважинами, пробуренными с поверхности, планируемых к отработке. Это был тот случай, когда широкое внедрение технологий

промыслового извлечения метана угольных пластов на основе разработанных технологий и технических средств бурения скважин и повышения газопроницаемости угольных пластов привело к осязательному результату - обеспечению высокой метанобезопасности подземной угледобычи.

Таблица 1.1.1 – Природная газоносность угольных пластов России и ближайшего зарубежья

Угольный бассейн	Марка угля	Газоносность угольных пластов (м <sup>3</sup> /т г.м.) в интервалах глубин залегания от поверхности, м			
		<300	301-600	601-900	901-1200
Кузнецкий	Д	2-10	11-15	14-18	16-20
	Г	2-15	12-20	16-24	19-27
	Ж	3-16	13-21	17-25	20-30
	К	3-17	14-23	20-30	23-34
	ОС	3-14	12-22	18-28	21-34
	Т	4-15	13-24	17-29	22-35
Печорский	Д	3-5	5-7	7-9	9-10
	Г	4-10	8-11	10-12,5	12-13
	Ж	7-24	14-32	20-36	22-38
	К	8-15	15-19	17-20	21-30
Донецкий	Д	2-9	4-11	9-13	10-15
	Г	2-11	5-15	7-17	16-18
	Ж	4-15	12-20	17-22	20-24
	К	5-16	14-21	18-24	22-26
	ОС	6-17	15-21	17-25	25-32
	Т	7-20	16-22	18-25	20-26
	ПА	8-20	18-24	20-28	22-30
	А*	12-19	20-25	22-28	24-30
	А**	0-2	2-3	2-3	3-5
Карагандинский	Г	2-12	10-17	15-25	20-28
	Д	3-20	18-28	20-32	23-35
	К	4-25	20-32	25-35	28-38
	ОС	5-20	18-25	24-28	27-30

Технологии разработки углегазовых месторождений требуют постоянного совершенствования методов и средств оценки горно-геологических и горнотехнических условий, свойств и характеристик состояния углегазонасного массива, изучения физических процессов горного производства, особенностей и механизмов массопереноса метана [52,66], совершенствования и разработки новых технологических решений по

существенному повышению проницаемости угольных пластов [57-60,63,64]. В этих сложных условиях необходимо обеспечить совершенствование технологии интенсивной отработки угольных пластов на основе использования научно обоснованных рекомендаций по максимально допустимым нагрузкам на очистной забой с учетом газового фактора [59,65].

## **1.2 Метан угольных пластов в Карагандинском бассейне**

Изучение и исследование газоносности угольных пластов Карагандинского бассейна проводили М.А. Ермаков, И.Л. Эттингер, Н.С. Умарходжиева, Е.И. Преображенская, А.Д. Кизряков, Е.И. Фоминых и др. [8-10]. Метаноносность угольных пластов обусловлена влиянием ряда факторов, в том числе метаморфизмом и вещественным составом угля, тектоникой месторождений, гидрогеологическими условиями и многими другими. Нарастание метаноносности в первые 100÷150 метров от зоны газового выветривания происходит достаточно интенсивно, затем замедляется и на глубинах залегания более 600 м почти прекращается.

Высказывались различные гипотезы по вопросу о виде, в котором газ заключен в угле (Н.Н. Черницын, Л.Н. Быков и др.). В соответствии с современными представлениями метан в углегазонасной толще содержится в следующих основных формах: в виде свободного газа, заполняющего поры, трещины и пустоты в угле; в связанном (сорбированном) состоянии; в физико-химической связи с органической массой угля и в растворенной форме в виде твердого углегазового раствора. В пластах и пропластках угля сорбированный метан составляет до 90 - 98 % от общего объема. В особых термобарических условиях метан может находиться в кристаллогидратной форме. Максимальное количество газа - до 50 м<sup>3</sup>/т – содержится в угольных пластах, минимальное – 1-4 м<sup>3</sup>/т - во вмещающих породах [7]. Газоносность вмещающих пород угленосной толщи Карагандинского бассейна оценена в работе [8], где указывается, что наибольшей газоносностью обладают аргиллиты Карагандинской свиты (до 3 м<sup>3</sup>/т).

Объем и характер метанонасыщенности угля определяется его пористостью, пластовым давлением, температурой и вещественным составом угля. Пористость углей и пород угленосной толщи - один из показателей, определяющих содержание в них газа в сорбированном и свободном состоянии. Свободный газ занимает поры, различные трещины и пустоты. Содержание его в угле и породах зависит от их пористости, трещиноватости (коллекторские свойства) и от пластового давления, под которым находится в массиве газ. Если поры и трещины пород в той или иной мере заполнены водой, то количество содержащегося в пустотах газа снижается. На глубинах до 1000 м количество свободного газа в угольных пластах и вмещающих породах обычно незначительно, на больших глубинах газоносность возрастает в основном за счет повышения содержания свободного газа.

В угольных пластах основные количества газов находятся в сорбированном состоянии: в основном, в виде раствора в твердом веществе и в связанном адсорбированном виде на поверхности пор. Исследованиями пористости углей [11,12] установлено, что основной объем их обусловлен молекулярными порами размером в несколько ангстрем, то есть, соизмеримый с размерами молекул газов, встречаемых в угольных пластах (метан, гомологи метана, углекислый газ, азот, водород и др.)

Объем макропор размером в сотни и тысячи ангстрем заполняется адсорбированным газом и газом в свободном состоянии.

Значительная часть газов, поступающих из пластов в горные выработки, в природных условиях не может считаться в строгом определении газами, так как в связанном (сорбированном) состоянии они не подчиняются газовым законам. Только те их них, которые находятся в свободном состоянии, являются таковыми [8]. В сорбированном состоянии газы не могут реализовать внутреннюю энергию, пока не перейдут в свободную фазу, а для этого необходимо, чтобы давление газа снизилось. Процессы газопроявлений при горных работах в подавляющем большинстве являются результатом техногенного воздействия.

По оценке А.Т. Айруни и др. [16], общие ресурсы метана Карагандинского бассейна в пределах проектных глубин разработки шахтами составляют порядка 100 млрд. м<sup>3</sup>, при этом общие промышленные запасы метана в пределах эксплуатируемых шахтами глубин, т.е. метан, который может быть извлечен при добыче угля и промышленно использован составляют около 10%.

Газодинамические явления, имевшие место при ведении горных работ на шахтах Карагандинского угольного бассейна, сопровождались значительными газопроявлениями. Однако газопроявления при выбросах угля и газа и при внезапных прорывах газа из почвы выработки не могут быть отнесены к выделениям метана из локальных скоплений свободного газа. В работе [8] отмечается, что и большинство суфлярных выделений метана в горные выработки имеют техногенное происхождение и основная часть метана поступает из трещин эксплуатационного происхождения.

### **1.3 Проблемы обеспечения метанобезопасности средствами дегазации на современных шахтах**

Проблемы метанобезопасности при работе угольных шахт связаны с постоянным выделением газа в процессе ведения горных работ и с газодинамическими явлениями, сопровождающимися практически мгновенным повышенным газовыделением.

Повышение глубины ведения горных работ сопровождалось ростом природной газоносности и выбросоопасности угольных пластов. Относительная газообильность угольных шахт Карагандинского бассейна уже с глубины 300÷400 метров превысила величину 50 м<sup>3</sup> метана на тонну добываемого угля [17]. В очистные забои подавалось до 2000 м<sup>3</sup> воздуха в минуту, но и при этом не всегда обеспечивались требуемые параметры шахтной атмосферы [18].

Исследованиями в Кузнецком бассейне [19], в частности, было установлено, что рост природной газоносности вызывал уменьшение нагрузки



на очистные забои по наиболее газовой группе шахт Кемерово примерно в 2,5 раза.

На достигнутых глубинах ведения горных работ в Карагандинском угольном бассейне в настоящее время все разрабатываемые пласты отнесены к опасным по газодинамическим явлениям. Основным фактором выбросоопасности является газовый фактор. Современные способы предотвращения газодинамических явлений в значительной мере основаны на дегазации угольного пласта. Разработке способов и средств дегазации были посвящены работы А.А. Скочинского, В.В. Ходота, Г.Д. Лидина, А.Т. Айруни, С.А. Христиановича, А.Э. Петросяна, О.И. Чернова, Л.А. Пучкова, Н.В. Ножкина, Ю.Ф. Васючкова, С.А. Ярунина, С.В. Сластунова, И.В. Сергеева, В.С. Забурдяева, Е.И. Преображенской, В.А. Садчикова и др. В зависимости от источника газовыделения и конкретного объекта дегазации можно выделить следующие основные способы:

- заблаговременная дегазация угольных пластов (ЗДП) через скважины, пробуренные с поверхности, путем гидрорасчленения пластов;
- предварительная дегазация разрабатываемых пластов (пластовая дегазация, осуществляемая из подземных выработок, в дальнейшем ППД);
- дегазация сближенных угольных пластов и спутников;
- дегазация выработанного пространства действующих очистных забоев;
- дегазация при ведении подготовительных выработок (барьерная дегазация и газодренажные скважины).

При высокой интенсивности отработки высокогазоносных и, особенно, выбросоопасных угольных пластов наиболее актуальны сегодня, с нашей точки зрения, работы по разработке и совершенствованию технологий заблаговременной и предварительной дегазации угольных пластов.

Разработке и совершенствованию подземной пластовой дегазации посвящены работы Преображенской Е.И., Садчикова В.А. и других сотрудников бывшего Карагандинского отделения ВостНИИ (в последствие

КазНИИГП, ныне КарНИИПБ) [17, 21-23], в которых доказана перспективность этого способа дегазации мощных, незагруженных от горного давления пластов. Широкое промышленное применение подземной пластовой дегазации начато с шестидесятых годов прошлого столетия. Сведения об объемах газа, извлекаемого при пластовой дегазации [18] в период становления и развития способа приведены в табл.1.3.1. Здесь и далее мы будем ссылаться на работы по дегазации, выполненные сравнительно давно, что связано с тем, что в 60-80 гг. прошлого столетия на этом научно-практическом направлении работало множество научных коллективов, институтов, университетов, отдельных научных групп (МакНИИ, ВостНИИ, КО ВостНИИ, ИГД им. А.А. Скочинского, ИПКОН РАН, МГИ, ЛГИ, МакНИИ, КНИУИ, ДонУГИ и др.).

Таблица 1.3.1 – Фактическое извлечение метана пластовой дегазацией в период становления и развития способа

Угольные бассейны	Фактически извлечено метана посредством пластовой дегазацией, млн. м <sup>3</sup> (по годам)			
	1961	1965	1970	1975
Кузбасс	1,2	4,5	16,8	33,0
Карагандинский	26,4	25,1	52,5	62,2
Печорский	0,3	15,7	7,9	0,6
Донбасс	-	0,2	1,9	7,0
Прочие	-	0,2	1,9	1,5
Итого	27,9	45,5	79,1	104,3

За указанный период был наработан огромный научно-практический материал, который весьма важен для обобщения, анализа сегодняшней ситуации и поиска новых решений в области дегазации в современных условиях.

Следует отметить, что достигнутые в Карагандинском бассейне показатели эффективности подземной пластовой дегазации относятся к глубинам ведения горных работ до  $300 \div 400$  м. С увеличением глубины разработки эффективность пластовой дегазации снизилась, и, в частности для пласта Д<sub>6</sub> на полях шахт имени Ленина и «Казахстанская», в настоящее время съем метана пластовой дегазацией не превышает 1,5 - 2,0 м<sup>3</sup>/т даже при сроке дегазации до 2-3 лет и более. Однако этот способ предварительной дегазации продолжает применяться на всех шахтах бассейна.

Для интенсификации подземной пластовой дегазации были апробированы торпедирование скважин, солянокислотная обработка пласта, гидроразрыв угольного пласта и некоторые другие способы. Работы по испытанию торпедирования скважин для принудительного увеличения дебита метана в пластовые скважины проведены в Карагандинском бассейне в 1956-1959 гг. [18]. Длина торпеды составляла 2,5 м при массе заряда около 12 кг. При одновременном взрывании в одной скважине 2 - 3 торпед общая масса заряда составляла 24-37 кг. Наблюдениями было установлено повышение дебита метана на до 40%, продолжавшееся в течение 3-4 месяцев. В 1967-1972 гг. были проведены экспериментальные работы по солянокислотной обработке угольных пластов К<sub>13</sub>, К<sub>12</sub> и К<sub>10</sub> через пластовые скважины на ряде шахт Карагандинского бассейна [18].

Результаты исследований дебитов газа показали, что солянокислотная обработка пласта может в 4 раза повысить газоотдачу угольного пласта. Эти способы сегодня представляют собой технологический задел на будущее, естественно требующий дополнительного обоснования и совершенствования.

Достаточно представительное применение в Карагандинском бассейне получила технология гидроразрыва пласта через специальные пластовые скважины. Более подробно об этой технологии будет изложено отдельно в разделе 1.4 настоящей диссертации.

Интенсификация газовыделения в подземные пластовые скважины, пробуренные в зоне гидроразрыва, составила от 2,0 до 4,7, а общий

коэффициент интенсификации при пластовой дегазации с гидроразрывом пласта через подземные выработки достигал значения 5,1 [18]. Следует отметить, что в настоящее время работы по интенсификации газовыделения в пластовые скважины по ряду объективных причин существенно сокращены и, к сожалению, практически на шахтах России и ближайшего зарубежья не применяются. Нет сколь-либо внятной и достоверной информации по применению этих технологий в практике ведущих угледобывающих стран мира.

При ведении горных работ на мощных пластах большую роль в газовом балансе очистного забоя играет метановыделение из пачек угля, оставляемых в выработанном пространстве, а также из сближенных пластов, попадающих в зону деформации и разрушения массива при формировании купола обрушения. Для снижения величины этого метановыделения в Карагандинском бассейне широко применяется дегазация выработанного пространства действующих очистных забоев. Этот способ дегазации выработанного пространства действующих очистных забоев получил достаточно широкое распространение.

Общий объем бурения вертикальных куполовых скважин для дегазации выработанного пространства действующих очистных забоев составлял в период эффективной работы всех шахт бассейна (до масштабной реструктуризации) до 150 скважин в год при суммарном дебите извлекаемого метана в 35 - 50 млн. м<sup>3</sup> в год. С помощью этого способа дегазации в Карагандинском угольном бассейне извлекалось до 35 % капируемого метана.

Дегазация выработанного пространства очистных забоев так же может осуществляться следующими методами:

- с использованием перфорированных труб, вводимых в выработанное пространство лавы перед обрушением кровли;
- с помощью газодренажных скважин, пробуренных из вентиляционных штреков в купола обрушения кровли;

- применением скважин, пробуренных из специальных камер в породах кровли пласта навстречу движению лавы.

В Карагандинском бассейне накоплен представительный опыт концентрации работ по дегазации в специализированном управлении «Спецшахтомонтаждегазация» (УСШМД), которое было создано в 1970 году и предназначалось для выполнения специализированных работ, способствующих созданию безопасных условий труда шахтеров.

Специалистами управления в практику работы шахт была введена комплексная дегазация выемочных участков, учитывающая особенности ведения горных работ на отдельных шахтопластах, эффективность которой достигает в бассейне 70÷80%.

УСШМД явилось в определенной степени аналогом Управления по дегазации и утилизации метана (УДиУМ), созданном в АО «СУЭК – Кузбасс» в 2009 г.

Применение дегазации как основного способа управления газовыделением имеет значительную социальную и технико-экономическую эффективность в части повышения безопасности и производительности очистных и подготовительных забоев при интенсивной разработке высокогазоносных угольных пластов.

#### **1.4 Анализ опыта применения схем дегазации разрабатываемых пластов с применением гидроразрыва из подземных выработок**

Одним из перспективных методов воздействия на неразгруженные угольные пласты с целью интенсификации процесса дегазации может быть гидроразрыв пласта из подземных выработок, который был достаточно представительно опробован в шахтных условиях по пластам  $K_{13}$ ,  $K_{12}$ ,  $K_{11}$ ,  $K_4$  и  $K_3$  в Карагандинском и  $h_{10}$  в Донецком бассейнах [86, 88-90, 92].

Сущность гидроразрыва заключается в том, что из горных выработок на пласт или по пласту бурят скважины, через которые в угольный массив под высоким давлением закачивают жидкость, в результате чего происходит

раскрытие существующих и образование новых трещин, увеличивающих фильтрационные свойства угольного массива. Гидроразрыв может осуществляться насосом типа 9МГР-61 под давлением рабочей жидкости 10-15 МПа, при темпе закачки порядка 10 л/с и общем расходе рабочей жидкости на одну скважину  $50 \div 100 \text{ м}^3$ .

Гидроразрыв предназначен для интенсификации газовыделения из разрабатываемых пластов в дегазационные скважины, в результате чего может быть достигнуто:

1) повышение эффективности предварительной дегазации разрабатываемых пластов;

2) дегазация угольных пластов с малой газоотдачей в пластовые скважины;

3) сокращение срока предварительного извлечения газа при комплексной дегазации угольного массива скважинами гидроразрыва совместно с пластовыми скважинами;

4) дегазация угольного массива, подготавливаемого к выемке при полевой подготовке шахтных полей до начала проведения подготовительных выработок по углю.

Целесообразность применения гидроразрыва, так же как и применения самой пластовой дегазации, устанавливается на основании ожидаемой или фактической газообильности горных выработок и продуктивности дегазационных скважин.

При выборе схемы гидроразрыва учитываются:

- размеры шахтного поля (выемочного участка) по падению и простиранию пласта;
- схема подготовки шахтного поля (горизонта, крыла);
- порядок проведения капитальных и подготовительных выработок;
- календарный план отработки шахтного поля;
- наличие геологических нарушений.

В зависимости от указанных факторов скважины гидроразрыва можно располагать по схемам, показанным на рис. 1.4.1.

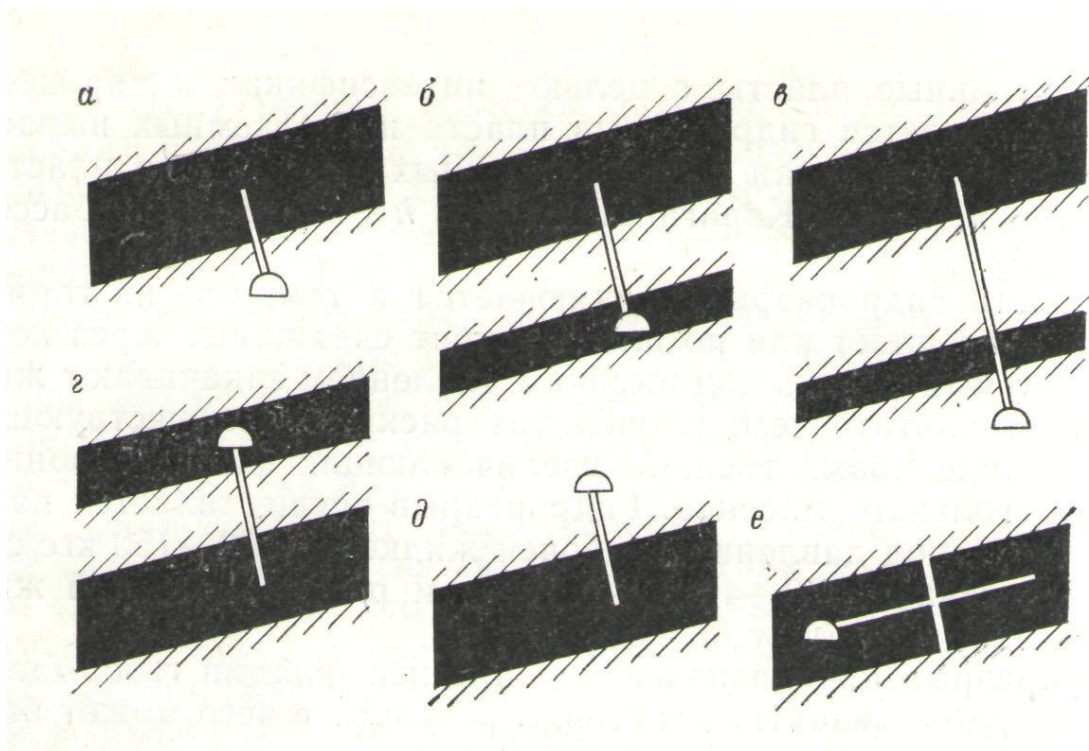


Рисунок 1.4.1 - Схемы расположения скважин для гидроразрыва пласта:

*а* - из полевых выработок дегазируемого пласта; *б* - из пластовых выработок нижележащего пласта; *в* - из полевых выработок нижележащего пласта; *г* - из пластовых выработок вышележащего пласта; *д* - из полевых выработок вышележащего пласта; *е* - по дегазируемому пласту

Наибольшие преимущества имеют первые три схемы, которые были рекомендованы для внедрения. При бурении скважин по четвертой и пятой схемам усложняются работы по бурению и герметизации скважин и возникает необходимость производства специальных работ по удалению воды из пласта после производства гидроразрыва.

При применении четвертой и пятой схем скважины гидроразрыва используются только для проведения гидроразрыва и создания повышенной газопроницаемости пласта. Возможность извлечения газа с помощью этих скважин устанавливается экспериментальным путем. В зависимости от величины наклонной высоты выемочного участка (этажа) и состояния

подготовки горизонта (выемочного поля) может быть применено одно-, двух- и трехрядное расположение породных скважин гидроразрыва.

При всех вариантах расположения скважин гидроразрыва на подготавливаемом горизонте (крыле) в зависимости от потребного коэффициента дегазации извлечения газа из угольного массива осуществляется:

- а) посредством скважин гидроразрыва;
- б) посредством пластовых скважин, пробуренных по массиву, предварительно подвергнутому гидроразрыву (извлечение газа из скважин гидроразрыва не производится);
- в) посредством комплексного применения скважин гидроразрыва и пластовых скважин.

В связи с большим объемом пластовой подготовки с целью расширения области применения гидроразрыва из подземных выработок в КазНИИГП были проведены экспериментальные работы, на основании которых доказана возможность применения гидроразрыва через пластовые скважины.

При пластовой подготовке скважины гидроразрыва бурятся непосредственно по угольному массиву (рис. 1.4.2).

При этом в зависимости от подготовленности горизонта применяются восстающие, нисходящие или горизонтальные скважины гидроразрыва. После осуществления гидроразрыва пласта по угольному массиву в обработанной зоне бурятся пластовые дегазационные скважины и обе группы скважин подключаются к вакуумной линии. Гидроразрыв пластов из подземных горных выработок применялся на наиболее газообильных шахтах Карагандинского и были также проведены опытные работы на ряде шахт Донецкого бассейна.



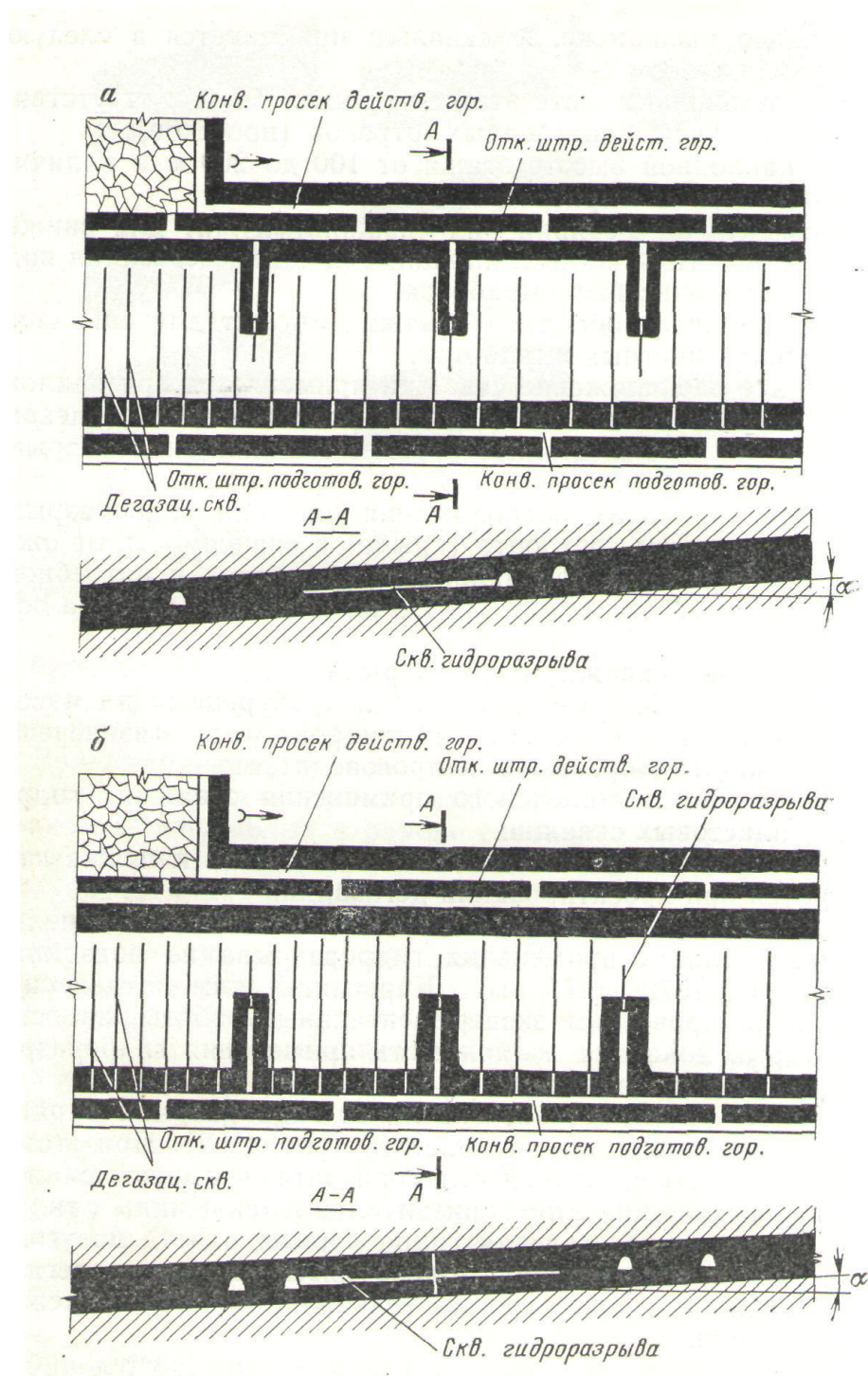


Рисунок 1.4.2 - Схемы дегазации угольного массива с применением гидроразрыва через пластовые скважины:

а - дегазация нисходящими скважинами гидроразрыва и восстающими пластовыми скважинами; б - дегазация восстающими скважинами гидроразрыва и восстающими пластовыми скважинами

При этом, как показывают проведенные исследования, во всех случаях применение гидроразрыва позволило увеличить эффективность дегазационных скважин [86-92].

Характеристика скважин гидроразрыва по шахтам Карагандинского бассейна показывает, что в скважины гидроразрыва подавалось от 20 до 200 м<sup>3</sup> воды под давлением 5,0-18,0 МПа и при темпе закачки порядка 7-11 л/с. При сроке извлечения газа из скважин гидроразрыва от 30 до 500 суток из угольного массива было извлечено до 375 тыс. м<sup>3</sup> метана на одну скважину.

Ниже приводятся основные результаты наблюдений за изменением газовыделения в дегазационные скважины и в горные выработки при гидроразрыве угольного массива на наиболее характерных участках Карагандинского и Донецкого бассейнов, осуществленном по двум схемам: через скважины, пробуренные на пласт из полевых выработок, и непосредственно по дегазируемому пласту.

Гидроразрыв пласта К<sub>13</sub> мощностью 5,5-6,5 м через скважины, **пробуренные из полевой выработки**, на шахте «Чурубай - Нуринская» в Карагандинском бассейне осуществлялся через 5 скважин, пробуренных на 2-м западном крыле шахты при развиваемом насосом давлении 9,0-15,0 МПа и темпе закачки воды 10-12 л/с. В скважины гидроразрыва подавалось по 100-120 м<sup>3</sup> воды.

Замеры, проведенные по скважинам гидроразрыва после спуска воды, показали полное отсутствие дебита метана. После проведения гидроразрыва в обработанной зоне по пласту было пробурено 8 скважин длиной по 80 м, которые отличались высоким газовыделением как в процессе бурения, так и во время извлечения газа из них. Удельное газовыделение с 1 м полезной длины скважины в зоне гидроразрыва колебалось от 2 до 4 л/м × мин, а вне зоны гидроразрыва - от 0,2 до 0,6 л/м×мин. За 10 месяцев работы дегазационных скважин в зоне гидроразрыва с 1 м пластовых скважин извлечено свыше 1000 м<sup>3</sup>, а с 1 т дегазируемых запасов 8,7 м<sup>3</sup> метана. Вне зоны гидроразрыва эти показатели соответственно составили 150 м<sup>3</sup>/м и 1,4 м<sup>3</sup>/т. Из

приведенного сопоставления видно, что в зоне гидроразрыва из пласта было извлечено метана в 5-6 раз больше, чем вне зоны гидроразрыва. Проведенные наблюдения за газообильностью лав, работающих в зоне и вне зоны гидроразрыва, показали, что благодаря гидроразрыву, который значительно увеличил дебиты пластовых скважин, снижение газообильности составило 60-65%.

На северном крыле 5-го горизонта шахты «Карагандинская» были пробурены и подвергнуты гидроразрыву четыре скважины из полевой выработки и пробурены 28 восстающих скважин в обработанной зоне, дебит которых составлял 150-270 л/мин. Было установлено, что применение комплексных методов дегазации пласта  $K_{12}$  на гор. 5 шахты «Карагандинская» (гидроразрыв из полевых выработок и восстающие пластовые скважины) позволило снизить газообильность очистных выработок примерно в 2 раза.

На шахте им. 50-ЛОР для дегазации 2-й западной лавы пласта  $K_{10}$  из полевого штрека было пробурено 5 скважин гидроразрыва через 80 м по простиранию пласта и 85 восстающих скважин через 12 м. За счет влияния гидроразрыва эффективность пластовых скважин на этом участке была высокой. За 3-5 месяцев функционирования скважин было извлечено по 35 тыс. м<sup>3</sup> метана на одну скважину, или 5,5 м<sup>3</sup> на 1 т запасов. Такого высокого уровня извлечения за сравнительный короткий промежуток времени при дегазации пласта  $K_{10}$  без применения гидроразрыва не наблюдалось. Достигнутое снижение газообильности лавы за счет дегазации составило 50-60%.

Положительные результаты применения гидроразрыва угольных пластов через породные скважины явились основой для дальнейших исследований по проведению гидроразрыва **через пластовые скважины**. Для решения этой задачи были проведены экспериментальные исследования гидроразрыва угольного массива из подземных выработок через скважины,

пробуренные для дегазации пластов  $K_{I3}$ ,  $K_{I2}$ ,  $K_{I0}$ ,  $K_4$  и  $K_3$  в Карагандинском бассейне.

Примером высокой эффективности гидроразрыва через пластовые скважины по пластам  $K_{I0}$  и  $K_{I2}$  для снижения газообильности очистных выработок является шахта «Абайская» в Карагандинском бассейне.

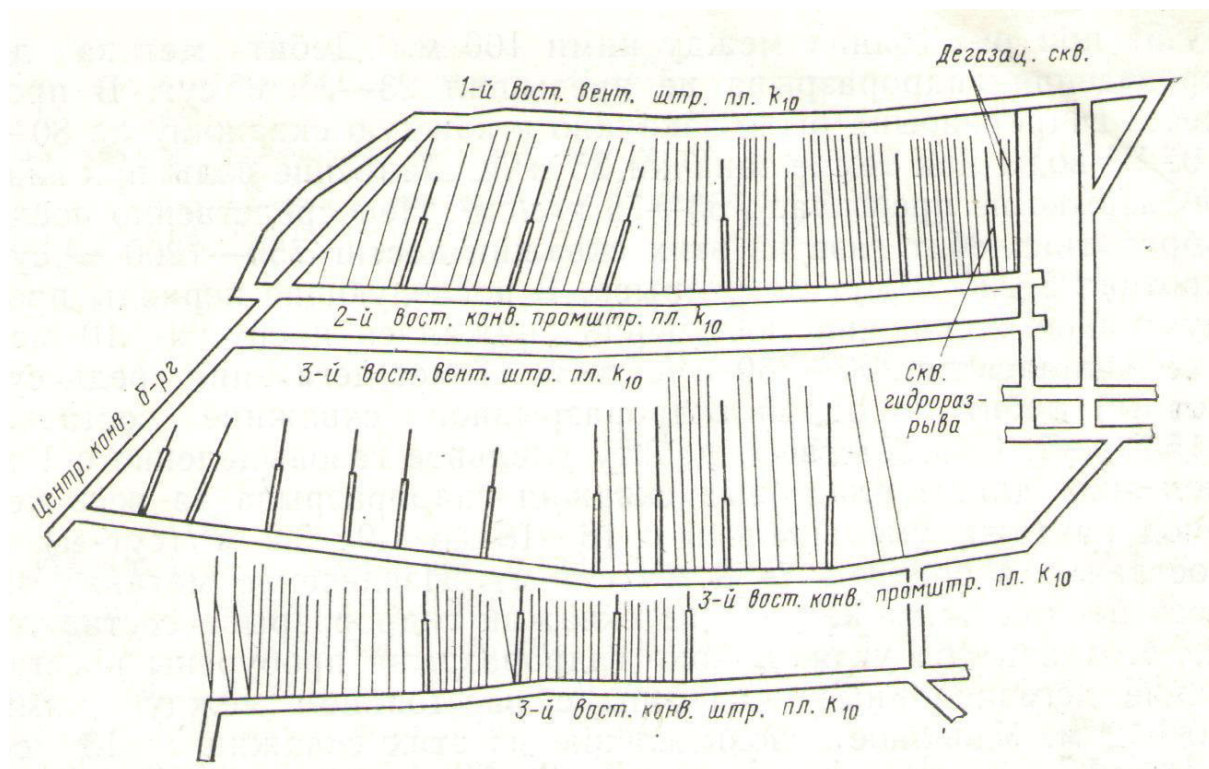


Рисунок 1.4.3 - Расположение дегазационных скважин по пласту  $K_{I0}$   
на шахте «Абайская»

Пласт  $K_{I0}$  (рис. 1.4.3) имеет полную мощность 4,2 м, полезную 3,5 м, вынимаемую 3,2 м. Длина лавы на участке 100 м. В качестве контрольных в нижнем подэтаже было пробурено 10 скважин длиной 60-70 м, удельное газовыделение из которых было неудовлетворительно и составляло  $0,3 \div 0,4$  л/(мин $\times$ м), а суммарный уровень извлечения газа за 13 месяцев не превышал  $1,4 \div 1,5$  м<sup>3</sup>/т. С 3-го восточного конвейерного просека были пробурены восстающие скважины гидроразрыва (см. рис. 1.4.4) при расстоянии между ними 100 м. Дебит метана до проведения гидроразрыва не превышал  $16 \div 24$  л/мин. В процессе гидроразрыва было закачено в каждую скважину до 100 м<sup>3</sup>

воды при темпе закачки 0,6 л/с. Давление воды при гидроразрыве не превышало 6,5-7,5 МПа. Непосредственно после обработки дебит газа из этих скважин достиг 500÷850 л/мин против 16÷24 л/мин до разрыва. В последующие периоды продуктивность скважин постепенно снижалась и спустя 10 месяцев уменьшилась до 140-175 л/мин. За 17 месяцев дегазации среднесуточный дебит по одной гидроразрывной скважине составил 290 л/мин. Соответственно дебиту удельное газовыделение с 1 м полезной длины пластовых скважин гидроразрыва за весь период извлечения уменьшилось с 11-13 до 1,3-1,5 л/(мин · м) и составило в среднем 5-6 л/(мин · м). Извлечение метана за весь период извлечения газа из скважин гидроразрыва составило 2,4 м<sup>3</sup>/т запасов угля. В зоне гидроразрыва пробурены восстающие дегазационные скважины с расстоянием между ними 10-12 м. Удельное газовыделение из этих скважин за 13 месяцев извлечения составило в среднем 1,04 м<sup>3</sup>/(сут · м), или 5,25 м<sup>3</sup> на 1 т запасов угля. Всего из гидроразрывных и пластовых скважин в зоне гидроразрыва извлечено 2,4 млн. м<sup>3</sup> газа, или 7,6 м<sup>3</sup> на 1 т запасов угля.

Сопоставление показывает, что удельное газовыделение собственно скважин гидроразрыва в несколько десятков раз больше, чем газовыделение из типовых пластовых скважин вне зоны гидроразрыва. Если по скважинам вне зоны влияния извлечено за 15 месяцев 230 м<sup>3</sup> метана с 1 м полезной длины, то из скважин гидроразрыва за этот же период извлечено 3830 м<sup>3</sup>/м. При этом большие значения прироста газовыделения за счет гидроразрыва наблюдаются в течение первых 6-7 месяцев от начала функционирования скважин. За весь период работы суммарный дебит газа по скважинам гидроразрыва в 17 раз превышал этот же показатель по типовым пластовым скважинам вне зоны гидроразрыва.

Аналогично результатам гидроразрыва при полевой подготовке продуктивность скважин, пробуренных по пласту К<sub>Ю</sub>, в зоне влияния пластовых скважин гидроразрыва была выше в 2,2 раза по сравнению с продуктивностью пластовых скважин вне зоны разрыва (рис. 1.4.4).



В районе действия скважин гидроразрыва производилась выемка угля в 3-й восточной лаве пласта  $K_{10}$ , газообильность которой колебалась в пределах 6,5-7,2 м<sup>3</sup>/т, тогда как по прогнозу ожидаемая газообильность лавы при отсутствии дегазации должна составить 16,7 м<sup>3</sup>/т. Таким образом, за счет применения только предварительной дегазации пласта восстающими скважинами, пробуренными в зоне гидроразрыва, газообильность лавы снижена на 57-61%. Газообильность лавы, работавшей в зоне действия скважин гидроразрыва, снижена на 65-70%.

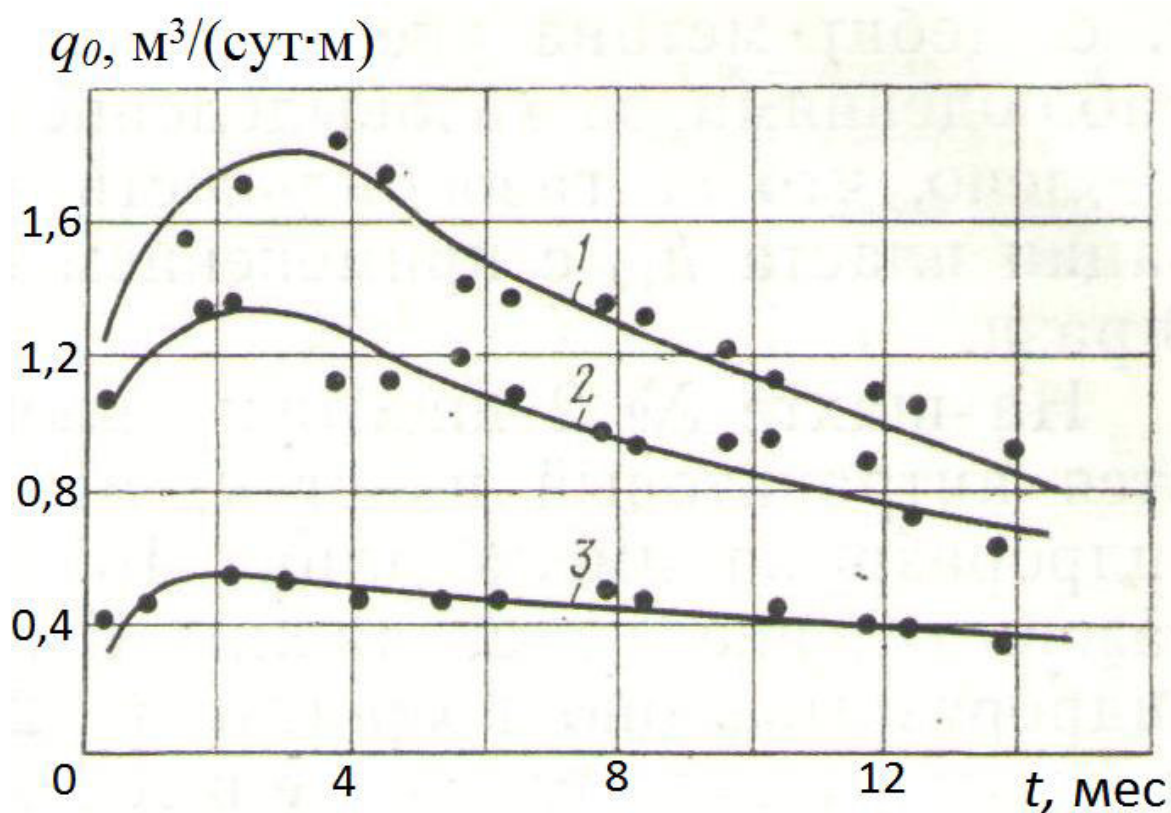


Рисунок 1.4.4 - Удельное газовыделение из скважин пласта на шахте «Абайская»:

- 1 - из скважин гидроразрыва и пластовых скважин в зоне гидроразрыва; 2 - из пластовых скважин в зоне гидроразрыва; 3 - из пластовых скважин, пробуренных вне зоны гидроразрыва

На шахте «Абайская» (пласт  $K_{L2}$  общей мощностью 4,67 м, вынимаемая мощность верхнего слоя пласта 2,90 м, длина лавы 70-80 м) скважины гидроразрыва длиной по 40-50 м бурились на расстоянии 60-70 м друг от друга при длине герметизации 30-35 м. При гидроразрыве в скважины подавалось от 20 до 1000 м<sup>3</sup> рабочей жидкости. После гидроразрыва в обработанной зоне бурились пластовые дегазационные скважины длиной 50-70 м.

Сопоставление эффективности различных групп скважин по пласту  $K_{12}$  показывает значительное (в 35-55 раз) увеличение дебита газа из скважин гидроразрыва по сравнению с дебитом газа из пластовых скважин вне зоны гидравлического воздействия. Установлено увеличение дебитов пластовых дегазационных скважин в зоне разрыва в 1,7 раза за 7 месяцев их функционирования. Общий прирост газовыделения за счет гидроразрыва за 7 месяцев извлечения достиг 3,3 раза, а уровень извлечения метана за 7 месяцев составил 3,53 м<sup>3</sup> на 1 т запасов. Газообильность лавы снизилась на 55-60%.

**В Донецком бассейне** на шахте «Восточная» гидроразрыв осуществлен на пласте  $h_{10}$ , мощность которого на глубине 520 м составляет 1,5 м [92]. Относительная газообильность 2-й западной лавы составляла 30,8 м<sup>3</sup>/т, а абсолютная - 10,48 м<sup>3</sup>/мин. Гидроразрыв пласта осуществлялся через 150-метровую скважину, загерметизированную по схеме, применяемой в Карагандинском бассейне, т.е. устье скважины обсаживалось цельнотянутыми металлическими трубами диаметром 73 мм, а затрубное пространство на глубину 35 м заливалось цементным раствором. Вода в пласт нагнеталась насосом 9МГР-61 под давлением 25,0 МПа и темпе закачки 3,9 л/с. Общее количество поданной воды в скважину составило 50 м<sup>3</sup>. После гидроразрыва в обработанной зоне бурились пластовые дегазационные скважины.

Сопоставление газовыделения на различных участках показало, что вне зоны гидроразрыва газовыделение из скважин составило 20-25 л/мин, а в обработанной зоне 100-116 л/мин, т. е. дебит метана увеличился в 4,5-5 раз. Проведенными наблюдениями за газовыделением во 2-й западной лаве

установлено, что ее газообильность за счет предварительной дегазации пласта  $h_{10}$  с применением гидроразрыва снижена в 2,3 - 3 раза.

На шахте № 2 шахтоуправления «Торезское» разрабатывается антрацитовый пласт  $K_7$  мощностью 1,5-1,6 м. Скважина гидроразрыва имела длину 105 м. До закачки воды в пласт газовыделение из скважины составляло 1,3-2,0 л/мин, а после гидроразрыва оно возросло до 140-150 л/мин и продолжи находится на этом уровне в течение 7 мес.

Таким образом, проведенные исследования и работы внедрению в производственных условиях на шахтах Карагадинского и Донецкого бассейнов показали, что применение гидроразрыва угольных пластов из подземных выработок приводит к значительному снижению газообильности очистных забоев.

Оценку степени влияния гидроразрыва на эффективность скважин предложено производить путем введения коэффициента интенсификации газовыделения из скважин. Под коэффициентом интенсификации  $k_{и}$  понимается отношение суммарного дебита метана из скважин, извлеченного в зоне гидравлического воздействия нарастающим итогом за весь период извлечения, к этому же показателю вне зоны воздействия.

Для оценки эффективности гидроразрыва из полевых и постовых выработок введено три показателя интенсификации, именно:  $k_{и.г}$  - коэффициент интенсификации собственно скважин гидроразрыва, как отношение газовыделения из скважин гидроразрыва к этому же показателю на пластовых скважинах вне зоны его влияния (или до гидроразрыва);  $k_{и.с}$  - коэффициент интенсификации пластовых скважин, расположенных в зоне гидравлического воздействия, как отношение их удельного газовыделения к этому же показателю вне зоны гидроразрыва;  $k_{и.о}$  - общий коэффициент интенсификации, характеризующий отношение удельного газовыделения из скважин гидроразрыва и пластовых скважин в зоне влияния к этому же показателю вне зоны гидроразрыва.



Получены обобщающие значения коэффициентов интенсификации по пластам Карагандинского бассейна. Коэффициент интенсификации скважин гидроразрыва колеблется в пределах от 1,6 до 55. Коэффициент интенсификации скважин, буримых в зоне гидроразрыва - от 2,0 до 4,7, а общий коэффициент интенсификации - от 1,7 до 5,1.

Большие пределы колебания значений  $k_{и.г}$  объясняются различием в величине фильтрующей поверхности скважин гидроразрыва. Установлено, что чем меньше длина рабочей части гидроразрывной скважины, тем выше значения  $k_{и.г}$ . Приведенные значения коэффициентов интенсификации могут быть основой для разработки методики расчета расстояния между дегазационными скважинами.

### **1.5 Заблаговременная подготовка угольных пластов к безопасной отработке**

В Карагандинском угольном бассейне имеется представительный опыт заблаговременной подготовки угольных пластов (ЗДП) к эффективной и безопасной отработке с гидорасчленением последних через скважины, пробуренные с поверхности [24,25,27,40,47].

ЗДП как способ дегазации угольных пластов предложен Н.В. Ножиным, достаточно детально освещен в его публикациях [24,25]. Способ заключается в многократном увеличении проницаемости угольного пласта за счет раскрытия рабочей жидкостью природной сети трещин с объединением их в газоотводящую систему, сообщающуюся через скважину с дневной поверхностью. Способ ЗДП был поддержан академиком А.А. Скочинским и развивался в последующие годы в Московском горном институте (впоследствии Московский государственный горный университет (МГГУ) и в настоящее время - Горный институт НИТУ «МИСиС»). В целях повышения эффективности гидорасчленения угольных пластов в последующий период была предложена солянокислотная обработка угольных пластов [26], пневмогидрообработка в различных режимах и ряд других активных

воздействий на пласт [27,28], которые в настоящее время применяются в практике применения заблаговременной подготовки угольных пластов к безопасной отработке в условиях Карагандинского бассейна.

Несколько позже способ нашел применение в США и в настоящее время используется целым рядом ведущих угледобывающих стран мира [29-32]. Технология ЗДП обеспечивает существенное уменьшение выделения метана в горные выработки, а также возможность полезного использования извлекаемого кондиционного метана с концентрацией 90 - 98%, существенное снижение эмиссии парникового газа в атмосферу в процессе разработки угольных месторождений.

В Карагандинском бассейне работы по ЗДП ведутся по методике МГГУ. На шахтах бассейна способом гидрорасчленения угольного пласта (ГРП) обработано более двух сотен скважин, из которых извлечено более ста млн. м<sup>3</sup> метана. В числе представительных объектов ЗДП в Карагандинском угольном бассейне в последний период можно назвать поле шахты им. Ленина. Через скважины ГРП, пробуренных и освоенных в период 1982-1992 гг., на этой шахте было извлечено более 20 млн. м<sup>3</sup> метана, что обеспечило съем метана в пределах  $6\div 9$  м<sup>3</sup>/т запасов, дегазируемый объем которых на восточном крыле пласта Д<sub>6</sub> составил более 5 млн. т. Заблаговременное извлечение газа позволило существенно сократить объем проведения парных подготовительных выработок, увеличить интенсивность очистных работ и ограничить выполнение противовыбросных мероприятий. В настоящее время работы по ЗДП проводятся на полях шахт им. Ленина и «Казахстанская» (скв. №№ ГРП-23 – ГРП-58) с постоянным усовершенствованием новых технологий этого эффективного способа извлечения метана.

Способ ЗДП может рассматриваться как:

- попутная добыча метана на угольных месторождениях в условиях неразгруженного от горного давления массива, а также на второй стадии после проведения работ по угледобыче – из разгруженного массива;

- снижение газоносности пласта при извлечении метана в течение длительного периода (до 10-15 лет);

- снижение выбросоопасности угольного пласта за счет снижения его газоносности, повышения проницаемости угольного пласта и его квазипластичности;

- мероприятие по управлению свойствами и состоянием массива, позволяющее за счет повышения проницаемости пласта существенно интенсифицировать последующую пластовую дегазацию, осуществляемую в этих зонах.

Оценке эффективности ГРП по снижению газоносности угольного пласта посвящены многочисленные изыскания и исследования, в которых доказана перспективность и область применения способа ЗДП.

В частности, установлено, что данной технологией было обеспечено снижение газоносности пласта  $D_6$  в зонах ЗДП на шахте им. Ленина (восточное крыло) на  $2,24 \div 6,9 \text{ м}^3/\text{т}$  при природной газоносности пласта  $24,5 \text{ м}^3/\text{т}$ . Установлена достаточно тесная корреляция величины снижения газоносности со съемом метана через скважины ГРП.

На рис. 1.5.1 можно видеть и оценить, как изменяется эффективность технологии ЗДП по снижению газоносности пласта на различных расстояниях от скважины ГРП. Там можно также оценить размеры зоны влияния скважины ГРП. Можно видеть, что зона влияния скважин ГРП достигает 180 метров, а газоносность снижается от 27 (зона скважины ГРП № 10)  $\div$  24  $\text{м}^3/\text{т}$  (зона скважины ГРП № 3) до  $15 \div 11 \text{ м}^3/\text{т}$  (соответственно), т.е. на  $12 \div 13 \text{ м}^3/\text{т}$ , что весьма существенно.

Установлено, что снижения газоносности в зонах ГРП приводит к устойчивому снижению газообильности подготовительных выработок и повышению скоростей их проведения [33 - 35].

Полученные при ведении горных работ на поле шахты им. Ленина, пласт  $D_6$ , результаты по оценке эффективности ЗДП в зонах скважин ГРП приведены в таблице 1.5.1.

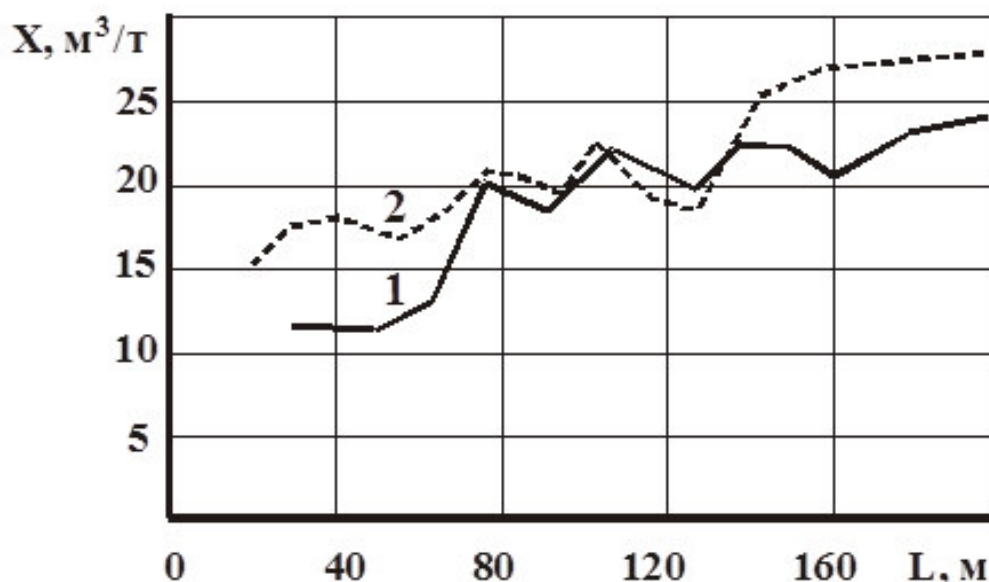


Рисунок 1.5.1 - Изменение газоносности в зависимости от расстояния до скважин гидрорасчленения:

1-в зона ГРП-3, шахта им.Ленина; 2-в зоне ГРП-10, шахта им.Ленина

Возможность использования ЗДП в качестве регионального способа уменьшения выбросоопасности детально изучена в трудах Ножкина Н.В., Бурчакова А.С. [36,37]. Особенности технологии в этом случае исследованы в работах Ярунина С.А. [38,39], Васючкова Ю.Ф. [40] и их учеников.

В работе [41] проведена дополнительная оценка эффективности технологии ГРП по фактору снижения выбросоопасности угольных пластов Карагандинского угольного бассейна.

В результате исследований [41-43] показано, что высокая эффективность ГРП по уменьшению выбросоопасности пласта, достигается вследствие извлечения метана и за счет повышения проницаемости и более эффективной дегазации призабойной части подготовительной выработки. Максимальная эффективность ГРП достигается при высоком уровне извлечения газа из зон гидрообработки. При низком уровне извлечения метана в зонах ГРП дополнительно применялись локальные методы предотвращения выбросов угля и газа и других газодинамических явлений.

Таблица 1.5.1 - Оценка эффективности технологии ЗДП в зонах скважин №1-14 при ведении горных работ на поле шахты им. Ленина, пласт Д<sub>6</sub>

№ п\п	Параметры и показатели	Единицы изм.	Абс.значения		Величина изменения
			Зоны сравнения	Зоны ЗДП	
Свойства и характеристики угольного пласта					
1	Проницаемость угольного пласта	мД	(10÷50)·10 <sup>-4</sup>	до 8-10	Увеличение на 3-4 порядка
2	Пористость угольного пласта	%	3-4	5-6	Увеличение в 1,5-2,0 раза
3	Газоносность угольного пласта	м³/т	20	10-16	Снижение на 25-50%
4	Газовое (пластовое) давление	МПа	2,4	0,8 – 1,6	Снижение на 40-70%
Эффективность при проведении подготовительных горных работах					
1	Газообильность подготовительной выработки	м³/мин	6-10	4-6	Снижение до 60%
2	Прирост выделения газа при работе комбайна	м³/мин	1-2	0,5 <u>±</u> 0,2	Снижение на 50-80%
3	Прирост выделения газа при бурении газодренажных скважин	м³/мин	1-5	0,3 <u>±</u> 0,1	Снижение на 60-80%
4	Скорости проведения выработки по пласту Д <sub>6</sub>	м/мес.	10-40	50-80	Увеличение в 1,5-2,0 раза
Эффективность при очистных горных работах					
1	Газообильность добычного участка	м³/т	10 <u>±</u> 1	6 <u>±</u> 2	Снижение на 30%
2	Выделение газа в забое лавы	м³/мин	5-8	3-4	Снижение в 1,8-2,0 раза
3	Нагрузки на очистной забой	т/мес	Увеличение на 20-30%		

В зонах ГРП при недостаточной степени извлечения метана применялась пластовая дегазация. В табл. 1.5.2 приведены результаты исследования газообильности в зонах комплексной дегазации (ГРП с последующей пластовой дегазацией из горных выработок).

Таблица 1.5.2 – Исследования газообильности выемочных полей в зонах комплексной дегазации

Шахта, участок	Необходимый коэффициент дегазации	Съем метана, м <sup>3</sup> /т	Достигнутый коэффициент дегазации
Шахта «Саранская», 43-К <sub>12</sub> -1В	0,36	5,2	0,57
Шахта им.Костенко 43-К <sub>12</sub> -1З	0,45	4,3	0,62

В части эффективности комплексной дегазации можно отметить, что газовыделение в пластовые скважины, пробуренные в зонах гидрорасчленения, увеличивается в 3-7 раз [44]. Эффективность комплексного использования технологии ГРП и последующей пластовой дегазации достигает 40-45%. Нагрузка на очистной забой в зонах комплексной дегазации увеличивается до 30%.

Опыт применения технологии ЗДП на полях шахтных полей им. Ленина и «Казахстанская» позволил сделать следующие выводы.

В условиях Карагандинского бассейна испытаны эффективные технологические схемы ЗДП газоносных и выбросоопасных пластов, залегающих на глубинах до 750 м. Технология ЗДП позволяет надежно обеспечить метанобезопасность ведения горных работ. Достигнутый объем извлечения метана из зоны обработки одной скважины по пласту Д<sub>6</sub> за период 5-7 лет составляет до 2 млн. м<sup>3</sup> (скважины ГРП №№ 6 и 15). При этом съем метана достигает до 10 м<sup>3</sup> на тонну обработанных запасов (средний съем метана из скважины ЗДП за этот период равен 5÷6 м<sup>3</sup> на тонну), что составляет 50÷60 % от эффективной газоносности угля.

Исследованиями, изложенными в работах [45,46], изучен опыт использования скважин ГРП после их подсечения лавой для дегазации выработанного пространства. Объемы извлеченного метана через скважины ГРП при вторичном их использовании не отличаются от объемов извлечения метана стандартными вертикальными скважинами, пробуренными в купола обрушения. При этом, устойчивость обсадной колонны скважин ГРП существенно выше устойчивости обычных куполовых вертикальных скважин, что позволяет эксплуатировать скважины ГРП для извлечения метана из куполов обрушения в течении 1,5 и более лет после их подсечения забоями лав.

Как основной вывод из приведенной информации – проведение заблаговременной дегазационной подготовки должно рассматриваться как важное условие решения всех проблем шахтного метана и, главное, обеспечения безопасности ведения горных работ в угольных шахтах.

#### **1.6 Совершенствование технологии заблаговременной дегазация угольных пластов на основе циклического гидродинамического воздействия**

Одним из многочисленных подходов к увеличению проницаемости прискважинной зоны пласта, исследованных специалистами УДиУМ АО и НМСУ «Горный» при участии автора настоящей диссертации [123], может быть применение гидродинамического воздействия через скважины с поверхности. Согласно [125] в процессе бурения скважин в призабойной зоне образуется фильтрующая система, достаточная для перетока газа из массива в скважину. Однако, применяемый при бурении раствор заполняет каналы и трещины, частично блокируя движение газа. Эффективными способами восстановления дебита скважины можно считать пневмогидродинамическое [125] и циклическое гидродинамическое воздействие [126]. Для решения изложенных выше проблем возможно применение импульсной

гидродинамической обработки в режиме обратной фильтрации. Создание режима обратной фильтрации обеспечивается выпуском газа, находящегося в скважине при раскачке скважинной жидкости. Однако наличие воздушной прослойки в скважине значительно уменьшает жесткость удара, что, соответственно, ограничивает радиус влияния проводимого воздействия.

Одним из способов гидравлической обработки пласта может быть воздействие в режиме обратного гидравлического удара [127]. В этом случае гидравлические удары создаются за счет энергии упругой деформации, запасенной в обрабатываемом пласте на этапе обработки в режиме ГРП. Количество гидравлических ударов и их сила ограничивается количеством энергии, запасенной в угольном пласте.

Эта технология была испытана специалистами МГГУ и УД «АрселорМиттал Темиртау» на поле шахты «Казахстанская» [116], однако значимого эффекта по извлечению метана на поверхность из угольного пласта достигнуто не было, что, по нашему мнению, было связано с тем, что образованные новые пути миграции метана в обработанном угольном пласте могли носить хаотичный характер и не образовали единую систему. В результате выполненных исследований были определены пути дальнейшего совершенствования технологии, которые в настоящей диссертации не рассматриваются.

Для увеличения равномерности обработки угольного массива и сокращения времени, необходимого для эффективного освоения скважин при проведении ЗДП, можно применить циклическое импульсное гидродинамическое воздействие в режиме прямого гидравлического удара [130, 131]. Сравнительно с другими способами, обработка скважин циклическим импульсным гидродинамическим воздействием в режиме прямого гидравлического удара может быть проведена без применения дорогостоящей техники, при этом используется только модифицированная устьевая обвязка и насосный агрегат.



Способ циклического импульсного гидродинамического воздействия в режиме прямого гидравлического удара основан на эффекте гидравлического удара, создаваемого непосредственно на устье скважины. Гидравлический удар вызывает переменные напряжения в призабойной зоне пласта, создающие условия для усталостного роста сети трещин, покрывающих площадь вокруг скважины. Изменение длины создаваемых трещин в этом случае происходит за счет изменения амплитуды перепадов давления, количества циклов приложения и вязкости рабочей жидкости. Для создания гидравлического удара необходимо резкое изменение скорости потока рабочей жидкости.

После накопления достаточной энергии в гидроаккумуляторе, который находится на устье скважины, производится перевод устьевого оборудования в режим подачи. Жидкость из гидроаккумулятора движется в скважину, где происходит столкновение со скважинной жидкостью. Быстрое изменение скорости движения жидкости приводит к росту давления вследствие возникновения гидравлического удара. На устье скважины формируются два фронта повышенного давления, один из которых движется к зумпфу (фронт Б), другой — к гидроаккумулятору (фронт А на рис. 1.6.1). За фронтами волн растет зона повышенного давления.

После достижения фронтом А гидроаккумулятора, жидкость под действием повышенного давления, созданного гидравлическим ударом, изливается в гидроаккумулятор. Данный процесс формирует волну разгрузки, фронт которой движется вслед за фронтом Б к зумпфу. В результате образуется зона повышенного давления, ограниченная с одной стороны фронтом Б, с другой стороны — фронтом волны разряжения.

Возникшая область повышенного давления создает напряжения в угольном пласте. Период действия повышенного давления жидкости на обрабатываемый пласт определяется величиной зоны повышенного давления. После отражения волны повышенного давления от зумпфа происходит

наложение волн, с двукратным увеличением давления [129]. После отражения от зумпфа фронта ударной волны и встречи с фронтом волны разряжения обе волны продолжают движение к устью.

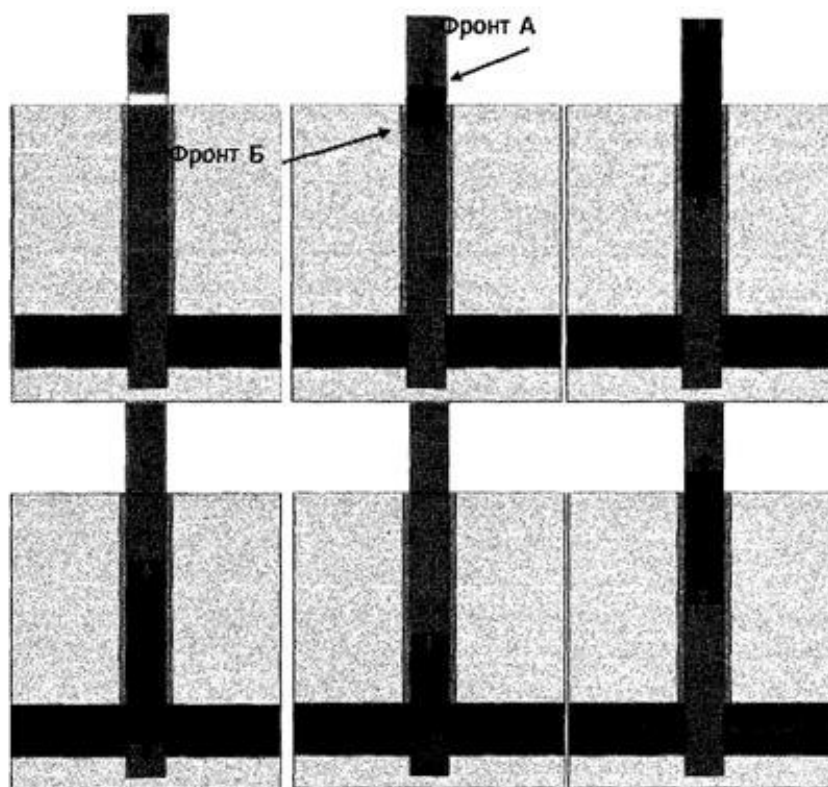


Рисунок 1.6.1 – Технологическая схема прямого гидравлического удара

При превышении предела упругости в угле развиваются пластические деформации. Процесс протекает с накоплением локальных микроразрушений и увеличением поперечных деформаций. Пластическая деформация прирастает в плоскости максимальной нагруженности, которая не всегда совпадает с плоскостью максимальных напряжений. В трещиноватом блочном массиве пластические деформации протекают по плоскостям раздела или с образованием новых плоскостей скольжения [132].

По изложенному в разделе 1.6 можно сделать некоторые выводы.

1. Применение циклического гидродинамического воздействия в режиме прямого гидравлического удара может повысить проницаемость призабойной зоны пласта по газу.

2. Циклическое гидродинамическое воздействие по схеме прямого гидравлического уalara может увеличить проницаемость призабойной зоны пласта за счет роста трещин, вызванного усталостным разрушением.

3. Названная технология должна пройти стадию натурных экспериментальных работ для определения ее реальной эффективности и области применения.

4. Циклическое гидродинамическое воздействие по схеме обратного гидравлического уalara на настоящем этапе исследований перспективно в своей постановке, но требует существенной доработки для достижения необходимой эффективности.

5. Требуется разработка новых подходов к разработке технологий заблаговременной дегазации, устраняющих отмеченные недостатки и имеющих высокую эффективность и надежную работоспособность.

### **1.7 Обоснование выбора технологии пластовой дегазации угольных пластов для обеспечения их безопасной и интенсивной отработки**

Учеными Московского горного института НИТУ «МИСиС» (ранее МГГУ, Сластунов С.В., Коликов К.С., Каркашадзе Г.Г.) совместно со специалистами Ростехнадзора (Ермак Г.П., Никитин С.Г.), УД АО «АрселорМиттал Темиртау» (Стефлюк Ю.М., Полчин А.И.) и АО «СУЭК-Кузбасс» (Ютяев Е.П., Мазаник Е.В., при участии автора) была обоснована и разработана методология выбора технологических схем пластовой дегазации угольных пластов для обеспечения их безопасной и интенсивной отработки [108-112].

Методические основы выбора основных технологических схем пластовой дегазации схематично представлены в табл. 1.7.1. Методический подход предусматривает для выбора схемы и параметров комплексной технологической схемы на начальном этапе оценку четырех основных аспектов: величины «газового барьера» (определяется сравнением расчетной

величиной предельно допустимой нагрузки на очистной забой по газовому фактору и величиной, заложенной в стратегическом плане развития шахты производительности очистного забоя); необходимой величины эффективности пластовой дегазации; величины резерва времени на проведение пластовой дегазации; а также результатов апробации в шахтных условиях технологических схем дегазации или опытных закачек.

На следующем этапе дается научное обоснование рекомендуемой общей технологической схемы, определяются основные параметры технологии и состав основного, вспомогательного и резервного дополнительного воздействий.

Таблица 1.7.1 - Методика выбора основных технологических схем пластовой дегазации

Величина «газового барьера»	Необходимая эффективность пластовой дегазации	Резерв времени на пластовую дегазацию	Результаты шахтной апробации технологий интенсификации или опытных закачек
Научное обоснование рекомендуемой общей технологической схемы			
Основные параметры общей технологической схемы			
Основная схема	Вспомогательная схема		Резервная дополнительная схема

Для создания системы метанобезопасности в части дегазации разрабатываемых газоносных угольных пластов следует решить следующие вопросы:

- определить величину «газового барьера», а именно, необходимость проведения пластовой (заблаговременной, предварительной, оперативной текущей) дегазации;

- оценить (определить) прогнозный дебит метана из пластовых скважин);
- обосновать выбор основных технологических схем пластовой дегазации угольных пластов;
- обосновать соответствующую горно-геологическим и горнотехническим условиям технологическую схему пластовой дегазации.

На основе названных выше исследований [108-112] были разработаны методические рекомендации по выбору эффективных технологических схем заблаговременной или предварительной дегазационной подготовки запасов угля, которые предусматривают следующее.

Определяется необходимость проведения пластовой дегазации. Выявляются ограничения на нагрузку на очистной забой по газовому фактору на основе использования нормативных документов и объективных исследований процессов метановыделения из разрабатываемых угольных пластов и других источников газовой выделения в очистной забой при интенсивной добыче угля.

В руководящих документах, на базе которых ведется в настоящее время проектирование дегазационных работ, рекомендованы расчетные формулы, в которых реализован эмпирический подход, основанный на имевшемся в 70-80-х годах прошлого столетия промышленном опыте разработки угольных пластов в различных (в основном, в Донецком) угольных бассейнах страны. Применяемые в действующих руководящих документах формулы не учитывают фундаментальные физические процессы, происходящие при интенсивной добыче угля более 5 тыс. т/сутки и имеющие место в современных условиях. Эти процессы не могут описываться зависимостями со старыми эмпирическими коэффициентами или на основании эмпирических номограмм. Притоки метана в очистной забой зависят от ряда факторов, как то, глубины разработки, физико-механических свойств массива, газопроницаемости, пористости угольного пласта и вмещающих пород,

распределения горного давления, а также газокинетических характеристик, пластового давления метана, сорбционных свойств разрабатываемых угольных пластов и др. По этой причине действующие нормативные документы по расчету безопасной нагрузки на очистной забой по газовому фактору отражают реальные условия с существенной ошибкой.

Очевидный практический интерес представляет получение расчетных зависимостей, учитывающих геомеханические, фильтрационные и газокинетические процессы в углепородном массиве и определяющих допустимую нагрузку на очистной забой по газовому фактору с учетом указанных выше характеристик и свойств углегазонасного массива. Горная наука накопила множество аналитических разработок и современных программ компьютерного моделирования, способных дать объективное решение этой актуальной задачи. Предлагаемый нами выбор технологических решений и разработки рекомендаций на их основе по их применению базируются на таком подходе.

Технологическая схема очистного забоя при столбовой системе разработки угольного пласта показана на рисунке 1.7.1. В очистной забой метан поступает из различных источников, а именно, угольного забоя, отбитого угля, вмещающих пород, выработанного пространства. Воздух через вентиляционный штрек 2 направляют в очистную выработку 1 и далее в откаточный штрек 3. Добычу угля производят комбайном 4. На прямом ходе ведется отбойка угля, на обратном - зачистка угольного забоя.

Выделение газа из угольного пласта происходит в режиме фильтрации под давлением свободного газа, заключенного в фильтрующем объеме угольного пласта. В нетронutom угольном пласте на определенном удалении от поверхности обнажения угля в забое имеет место пластовое (газовое) давление метана, значение которого в газоносных пластах может достигать 5÷8 МПа и более. Высокое пластовое давление является основополагающей причиной взрывоопасных притоков метана в очистной забой.

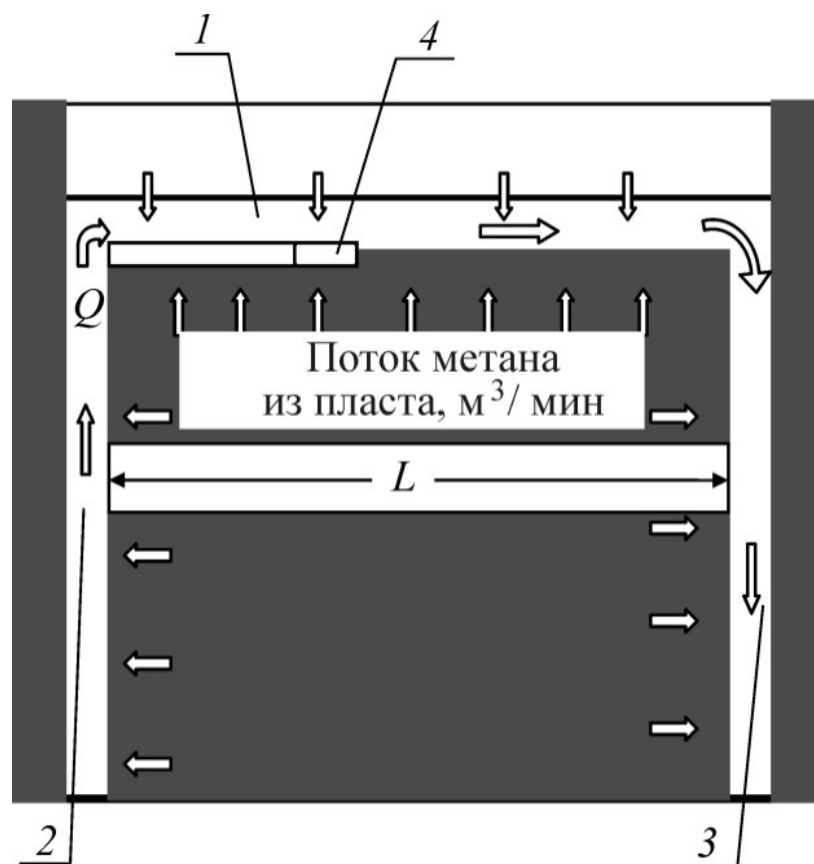


Рисунок 1.7.1 – Принципиальная схема к расчету нагрузки на очистной забой по газовому фактору:

1 - очистная выработка; 2 - вентиляционный штрек; 3 - откаточный штрек; 4 - очистной комбайн;  $Q$  - расход воздуха на входе в очистную выработку,  $\text{м}^3/\text{мин}$

Процесс фильтрации газа в трещинно-пористой среде в изотермических условиях описывается известным дифференциальным уравнением, отражающим линейный закон фильтрации Дарси, закон сохранения массы и уравнение состояния газа. Этот закон является аналитической основой для определения предельно допустимых нагрузок на очистной забой по газовому фактору:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ m\rho + (1-m) \frac{abp}{1+ap} \right] - \text{div} \left( \frac{k}{\mu} \rho \text{grad} p \right) = 0, \quad (1.7.1)$$

где  $m$  - пористость;  $k$  - газопроницаемость;  $\mu$  и  $\rho$  - вязкость и плотность газа;  $P$  - давление газа;  $a$  и  $b$  - эмпирические константы в изотерме Ленгмюра.

Разработана аналитическая методика расчета предельно допустимых нагрузок на очистные забои по газовому фактору на базе фундаментальных законов, описывающих процессы сорбции и массопереноса газа из всех источников его поступления в очистной забой [108-112]. Методика предусматривает экспериментальное определение в шахте и лаборатории входящих в уравнение 1.7.1 основных характеристик массива, а именно, газоносности, газопроницаемости угольных пластов и пластового давления метана в них, эмпирических констант в изотерме сорбции Ленгмюра.

Оценивается уровень извлекаемости метана из разрабатываемого угольного пласта, а именно, прогнозируется ожидаемый дебит метана из пластовых скважин и определяются потенциальные возможности по снижению газовыделения в очистной забой из разрабатываемого пласта (из поверхности обнажения и отбитого угля) после его дегазации. Этот вопрос подробно изложен в работе [113].

Оценивается имеющийся резерв времени на проведение пластовой дегазации подлежащего интенсивной разработке угольного пласта. Результативность большинства схем пластовой дегазации зависит от времени извлечения метана из соответствующего источника его поступления в горные выработки. Этим фактором объясняется ограниченная эффективность оперативных (текущих) технологий дегазации, применяемых параллельно с ведением основных горных работ. При применении пластовой дегазации из подготовительных выработок удельный съем метана ограничен, в числе прочего, и по фактору времени в связи с тем, что опережение подготовительными работами очистных работ часто не превышает 4÷6 месяцев, а в существенном ряде случаев этот период существенно меньше.

Заблаговременная дегазация неразгруженного от горного давления пласта (ЗДП) эффективно применяется при сроках на дегазацию трех и более



лет. При сроке дегазации менее трех лет речь может идти о предварительной пластовой дегазации (ППД) с поверхности. При наличии резерва времени на дегазацию более 4÷5 лет можно эффективно применять широко апробированную технологию гидрорасчленения угольных пластов через скважины с поверхности (ГРП), при которой снижение газовыделения в горные выработки достигается, в основном, за счет извлечения метана из пластов на поверхность. При ограниченных сроках необходимым требованием будет применение комплексной схемы дегазации, включающей в себя использование дополнительной пластовой дегазации из подготовительных выработок в зонах наведенной техногенной трещиноватости. Из мирового и в большей степени отечественного опыта [24-27,47] известно, что в этих случаях дебит подземных пластовых скважин может быть в 3-7 раз выше, чем при отсутствии гидрорасчленения угольного пласта с поверхности и связанного с этим увеличением природной газопроницаемости массива.

Далее, исходя из изложенных факторов, осуществляется обоснование состава общей технологической схемы пластовой дегазации, предусматривающей применение основной технологии (например, гидрорасчленение угольных пластов с последующим извлечением метана на поверхность, либо гидрорасчленение угольного пласта без освоения скважин), а также, усиление базовой схемы вспомогательными, повышающими эффективность базовой схемы и дополнительными, интенсифицирующими газовыделения из скважин, видами активного воздействия.

В свете изложенного, можно констатировать следующее.

Типовая предварительная пластовая дегазация, осуществляемая из подготовительных выработок и выполняемая по нормативным руководящим документам, имеет надежную эффективность пластовой дегазации на уровне 15-20%. Увеличение эффективности до 30-40% возможно применением новых технологических решений по интенсификации газовыделения из пластовых

скважин на основе активных воздействий на неразгруженный от горного давления угольный пласт, такие как, например, подземный гидроразрыв.

При необходимой эффективности пластовой дегазации более 30-40% требуется применение заблаговременной дегазации скважинами с поверхности с гидрорасчленением угольных пластов. При необходимой эффективности дегазации более 40-50% требуется применять вспомогательные активные воздействия или усовершенствованные технологии заблаговременной дегазации, например, технологию с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля (технология СПРУ).

Настоящая диссертационная работа посвящена обоснованию и разработке усовершенствованных технологий активных воздействий, предназначенных для применения в составе комплексной дегазации при предварительной дегазации из подземных выработок (гидроразрыв пласта) и при заблаговременной дегазации скважинами с поверхности (технология с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля).

### **1.8 Цель и задачи диссертационного исследования**

**Целью работы** является повышение эффективности дегазации на основе совершенствования технологий заблаговременной и предварительной пластовой дегазации, предусматривающих применение циклических гидродинамических воздействий на угольные пласты, обеспечивающих повышение их проницаемости и газоотдачи.

В свете изложенного можно сформулировать основные задачи, которые должны быть решены в диссертации.

1. Проанализировать основные проблемы современной угледобычи, связанные с шахтным метаном. Изучить проблемы обеспечения метанобезопасности средствами дегазации при работе современных угольных шахт.

2. Дать обоснование выбора технологии пластовой дегазации угольных пластов для обеспечения их безопасной и интенсивной отработки.
3. Оценить эффективность, область применения, перспективы и пути совершенствования технологии заблаговременной подготовки угольных пластов к безопасной отработке с использованием скважин, пробуренных на угольный пласт с поверхности.
4. Обосновать технологию заблаговременного извлечения метана путем гидродинамического воздействия на пласт с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля.
5. Провести натурные испытания технологии заблаговременной дегазационной подготовки с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля.
6. Разработать проектные решения по реализации усовершенствованной технологической схемы гидропневмодинамического воздействия с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля.
7. Оценить эффективность технологии заблаговременной дегазационной подготовки при отработки особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская»
8. Исследовать эффективность и пути совершенствования технологии предварительной дегазации угольных пластов с использованием скважин, пробуренных из горных выработок.
9. Дать анализ опыта применения схем дегазации разрабатываемых пластов с применением гидроразрыва из подземных выработок.
10. Исследовать основные технологические параметры гидроразрыва из подземных горных выработок.
11. Апробировать технологию предварительной дегазации угольного пласта на поле шахты им. Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс» с использованием его гидроразрыва, осуществляемого из подготовительных выработок:

- Подготовить работы по гидроразрыву пласта (выбрать объект испытаний, разработать программу и методику работ).
  - Провести работы по гидроразрыву пласта (обустройство скважины, гидроразрыв пласта, исследование эффективности технологии).
12. Оценить результаты шахтных экспериментальных работ и перспективы их развития.

### **Выводы по главе 1**

1. Наиболее важная из проблем угольного метана - обеспечение метанобезопасности труда шахтеров при повышении эффективности угледобычи. Экологическая и энергетическая проблемы решаются как сопутствующие при решении основной проблемы.
2. На современных глубинах разработки газоносных угольных пластов невозможно обеспечить решение основных углеметановых проблем без эффективного решения вопросов дегазации.
3. При интенсивной разработке газоносных и, особенно, выбросоопасных угольных пластов собственно пластовая дегазация является ключевым моментом в обеспечении метанобезопасности подземной угледобычи, что связано с тем, что львиная доля метана (до 95-98%) находится в угольных пластах в связанном (сорбированном) состоянии и крайне ограничены возможности газопереноса в низкопроницаемом, неразгруженном от горного давления угольном пласте.
4. Эффективность применяемых в настоящее время способов подземной пластовой дегазации (ППД), осуществляемой из горных выработок, ограничена в большинстве горно-геологических и горнотехнических условиях уровнем 15-20%, чего явно недостаточно для решения задач обеспечения метанобезопасности.
5. Кардинальным решением повышения эффективности ППД является применение активных воздействий на разрабатываемые угольные пласты, направленных на повышение их проницаемости и газоотдачи, в частности,

применение гидроразрыва угольных пластов, осуществляемого из горных выработок.

6. Применявшиеся в горной практике технологические решения по гидроразрыву угольных пластов подтвердили свою принципиальную эффективность, но имеют ряд недостатков, требующих своего устранения для эффективного применения в современных горно-геологических и горнотехнических условиях.

7. Наиболее перспективным направлением решения задач, стоящих перед пластовой дегазацией разрабатываемых угольных пластов, является их заблаговременная дегазационная подготовка (ЗДП) к эффективной и безопасной отработке, которая осуществляется через скважины, пробуренные на пласт с поверхности.

8. Технология ЗДП имеет свои ограничения по области применения (временные, экономические, ландшафтные и др.) и требует своего совершенствования на базе применения новых активных воздействий на пласт.

9. Повышение эффективности как заблаговременной (скважины с поверхности), так и предварительной (скважины из подземных выработок) пластовой дегазации возможно на основе применения циклических гидродинамических воздействий на угольные пласты.

10. Поставлена цель исследований и основные задачи, которые необходимо решить при выполнении настоящего диссертационного исследования.

## **2 Разработка и натурные испытания усовершенствованной технологии заблаговременной дегазационной подготовки на шахтных полях Карагандинского бассейна**

### **2.1 Совершенствование заблаговременной дегазации особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub> на шахтах Карагандинского бассейна**

Предварительно рассмотрим ряд принципиальных моментов, связанных с технологией заблаговременной дегазации угольных пластов скважинами с поверхности. Нижеприведенные соображения связаны с тем, что предметом диссертационного исследования являются гидродинамические воздействия на угольный пласт в различных режимах.

Специалисты Московского горного института (МГИ) [24, 37, 104-106] в 60-е – 70-е годы ввели в научный обиход термин «гидрорасчленение», в то время как за рубежом применяется термин «гидроразрыв» и до последнего времени практически всеми специалистами эти термины понимались как синонимы, взятые из нефтяной практики, где достаточно давно применяется гидроразрыв нефтеносных пород. Считалось, что угольщиками (Н.В.Ножкиным и его последователями, учеными, производителями) взята на вооружение нефтяная технология и для некоторого научного дистанцирования названа несколько иначе, что не меняет своей принципиальной сути. И до сих пор на всех международных конференциях технологии «гидроразрыва» и «гидрорасчленения» рассматриваются и понимаются как идентичные технологии, что по существу вопроса ошибочно.

Во многих работах [105,106] приводится индикаторная кривая режимов внедрения жидкости в пласт (рис. 2.1.1), где  $\Delta P$ - давление нагнетания рабочей жидкости в пласт,  $q$ - темп нагнетания:

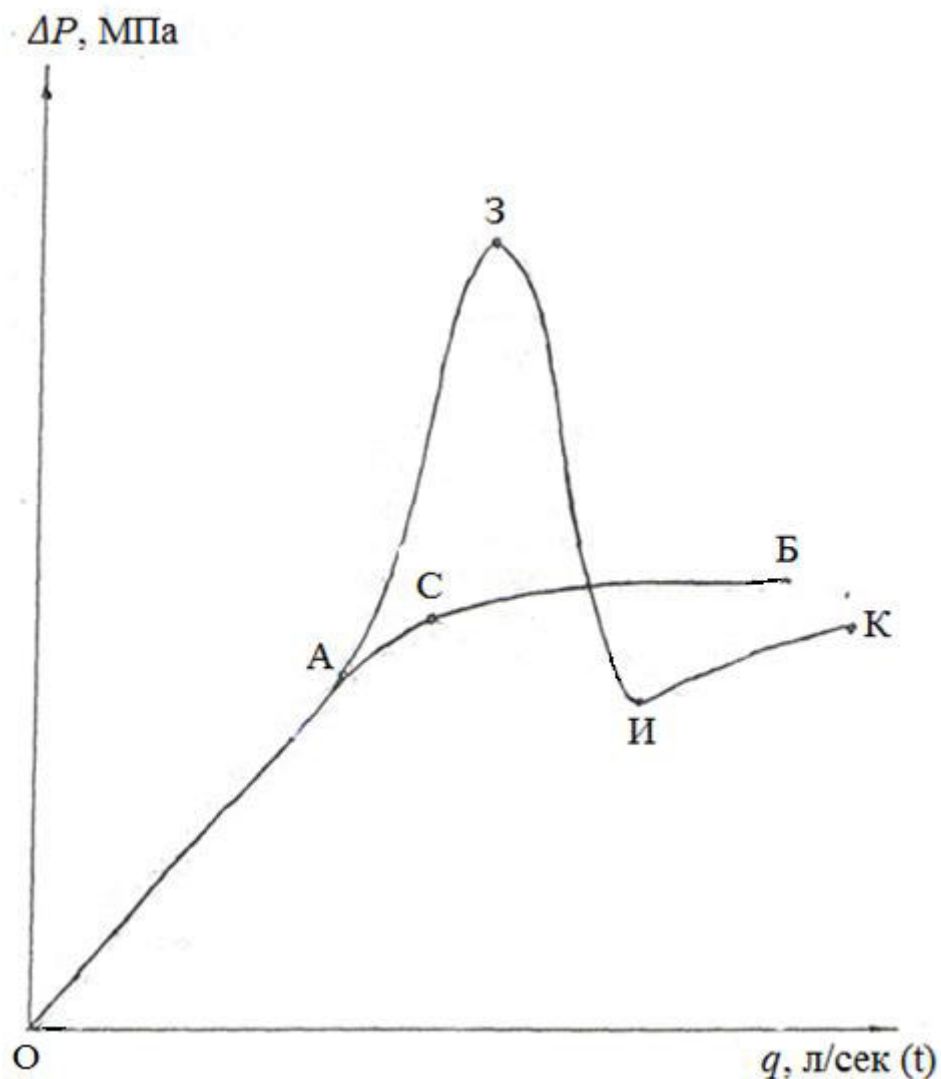


Рисунок 2.1.1 - Режимы внедрения текучего в пласт:

ОА – фильтрация; АБ, ИК – гидрорасчленение; АЗИ - гидроразрыв

По разработанной технологии заблаговременной дегазации шахтных полей скважинами с поверхности, которая и в настоящее время успешно применяется в Карагандинском угольном бассейне, на угольных пластах реализуется режим гидрорасчленения (кривые АБ, ИК на рис.2.1.1), в то время как известными зарубежными компаниями реализуется режим гидроразрыва (кривая АЗИ на рис. 2.1.1). При гидрорасчленении происходит плавное раскрытие уже существующих систем трещин в пласте (число основных систем трещин в угольном пласте по результатам шахтных исследований составляет от 2 до 4). Трещины, как правило, близкие к вертикальным,

пересекают угольных пластов на всю мощность. Установлено число этих трещин в каждой системе [105,106]. Технологическим «ноу-хау» технологии гидрорасчленения является, кроме темпа и объема закачки рабочей жидкости, плавный (постепенный) выход на режим закачки, обеспечивающий раскрытие уже существующих трещин, а не разрыв угольного пласта «по-живому», т.е. его гидроразрыв.

Удовлетворительные результаты по высоким дебитам скважин на многих объектах, например, США, связаны с тем, что гидроразрыв толщи высоковязкими рабочими агентами (гелями и др. с небольшим объемом закачки, исчисляемыми десятками кубических метров) с образованием не очень протяженных разрывных трещин вокруг скважины (до 50 - 60 метров, судя по доступной информации) в условиях высокой газопроницаемости угленосной толщи дает хорошие результаты [62, 65, 88, 90]. Но аналогичные работы тех же компаний в условиях низкопроницаемых пластов Кузбасса (Талдинская площадь) и Караганды (опыт компании Шлюмберже и некоторых других в последние годы) показали неудовлетворительные результаты. Необходимая эффективность и высокие технико-экономические показатели достигаются при реализации режима гидрорасчленения, что подтверждает практика проведения этих работ на более, чем двух десятках шахтных полей Карагандинского и Донецкого бассейнов [33, 34, 37, 40, 70, 105].

Отличительной особенностью разработанной отечественной технологии (представленной в основных руководящих документах по дегазации угольных шахт б. СССР, России и Казахстана) [98, 107, 115] является режим закачки рабочей жидкости в угольные пласты с установленным темпом, превосходящим естественную приемистость пласта и обеспечивающим равномерное раскрытие трещин в проектном радиусе от скважины, составляющим, как правило, не менее 120÷150 метров.



Плавный выход на режим по установленной зависимости обеспечивает раскрытие лишь естественных систем трещин в пласте и не допускает разрыва кровли. Предусматриваются достаточно большие объемы закачки рабочей жидкости (несколько тысяч кубических метров), обеспечивающие заполнение всего фильтрующего объема обрабатываемой зоны пласта и осуществление масштабной работы по замещению метана в сорбционном объеме угля, а также ряд других принципиальных моментов.

В Карагандинском угольном бассейне на полях шахт им. Ленина и «Казахстанская» Угольного департамента АО «АрселорМиттал Темиртау» (УД АМТ) угольный пласт Д<sub>6</sub> с глубины 320 м от поверхности отнесен к особо выбросоопасным. Защитных пластов этот пласт не имеет. Его мощность составляет в среднем 6 м. Низкие прочностные свойства и высокая начальная скорость газоотдачи угля нижнего слоя этого пласта обуславливает его повышенную опасность в отношении газодинамических явлений. Газоносность пласта Д<sub>6</sub> изменяется по данным геологоразведки в пределах 16÷18 м<sup>3</sup>/т (фактически она существенно выше), а газопроницаемость изменяется с глубиной от 0,006 до 0,003 мД. Необходимо отметить, что этот пласт отличается высоким содержанием свободного газа в разгруженном от горного давления состоянии.

Характеристики пласта Д<sub>6</sub> обуславливают повышенные требования к обеспечению безопасности его отработки. Одним из эффективных способов обеспечения безопасности ведения горных работ в условиях повышенной метаноносности и выбросоопасности угольных пластов, как было показано в главе 1 настоящей диссертации, является их эффективная заблаговременная дегазационная подготовка (ЗДП).

ЗДП как способ подготовки особо выбросоопасных пластов был представительно испытан на восточном крыле поля шахты им. Ленина, где было осуществлено гидрорасчленение пласта Д<sub>6</sub> через 14 скважин ГРП № 1-14 [69-71]. Несовершенное вскрытие пласта осуществлялось

гидроперфорацией обсадной колонны. Расчленение пласта было произведено водой с добавками химически-активных веществ (ХАВ). Темп закачки рабочей жидкости составлял 80÷90 л/с, а солянокислотного раствора - 30÷40 л/с. Процесс освоения этих скважин осуществлялся в течение примерно 8 лет путем откачки рабочей жидкости станками-качалками, и велось извлечение метана. На восточном крыле поля шахты им. Ленина на глубинах 370-450 м осуществлена ЗДП порядка 5 млн. тонн угольных запасов, из которых извлечено около 20 млн. м<sup>3</sup> метана. Подготовлены для безопасной подготовки и отработки лавы 301-Д<sub>6</sub>-1В – 306-Д<sub>6</sub>-1В.

Положительные результаты оценки фактической эффективности ЗДП при ведении горных на шахте им. Ленина послужили основой для проведения аналогичных работ в условиях больших глубин залегания угольного пласта Д<sub>6</sub> на шахте «Казахстанская».

Для целей совершенствования технологии ЗДП на относительно больших глубинах залегания угольных пластов в составе проведенных работ на поле шахты им. Ленина на глубине 490 м была реализована новая технология обработки пласта Д<sub>6</sub> через скважину №15 [68-71]. Была применена принципиально новая схема вскрытия пласта, заключающаяся в совершенном вскрытии без перекрытия пласта обсадной колонной с последующим кавернообразованием в призабойной зоне. Усовершенствованная технология обработки угольного пласта - циклическое гидровоздействие с использованием геоэнергии массива - базировалась на реализации эффекта самоподдерживающегося разрушения угля (СПРУ). Новый технологический подход заключался в том, чтобы спровоцировать выбросы угля и газа в скважину за счет максимально быстрого сброса давления нагнетаемой воды. После вымывания выброшенной угольной мелочи из скважины должно достигаться резкое повышение проницаемости угольного пласта и на базе этого существенное увеличение дебита метана, что должно позитивно сказаться на повышении эффективности пластовой дегазации.

При обработке в пласт было закачано более четырех тысяч кубических метров воды с темпом порядка 80 л/с с давлением на устье скважины около 14 МПа. Реализация геоэнергии массива была осуществлена после закачки воды путем быстрого сброса давления на устье скважины, что обеспечило реализацию эффекта самоподдерживающегося разрушения угля. Циклические выбросы угля и газа в скважину № 15 наблюдались в течение месяца после завершения обработки пласта. В начальный период освоение скважины велось путем откачки рабочей жидкости станком-качалкой (СК) с использованием погружного насоса и извлечением метана в режиме самоистечения. В процессе освоения скважины №15 была проведена пневмообработка пласта сжатым воздухом, в процессе которой в угольный пласт было закачано более двухсот тысяч кубических метров воздуха с темпом 8 м<sup>3</sup>/мин. Изложенная технология ЗДП обеспечила возможность извлечения около двух миллионов кубических метров метана за 6 лет из этой скважины или 9,0 м<sup>3</sup> газа на тонну дегазируемых запасов угля, что однозначно подтвердило перспективы данной технологической схемы обработки особо выбросоопасного пласта.

Дальнейшее исследование технологии ЗДП на глубинах залегания пласта около 600 м на поле шахты им. Ленина было проведено на скважинах ГРП №16-22. За основу сравнения была взята основная, реализованная согласно нормативных документов [98, 107], технология гидрорасчленения обсаженного пласта с вскрытием обсадной колонны гидроперфорацией (скв. № 16, 19, 20). На других скважинах (№ 17, 18, 21, 22) была применена новая, описанная выше технология с кавернообразованием без перекрытия пласта обсадной колонной, то есть было предварительно реализовано совершенное вскрытие пласта. Объем угольной мелочи, вынесенной на поверхность при кавернообразовании составлял до 2,5 тонн.

На скважине № 17 исследовался первый возможный механизм реализации технологии с использованием геоэнергии массива, осуществляемый сразу же после завершения совершенного вскрытия пласта.

На этой скважине было осуществлено 5 последовательных циклов нагнетания воды в объеме  $6 \text{ м}^3$  при темпе 12 л/с и давлении до 10 МПа с быстрым сбросом давления после каждого цикла. При этих параметрах не удалось спровоцировать выброс угля и газа из скважины. Аналогичные неблагоприятные результаты были получены при первоначальном воздействии на пласт через скважину № 22.

В связи с этим на скважине № 22 была реализована вторая разновидность технологии, предусматривающая реализацию процесса гидрорасчленения в условиях, обеспечивающих самоподдерживающее разрушение угля. В скважину №22 в режиме гидрорасчленения было закачено около  $1000 \text{ м}^3$  воды с темпом до 75 л/с при давлении на устье 11,5 МПа. В процессе сброса давления произошел выброс угля в скважину в объеме около 5 тонн, т.е. был достигнут планируемый эффект, подтвержденный в ходе дальнейших исследований на скважинах №№ 18, 21. Можно было констатировать, что был выявлен и отработан механизм реализации эффекта СПРУ, легший в основу усовершенствованной технологии ЗДП.

В процессе последующих натурных испытаний на следующем этапе испытаний было исследовано еще 12 скважин ЗДП.

При обработке пласта  $D_6$  на поле шахты «Казахстанская» были исследованы различные варианты технологических схем ЗДП:

- на скважинах № 31, 32, 35, 36, 37 – гидровоздействие (ГВ);
- на скважинах № 23 и 24, осуществлено пневмогидровоздействие (ПГВ);
- на скважинах № 25, 26, 27, 29, 38 – гидродинамическое воздействие с использованием геоэнергии массива на базе реализации эффекта самоподдерживающегося разрушения угля (СПРУ).

Результаты анализа эффективности различных технологий воздействия на угольный пласт  $D_6$  приведены в табл.2.1.1 и на рис. 2.1.2, 2.1.3.

На рисунке 2.1.2 за базу сравнения взяты скважины ЗДП №1-14 на поле шахты им. Ленина, где имели место лучшие результаты по эффективности пластовой дегазации в начальный наиболее характерный период (первый год извлечения метана).

Таблица 2.1.1 - Сравнительный анализ эффективности технологий ЗДП с использованием различных активных воздействий

№ п.п.	Технология ЗДП	К-во скважин	Показатели эффективности извлечения метана	
			Фактический съем метана за 5 лет освоения, тыс. м <sup>3</sup>	Средний съем за 5 лет освоения, м <sup>3</sup> /т
1	ГВ	5	600	3,0
2	ПГВ	2	760	3,8
3	Гидродинамическое воздействие с использованием эффекта СПРУ	4	910	4,5

В соответствии с проведенным анализом для пласта Д<sub>6</sub> существенно более эффективна технология гидродинамического воздействия с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля.

Опыт ЗДП на полях шахт им. Ленина (см. раздел 1.4 настоящей работы) и «Казахстанская» позволяет сделать следующие выводы.

Для условий Карагандинского угольного бассейна разработаны перспективные технологические схемы ЗДП высокогазоносных и выбросоопасных угольных пластов, залегающих на глубинах до 700 м.

Средний съем метана из скважины ЗДП за период 6÷8 лет равен 5÷7 м<sup>3</sup> на тонну обработанных запасов, что составляет около 50 % от разности между природной и остаточной газоносностью угля (эффективной газоносностью угля).

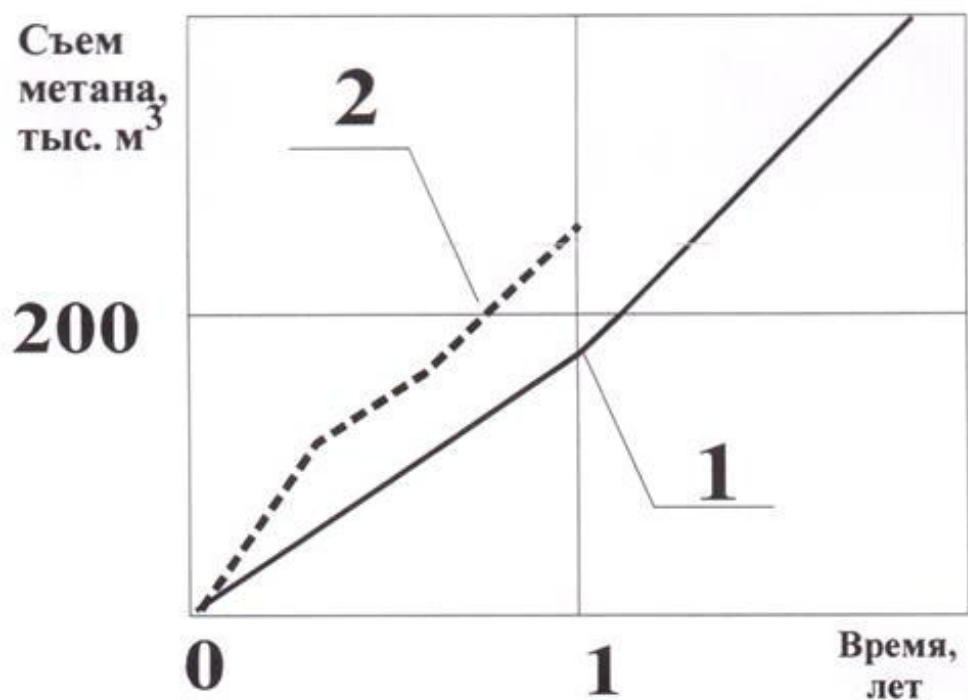


Рисунок 2.1.2 - Динамика извлечения метана из техногенных коллекторов 524\*9253ДП в начальный период освоения:

1 – среднестатистическая скважина ГРП (усредненная по скв. ГРП №№ 1-14 на шахте им. Ленина; 2 – скв. ГРП № 25, шахта «Казахстанская».

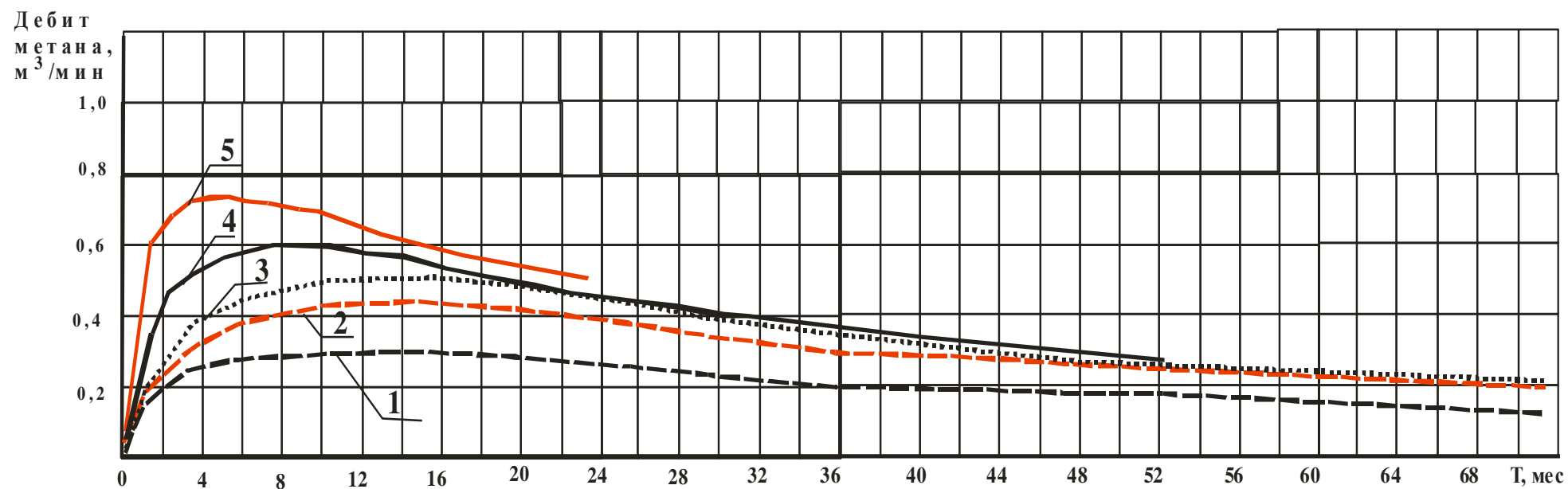


Рисунок 2.1.3 - Динамика дебита метана на экспериментальном участке:

1 – при ГВ; 2 - при ПВ; 3,4 – другие разновидности усовершенствования технологии (в диссертации не рассматриваются); 5 - при гидродинамическом воздействии с использованием эффекта СПРУ.

## **2.2 Обоснование технологии извлечения метана путем гидродинамического воздействия на пласт с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля**

Необходимо изначально отметить, что известные способы заблаговременной дегазации угольных пластов, в том числе с применением гидропневмовоздействия через скважины, пробуренные с поверхности, требуют применения мощной техники, отличаются высокой энергоемкостью, требуют существенных долговременных затрат, не всегда требуемой эффективностью и рядом других недостатков, которые становятся очень весомыми при решении вопроса выбора способа извлечения метана. Кроме того, эти способы, как и более традиционные способы подземной дегазации, существенно снижают свою эффективность с ростом глубины залегания дегазируемых угольных пластов, что связано с возрастанием горного давления и резким снижением проницаемости неразгруженного от горного давления углегазоносного массива.

Эта весьма актуальная задача решается применением разработанного способа заблаговременного извлечения метана из угольных пластов циклическим гидропневмодинамическим воздействием с использованием геоэнергии массива на основе использования эффекта самоподдерживающегося разрушения угля (СПРУ).

### **2.2.1 Аналитическое обоснование способа**

Одним из основных недостатков традиционной технологии заблаговременного извлечения метана из неразгруженных от горного давления угольных пластов на основе ГРП является то, что создание повышенной трещиноватости в напряженном газонасыщенном массиве требует значительных затрат энергии для закачки рабочей жидкости под давлением, обеспечивающим преодоление сил горного и газового давления и осуществления трещинообразования. Необходимо отметить, что после снятия давления жидкости под действием горного давления уменьшается зияние



трещин и снижается фазовая проницаемость пласта для метана, что приводит к понижению эффективности способа с ростом глубины залегания дегазируемых пластов. Целью усовершенствованной технологии является повышение эффективности дегазации дегазируемого угольного пласта путем повышения его газопроницаемости и частичной разгрузки от горного давления, а также снижение энергетических затрат на ее реализацию.

В основе предлагаемого активного воздействия положена идея использования механизма СПРУ в определенных условиях, впервые высказанная и аналитически исследованная профессором Фейтом Г.Н. [72]. Разрушение угля при реализации этой технологии происходит за счет высвобождения накопленной упругой энергии и энергии десорбирующегося метана. Это сопровождается образованием в углегазоносном массиве системы каверн и новых трещин, вокруг которых формируются зоны дополнительной трещиноватости, частично разгруженные от горного давления. Они характеризуются повышенной газопроницаемостью и обеспечивают улучшенные условия для десорбции и фильтрации метана из угля. Величины нагнетания и сброса давления на первичном этапе исследований получены экспериментально. Известно, что условие разрушения газонасыщенных углей [72] является функцией действующих максимального  $\sigma_I$  и минимального  $\sigma_3$  главных напряжений, их соотношения  $\sigma_3 / \sigma_I$  и давления газа  $P$  в пласте:

$$C = \frac{\sigma'_3}{\sigma'_1} = \frac{\sigma'_3 - P}{\sigma'_1 - P} \leq 0,3, \quad (2.2.1)$$

где  $\sigma'_3$  и  $\sigma'_1$  - эффективные минимальные и максимальные главные напряжения.

При значении  $C \leq 0,3$  начинает происходить разрушение газонасыщенных углей, а при значении  $C > 0,3$  разрушения газонасыщенных углей не происходит (рисунок 2.2.1, данные проф. Фейта Г.Н. [72]).

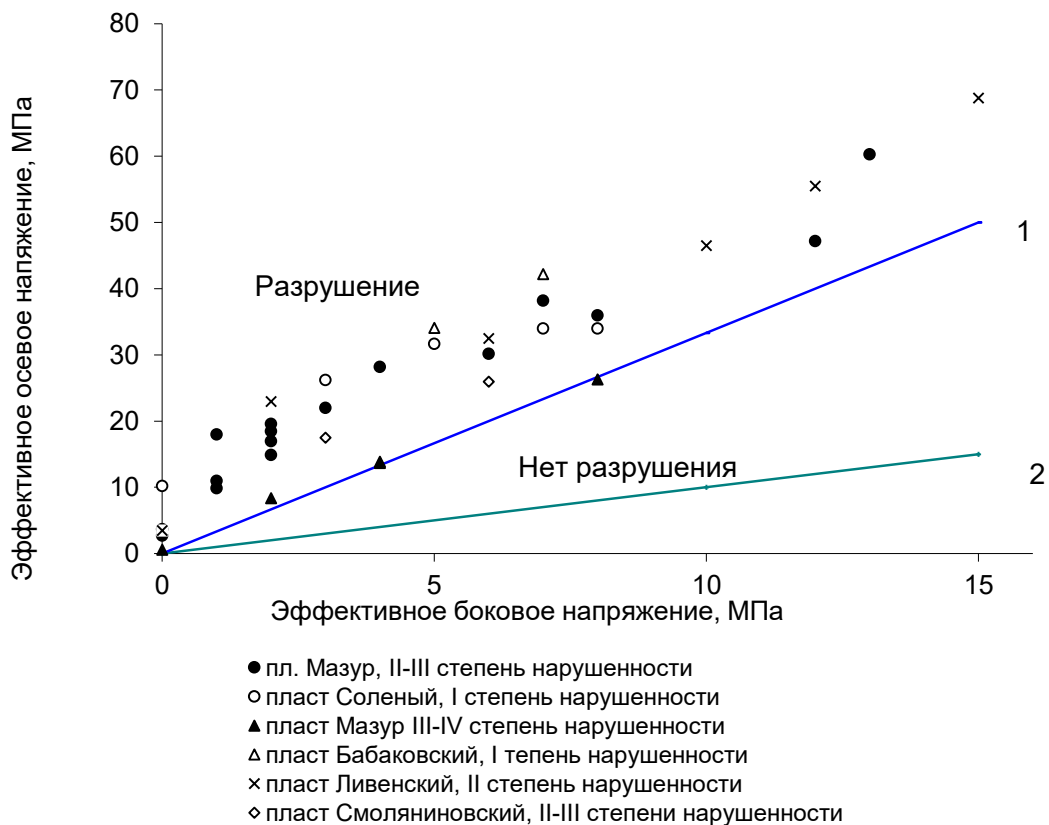


Рисунок 2.2.1 - Условия прочности и разрушения газонасыщенного угля в координатах главных эффективных напряжений:

$$1 - \sigma'_3 / \sigma'_1 = 0,3; 2 - \sigma'_3 = \sigma'_1$$

Данная зависимость использовалась для обоснования режимов подъема и сброса давления в скважине, обеспечивающих создание зоны наведенного трещинообразования в угольном массиве вблизи мест его обнажения. Необходимо учитывать, что трещинообразование начинает эффективно проявляться при достижении действующими максимальными  $\sigma_1$  напряжениями значений на уровне 80% от разрушающих, и таким образом для надежного (с резервом) выполнения условия реализации процесса трещинообразования в краевой части пласта необходимо сбрасывать давление рабочего агента до величины  $\sigma_3 \leq 0,3 \sigma_1 + 0,7 P$ .

Под рабочим агентом имеются в виду нагнетаемые в пласт жидкости,

газы (например, воздух, азот), пена.

Другое положение, определяющее возникновение лавинного СПРУ, имеет вид:

$$\alpha_1 \frac{P}{\sigma_p} + \alpha_2 \frac{\sigma_1}{\sigma_c} \geq 1 \quad (2.2.2)$$

где  $P$  – пластовое давление метана в угольном пласте;

$\sigma_1$  – максимальное сжимающее напряжение;

$\sigma_p, \sigma_c$  – пределы прочности угля на разрыв и одноосное сжатие;

$\alpha_1, \alpha_2$  – экспериментальные коэффициенты, зависящие от скорости разгрузки угля и его структуры.

Выражение (2.2.2) позволяет определить режимы подъема и сброса давления на стадии инициирования процесса СПРУ. Анализ прочности и газоносности угольных пластов свидетельствует о том, что при использовании данного процесса в технологии ЗДП эти показатели должны отвечать условию

$$B = \beta \times X / f_k \geq 1, \quad (2.2.3)$$

где:  $B$  – показатель устойчивости пласта, подвергаемого воздействию;

$\beta$  – эмпирический коэффициент, равный 0,04;

$X$  – газоносность угля, в месте пересечения угольного пласта скважиной, м<sup>3</sup>/т;

$f_k$  – показатель прочности угля в месте пересечения пласта скважиной, устанавливаемый по данным кавернометрии.

Предварительная оценка показывает, что последнему критерию удовлетворяют практически все выбросоопасные и газоносные угольные пласты с природной газоносностью выше 14÷15 м<sup>3</sup>/т.

Установлено, что наиболее эффективно дегазация угольных пластов осуществляется после их частичной разгрузки за счет подработки или надработки. При этом газопроницаемость угольного массива в результате разгрузки от горного давления может возрасти на 2÷3 порядка.

В разработанном способе эффект разгрузки угольного пласта от напряжений, его деструкция и повышение скорости газоотдачи угля создается за счет образования системы разгружающих щелевидных каверн внутри пласта методом гидродинамического (в общем случае, гидропневмодинамического) воздействия в определенном установленном режиме.

Технологически процесс инициирования СПРУ может быть реализован в следующих вариантах:

- периодическим воздействием рабочего агента на пласт в режиме фильтрации с последующим резким сбросом давления, обеспечивающим СПРУ в призабойной зоне скважины;
- воздействием в режиме ГРП, создающим начальную систему трещин, с последующим резким выпуском воды, обеспечивающим разрушение угольного пласта в зоне влияния ранее раскрытых трещин.

Второй вариант имеет значительные преимущества в плане интенсификации газоотдачи в удаленных и периферийных зонах влияния скважины ГРП. Возможно также и сочетание первого и второго вариантов воздействия.

Сравнительный анализ технологий типового (традиционного) гидропневмовоздействия (ГПВ), выполненного в соответствии с утвержденными руководящими документами [98, 107], с предлагаемым принципиально новым способом извлечения метана из угольных пластов путем ГПВ в режиме СПРУ на базе использования геоэнергии массива [68, 72, 139, 142] и снятия напряжений в зонах трещинообразования приведено ниже в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 Сравнительный анализ технологий гидропневмовоздействия

N	Типовое (традиционное) ГПВ	Воздействие с использованием эффекта СПРУ
1.	Большие объемы закачки рабочего агента в угольный пласт с последующей их откачкой, существенные энергозатраты и экологический ущерб	Существенно меньше объемы закачки рабочего агента. Энергетические затраты и экологический ущерб значительно меньше.
2.	Раскрываемые природные (естественные) трещины не снижают напряженного состояния в массиве	Раскрываемые природные трещины частично диспергируют уголь, частично разгружают зону трещинообразования от напряжений, существенно увеличивают газопроницаемость и динамику извлечения метана из угля.
3.	Преодолеваются горное давление и давление газа.	Используется энергия горного давления и давления газа.
4.	Эффективность способа снижается с увеличением глубины залегания угольных пластов.	Эффективность способа возрастает с увеличением глубины залегания угольных пластов.

Обязательным условием реализации процесса является наличие первоначального свободного объема, а темп закачки по первому варианту разрабатываемой технологии должен обеспечивать режим фильтрации, а не гидрорасчленения. Давление нагнетания рабочей жидкости ( $P_n$ ) должно находиться в строго определенном интервале, границы которого определяются формулами (2.2.4) и (2.2.5):

$$P_n^{\min} = 0,3(g \gamma H - P) + P \quad (2.2.4)$$

$$P_n^{\max} = 0,75g\gamma H \quad (2.2.5)$$

где  $g$  - ускорение свободного падения;

$\gamma$  - плотность налегающей толщи пород;

$H$  - глубина залегания пласта;

$P$  - давление газа в пласте.

Второй вариант технологии реализуется в том случае, если режим СПРУ не удастся обеспечить при обработке угольного пласта в режиме фильтрации. В этом случае осуществляется гидрорасчленение пласта с последующим быстрым сбросом давления. Возможна дальнейшая

интенсификация процесса за счет последующих закачек небольшого объема рабочей жидкости с быстрым сбросом давления.

Образованные при сбросе давления полости формируют вокруг себя в угольном пласте зоны повышенной трещиноватости и газопроницаемости, частично разгруженные от горного давления. Увеличивается скорость газовыделения из частично разрушенного угольного пласта за счет возникновения новых поверхностей обнажения. Необходимо отметить, что зоны пониженных напряжений развиваются во времени.

Обосновываемый способ полностью основывается на оригинальных фундаментальных и практических разработках в этой области, имеет хорошие перспективы широкого практического применения.

### **2.2.2 Анализ результатов натурных испытаний технологии**

Поисковые исследования изложенной выше технологии воздействия выполнялись с целями:

- подтверждения принципиальной возможности реализации эффекта СПРУ;
- определения объема и темпа нагнетания рабочих агентов;
- обоснования параметров внедрения рабочих агентов для реализации эффекта СПРУ;
- определения последовательности технологических операций при воздействии на угольный пласт.

Поисковые шахтные испытания были выполнены при обработке скважин ГРП № 17 и № 22 (шахта им. Ленина) и скважин № 25 - № 27 (шахта «Казахстанская»). В ходе этих испытаний выявлялась возможность воздействия на прискважинную область необработанного угольного пласта (первый вариант технологии). Кроме этого, исследовался второй вариант технологии воздействия, совмещенного с процессом ГРП угольного пласта.

При проведении активного воздействия на прискважинную зону пласта осуществлялись два режима нагружения:

- 1) темп закачки рабочего агента (темп нагружения) оставался постоянным;

2) нарастающий темп закачки - темп закачки рабочего агента в каждом последующем цикле превышал предыдущий.

В обоих случаях давление нагнетания оставалось меньше давления гидрорасчленения угольного пласта. Силовое воздействие и выдача угольного штыба в процессе создания щелевой полости периодически повторялись и контролировался выход штыба из скважины.

На основании поисковых испытаний была отработана схема обвязки оборудования для проведения воздействия с использованием эффекта СПРУ, определена целесообразность выделения ослабленной пачки пласта, по которой проводится кавернообразование, установлена возможность достижения СПРУ пласта Д<sub>6</sub> на этапе ГРП угольного пласта.

На поле шахты «Казахстанская» на скважине ГРП № 38 были проведены натурные испытания усовершенствованной технология вскрытия особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub>.

Непосредственно гидродинамическое воздействие производилось путем закачки в угольный пласт рабочей жидкости с темпом, превышающим естественную приемистость массива и обеспечивало образование сети трещин в радиусе до 120 м от скважины. Гидрорасчленение пласта производилось при одновременной работе 7 агрегатов УН-I-630/700. Темп нагнетания воды каждым агрегатом регулировался в диапазоне от 5 до 15 л/с. Схема расстановки технологического оборудования при ГРП представлена на рисунок 2.2.2. Для проведения работ по ГРП 8 агрегатов УН-I-630/700 через специальную арматуру высокого давления соединялись с блоком манифольда 1БМ-700. Темп закачки рабочей жидкости  $q(t)$  плавно повышался по зависимости (2.2.6)

$$q(t)=0,5t \quad (2.2.6)$$

где  $t$ -время от начала закачки, мин.

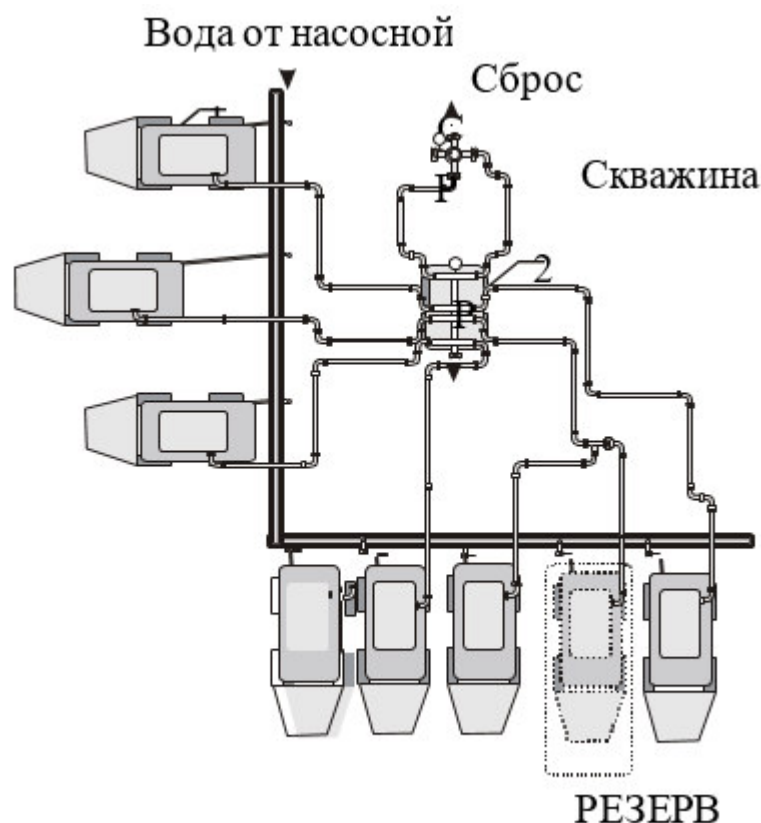


Рисунок 2.2.2 – Схема расстановки технологического оборудования при ГРП:

- 1 - Агрегат насосный 4УН-1-630/700 - 8 шт
- 2 - Блок манифольда.....- 1 шт

На скважине ГРП № 38 исследовалась технология воздействия с использованием эффекта СПРУ. В этом технологическом варианте гидродинамическое воздействие совмещается с условиями, обеспечивающими СПРУ при резком сбросе давления на скважине.

В процессе всего комплекса поисковых и натурных исследований было установлено, что провоцирование выброса угля из техногенного коллектора, формируемого в зоне ЗДП, достигается при закачке порции жидкости с темпом  $60 \div 80$  л/с в объеме свыше  $800-900 \text{ м}^3$  и давлении на устье скважины  $9,0 \div 11,5$  МПа. Сброс давления необходимо производить после закачки установленного объема воды. Эти параметры обусловлены необходимостью запаса определенного количества упругой энергии для его реализации в процессе выноса угля из скважины на поверхность.



В таблице 2.2.2 приведены проектные показатели обработки пласта Д<sub>6</sub> через скважину № 38.

Таблица 2.2.2 - Проектные показатели обработки пласта Д<sub>6</sub> через скважину № 38

№ скв.	Вид обработки	Параметры обработки		
		№ цикла	Темп нагнетания, л/с	Объем закачки воды (V <sub>в</sub> ), м <sup>3</sup>
38	Воздействие с использованием эффекта СПРУ	1	65-70	2500
		2	65-70	2000
		всего		4500

Реализацию геоэнергии предполагалось осуществлять по двум технологическим вариантам.

Первый вариант осуществляется непосредственно после завершения процесса кавернообразования. Проводится воздействие знакопеременными нагрузками на пласт. Вначале закачивается вода под давлением на 15-20% ниже ожидаемого давления ГРП. После этого производится резкий выпуск рабочей жидкости, при котором может реализовываться выброс угля и газа в скважину. По данной схеме предусматривалось проведение 3 - 5 циклов.

Второй вариант - воздействие знакопеременными нагрузками в процессе ГРП, обеспечивающее реализацию эффекта СПРУ и создание связанных между собой техногенных каверн.

По первому технологическому варианту обработки было произведено 7 циклов нагнетания воды до достижения давления на устье скважины 10 МПа с последующим резким сбросом давления.

ГРП пласта Д<sub>6</sub> осуществлялось при одновременной работе 6 агрегатов УН-1-630х700. С темпом 68 л/с в скважину закачали более 4000 м<sup>3</sup> воды. Давление на устье скважины составляло 11 МПа. На последнем этапе темп закачки рабочей жидкости в течение 20 минут составлял 76 л/с. Давление на устье скважины возросло до 11,5 МПа. Параметры обработки представлены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 - Параметры ГРП пласта Д<sub>6</sub> через скважину ГРП №38

№ п/п	Пласт	Темп закачки, л/с	Объем закачки, м <sup>3</sup>	Давление на устье сква- жины, МПа
1	Д <sub>6</sub>	68	300	14,0-10,0
2	Д <sub>6</sub>	68	4100	10,0-11,0
3	Д <sub>6</sub>	76	100	11,5
Итого			4500	

По завершении самоизлива рабочей жидкости на скважине был установлен станок-качалка. В начальный период освоения дебит метана находился на уровне 0,5 м<sup>3</sup>/мин, что может рассматриваться как позитивный фактор, т. к. при стандартной технологии ГРП выход на аналогичный уровень газовыделения имеет, как правило, место после 8-12 месяцев освоения скважины.

По специфике работ по заблаговременному извлечению метана через скважины с поверхности эффективность различных вариантов технологий оценивается по динамике газовыделения из скважины в процессе ее освоения и эксплуатации, а также по суммарному извлечению метана за весь период времени.

Данная технология была использована на полях шахт им. Ленина (скв. № 15) и «Казахстанская» (скв. № 25,27,29). Отмечена высокая эффективность извлечения метана. Важно, что при данном варианте технологической схемы ЗДП эффективно интенсифицируется газовыделение в первоначальный, наиболее характерный период освоения скважин. На рис. 2.2.3 представлены данные по извлечению метана из техногенных коллекторов, сформированных в зонах ГРП пласта Д<sub>6</sub> на поле шахты им. Ленина (наиболее представительный объект сравнения: скважины ГРП-1 - ГРП-14) и результаты извлечения метана из скважины ГРП-15, которая была обработана по разрабатываемой усовершенствованной технологии.

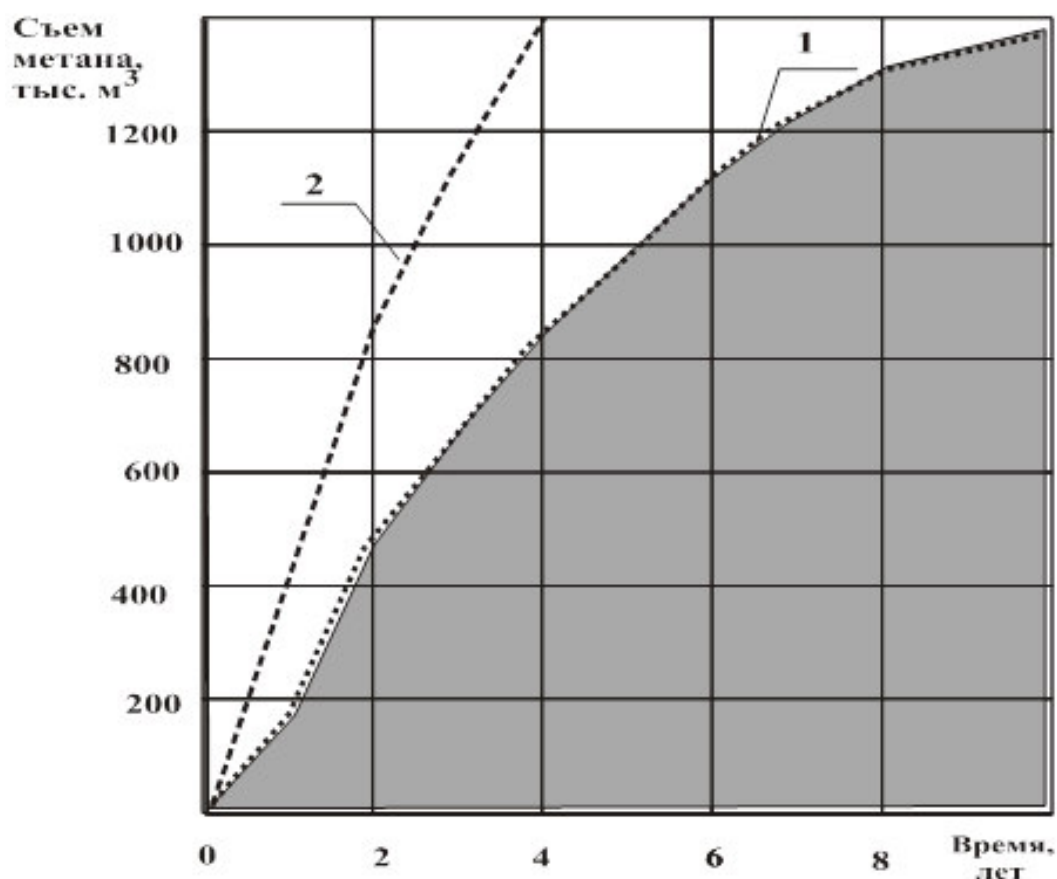


Рисунок 2.2.3 – Динамика газовыделения из скважин ГРП на шахте им. Ленина

Резюмируя изложенное, можно констатировать, что разработана технологическая схема извлечения метана из неразгруженных угольных пластов с использованием эффекта СПРУ в двух режимах: до достижения ГРП и непосредственно в процессе ГРП.

Определены режимы нарастания и сброса давления рабочей жидкости для инициирования реализации режима СПРУ.

Анализ результатов натурных испытаний разрабатываемой технологии показал, что режим СПРУ наиболее эффективно реализуется при наличии ослабленной пачки угольного пласта. Эффективность разработанной технологии на 20÷40% выше по сравнению со стандартной технологией ГРП. При ограниченных сроках извлечения метана за счет интенсивного выхода на устойчивый дебит метана эффективность превышает традиционную на 35÷50%.

Проведенные натурные испытания усовершенствованной технологии подтвердили ее перспективность и выявили направления дальнейшего совершенствования параметров технологии для надежной реализации эффекта СПРУ в процессе ГРП.

### **2.2.3 Совершенствование технологии СПРУ для повышения эффективности пластовой дегазации.**

Результаты апробации показывают, что узким местом разрабатываемой технологии является периодическая заштыбовка скважины после каждого выброса с необходимостью ее промывки и обеспечение достаточного перепада давления при его быстром сбросе для инициирования лавинообразного разрушения угля.

Нами в настоящей работе решалась задача по разработке рекомендаций по усовершенствованию технологической схемы, базирующийся на реализации геоэнергии углегазонасного массива и обеспечении режима СПРУ.

Нами предполагается, что проблема повышения эффективности технологии может быть успешно решена применением **в качестве рабочего агента пены или аэрированной жидкости**. При этом будут решаться одновременно два важных вопроса:

- эффективное удаление штыба пеной за счет применения технологии эрлифта;
- совершенствование параметров и повышение эффективности воздействия в режиме СПРУ через скважины, пробуренные с поверхности, при гидрообработке угольных пластов, залегающих на больших глубинах, за счет уменьшения веса столба рабочего агента в скважине, оказывающего противодействие при быстрой разгрузке пласта и возможности регулирования удельной плотности рабочего агента в диапазоне, наиболее благоприятном для обеспечения режима СПРУ.

Вследствие перехода с воды на пену или аэрированную жидкость резко сокращается объем воды, а при применении пены вместо сжатого воздуха

становится возможным применение компрессора меньшей производительности. Среди числа других достоинств пена обладает высокой несущей способностью и исключает зашламование скважины в случаях прекращения циркуляции [75, 139,142].

Свойства пены зависят от ее газосодержания, давления, состава и концентрации используемых пенообразователей. Пеной считается газожидкостная система с расходным объемным газосодержанием

$$\beta = V_{\text{г}} / (V_{\text{ж}} + V_{\text{г}}) = 0,6 - 0,96 \quad (2.2.7)$$

где  $V_{\text{ж}}, V_{\text{г}}$ - объемные расходы соответственно жидкости и газа,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

При  $\beta < 0,6$  система является азрированной жидкостью, при  $\beta > 0,96$ - туманом (капельки жидкости в газе).

Поисковые испытания технологии СПРУ показали, что для достижения эффекта самоподдерживающегося разрушения угля непосредственно в прискважинной зоне до начала ГРП необходимо увеличить количество циклов «нагрузка-разгрузка» до  $15 \div 20$  и при этом желательно использовать рабочие агенты с более низким удельным весом (например, пену, азрированную жидкость или воздух) для обеспечения большего перепада давления.

Исследуемая технология наиболее полно была реализована на скважине № 25, где при проведении 5 циклов гидропневмовоздействия было осуществлено 4 сброса давления. Параметры обработки приведена в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 - Параметры обработки скважины № 25 при ЗДП пласта Д<sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская»

№ скважин ы	№ цикла	Основные параметры обработки					Приме- чение
		Темп нагнетания		Объем нагнетания		Время час	
		воды, л/с	воздуха м³/мин	воды, м³	воздуха, тыс. м³		
25	1	56		300		1,5	
			8		30	62,5	сброс
	2	62		500		2,3	сброс
	3	68		700		3,0	сброс
	4	74		900		3,4	
			8		10	21	сброс
	5	84		2425		8,1	Выдержка до Р= 2 МПа

В процессе обработки и промывки скважины извлечено более 4 м<sup>3</sup> угля. Средний дебит метана за два месяца достиг 0,6 м<sup>3</sup>/мин. Необходимо отметить, что при традиционной технологии обработки и освоения скважин продолжительность выхода на аналогичные величины дебита составлял от 6 до 12 месяцев.

Работы на скважинах № 26, 27 были осуществлены после кавернообразования тремя циклами ГРП со сбросом давления между ними. Объем извлеченного угля составил соответственно 8 и 5 м<sup>3</sup>. На скважине № 27 имел место выброс угольного штыба продолжительностью более 1 часа.

Установлено, что ощутимый выброс угольного штыба и максимальное газовыделение происходит при сбросе давления после гидровоздействия с объемом закачки рабочей жидкости 900÷1000 м<sup>3</sup>.

Анализ результатов обработки и освоения скважин показал, что положительными результатами данная технология обладает при совершенном вскрытии пласта с кавернообразованием по слабой пачке (скважины № 15, 22, 25). Отмечается, что кроме увеличения дебита газа наблюдается и существенное сокращение времени выхода на устойчивое газовыделение.

В ходе проведения испытаний разработанной технологии доказана возможность использования механизма СПРУ, приводящего к повышению газовыделения в скважину, отработана технологическая схема воздействия, определены направления совершенствования способа.

Результаты исследований режимов закачки рабочих агентов, обеспечивающих инициирование выброса угля из техногенного коллектора, формируемого в зоне ЗДП, представлены на рисунке 2.2.4.

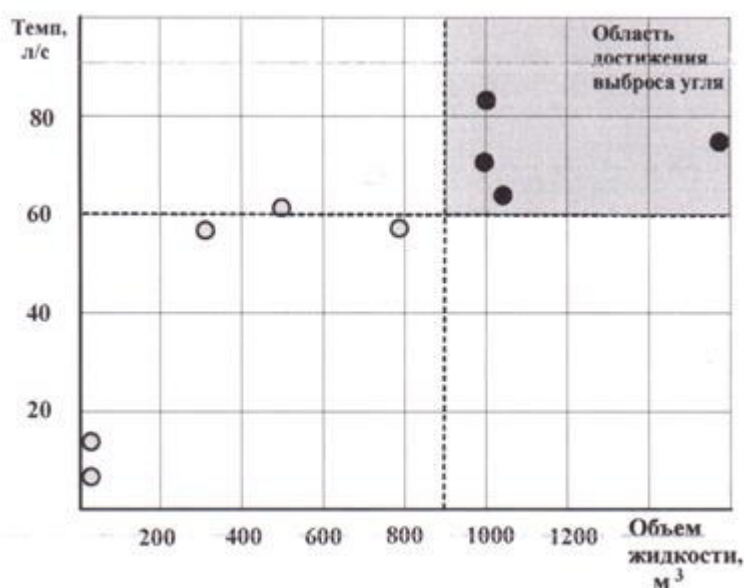


Рисунок 2.2.4 - Результаты исследований обработки пласта с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля

Исследованиями установлено, что инициирование выброса угля из прискважинной части техногенного коллектора, формируемого в зоне заблаговременной дегазационной подготовки, достигается при закачке рабочей жидкости с темпом, превышающим  $60 \div 70$  л/с и в объеме свыше 900-1000 м³.

На поле шахты «Казахстанская» на скважине ГРП-29 исследована усовершенствованная технология воздействия в режиме СПРУ на угольный пласт с использованием в качестве рабочего агента воздуха. В комплекс работ по подготовке скважины к воздействию на угольный пласт входило:

- частичная обсадка скважины до уровня  $1/3$  мощности пласта;

- удаление промывочной воды после удаления бурового раствора путем подачи сжатого воздуха от компрессора по буровому снаряду и отвода жидкости по рабочей колонне через устьевую арматуру;
- оснащение верхней части скважины устьевой арматурой 2АУ-700 с тремя кранами высокого давления ДУ-50.

По завершении осушения скважины были проведены исследования возможности создания условий выброса, который инициировался путем быстрого открывания скважины через краны высокого давления ДУ-50. При создании выброса производились замеры его параметров: объем выносимого газа и угля, продолжительность выброса, основные параметры смеси (дебит, концентрация), поступающей из скважины.

Первоначально скважина № 29 была закрыта и фиксировалось давление газа, поступающего из пласта Д<sub>6</sub>. В течении 10 суток давление на устье скважины поднялось до 0,15 МПа. После этого компрессором в скважину было закачано 50 м<sup>3</sup> воздуха при давлении 6,0 МПа. При сбросе воздуха в этом цикле выбросы не были инициированы. При повторной закачке воздуха в объеме 500 м<sup>3</sup> давление составило 9,0 МПа, а при сбросе воздуха был отмечен незначительный вынос угольной пыли. После дополнительной закачки 6000 м<sup>3</sup> воздуха давление на устье скважины составило 10,8 МПа. В процессе сброса давления после этого цикла был инициирован интенсивный выброс угольного штыба. При этом давление на устье скважины снизилось до 0 за 40 с. Таким образом, скорость снятия нагрузки ( $\Delta P/\Delta t$ ) составила порядка 0,27-0,31 МПа/с.

В последующим на скважине было выполнено еще 10 последовательных циклов с объемами закачки 1000÷1500 м<sup>3</sup> воздуха в каждом из циклов. После инициирования выброса угольного мелкодисперсного штыба в скважину дебит метана достигал 2÷2,5 м<sup>3</sup>/мин, резко снижаясь за 20-30 минут до уровня 0,2÷0,3 м<sup>3</sup>/мин. За 10 суток оно снизилось с 0,3 до 0,1 м<sup>3</sup>/мин, что может говорить о незначительном объеме образованных каверн, повышающих газопроницаемость дегазируемого массива.



Пневмовоздействие в режиме СПРУ по проведенным экспериментальным работам в данных горно-геологических условиях не может рассматриваться как самостоятельное активное воздействие и может быть рекомендовано только как подготовительный этап для последующего ГРП пласта, которое сможет обеспечить большую равномерность зоны раскрытия трещин и более равномерную дегазацию пласта, что особенно важно при дегазации выбросоопасных угольных пластов.

Изложенное выше позволяет сделать следующие выводы.

Выполнено геомеханическое обоснование новой технологии извлечения метана из угольных пластов, основанной на использовании механизма СПРУ. При разработке технологии нами использовались экспериментально установленные критерии прочности и закономерности разрушения газоносных углей при изменении вида их напряженного состояния. Выявлены режимы роста и сброса давления рабочей жидкости для инициирования СПРУ.

Результатов поисковых испытаний данной технологии показали, что самоподдерживающееся разрушение наиболее эффективно реализуется при наличии слабой пачки в структуре угольного пласта. В случае её отсутствия необходимо обеспечить более низкое противодействие рабочих агентов при сбросе или провести предварительное разупрочнение угольного пласта за счет многократного использования режима «пригрузка - разгрузка».

Апробирована и исследована технологическая схема воздействия, выделены направления совершенствования способа.

Обоснована целесообразность применения в качестве рабочего агента воздуха, пены или аэрированной жидкости. Воздействие на угольный пласт с использованием воздуха при реализации режима СПРУ (на базе пневморазгрузки) может быть рекомендовано как предварительный этап по реализации исследуемой технологии, требующий дальнейшего ГРП пласта и гидравлической (или пневмогидравлической) разгрузки.

Технологический вариант применения в качестве рабочего агента аэрированной жидкости положен в основу проектных решений на ЗДП пласта Д<sub>6</sub> через скважину №56, представленных ниже в разделе 2.3.

### **2.3 Проектные решения по реализации усовершенствованной технологической схемы гидропневмодинамического воздействия с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля**

Ниже приведены проектные решения по реализации усовершенствованной технологической схемы извлечения метана с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля на базе применения в качестве рабочего агента воздуха и аэрированной жидкости [139].

Места заложения скважины ГРП № 56 определено в соответствии с программой отработки пласта Д<sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская». Такое заложение скважин должно обеспечивать заблаговременное извлечение метана из угольных запасов, подготавливаемых для безопасной отработки в 2014-2021 гг. лавами 312-Д<sub>6</sub>-13 - 332-Д<sub>6</sub>-13. Прогнозное извлечение метана из зон скважин ГРП на момент отработки этих лав планируется на уровне 4-6 м<sup>3</sup>/т. Извлечение метана из пласта осуществляется на трех стадиях:

- заблаговременно (за 5 и более лет) скважинами с поверхности, через которые осуществляется пневмогидродинамическое воздействие;
- на стадии полевой подготовки с использованием газодренажных скважин (за 6-12 месяцев до начала ведения пластовых подготовительных работ, за 1-2 года до начала ведения очистных работ);
- на стадии подготовки выемочного участка с использованием пластовых подземных скважин (за 6-12 месяцев до начала ведения очистных работ).

Разработанные проектные решения предусматривают применение усовершенствованной схемы заблаговременной дегазационной подготовки, позволяющей существенно увеличить указанный выше уровень извлечения метана на первой стадии. Предполагаемый эффект достигается за счет

существенного повышения проницаемости угольного пласта на базе реализации механизма самоподдерживающегося разрушения угля вследствие провокации выбросов угля и газа в скважину при резком сбросе давления и образования в массиве системы взаимосвязанных каверн. Отличительной особенностью реализации настоящей разновидности технологии является усиление эффекта сброса давления вследствие облегчения веса столба жидкости в нагнетательной скважине ГРП. Уменьшение веса предполагается достигать путем создания аэрированного рабочего агента на стадии закачки последних 20% объема закачки рабочего агента путем одновременной закачки в пласт воды и воздуха (азота). В последнем случае закачка газообразного рабочего агента ведется не компрессором КПУ-8/401 (производительность 8 м<sup>3</sup>/мин), а с использованием передвижной газификационной установки АГУ-8К (производительность 9 м<sup>3</sup>/мин).

Уменьшение гидростатического давления в скважине на последнем этапе проведения пневмогидровоздействия может быть также достигнуто за счет оттеснения жидкости воздухом, закачиваемым компрессором КПУ-8/401. Количество закачиваемого воздуха должно обеспечивать оттеснение рабочей жидкости не менее, чем из половины объема скважины.

Кроме того, скважины гидрорасчленения закладываются с учётом возможности их использования при очистных горных работах для извлечения метана из куполов обрушения выработанного пространства лав.

Заложение скважины ГРП № 56 для обработки пласта Д<sub>6</sub> выбрано с учётом развития горных работ, сроков их сооружения, проведения работ по гидравлическому воздействию на угольный пласт и последующего освоения.

Глубина залегания пласта Д<sub>6</sub> на этом участке по геологоразведочным данным составляет 620 м в районе скважины ГРП № 56.

Важным условием реализации процесса СПРУ является наличие внутрипластового свободного объема, а темп приложения нагрузки должен обеспечивать режим фильтрации рабочего агента, но не гидрорасчленения. Давление нагнетания рабочей жидкости (Р<sub>н</sub>) должно находиться в строго

определенном диапазоне, границы которого определяются по формулам (2.3.1) и (2.3.2):

$$P_{\text{н}}^{\text{min}} = 0,3(g\gamma H - P) + P \quad (2.3.1)$$

$$P_{\text{н}}^{\text{max}} = 0,75g\gamma H \quad (2.3.2)$$

где  $g$  - ускорение свободного падения;

$\gamma$  - плотность налегающей толщи пород;

$H$  - глубина залегания пласта;

$P$  - давление газа в пласте.

Основным показателем реализации процесса СПРУ в нужном режиме является давление нагнетания рабочей жидкости. Для условий восточного крыла шахты «Казахстанская» приняты следующие параметры:  $\gamma = 2,4 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>;  $H = 620$  м,  $P = 2,8$  МПа. При данных параметрах давление нагнетания должно находиться в следующем диапазоне:

$$P_{\text{н}}^{\text{min}} = 0,3(9,8 \cdot 2,4 \cdot 10^3 \cdot 620 - 2,8 \cdot 10^6) + 2,8 \cdot 10^6 = 6,4 \text{ МПа},$$

$$P_{\text{н}}^{\text{max}} = 0,75 \cdot 9,8 \cdot 2,4 \cdot 10^3 \cdot 620 = 11 \text{ МПа}.$$

Уменьшение гидростатического давления в скважине может быть достигнуто за счет оттеснения жидкости воздухом, закачиваемым компрессором КПУ-8/401. Количество закачиваемого воздуха должно обеспечивать оттеснение рабочей жидкости не менее чем из половины объема скважины. В этом случае время работы компрессора  $t_{\text{к}}$  определяем по формуле (2.3.3):

$$t_{\text{к}} = V \cdot P_{\text{н}} / q \cdot P_0 \quad (2.3.3)$$

где  $V$  - объем скважины;

$q$  - темп нагнетания воздуха;

$P_0$  - атмосферное давление.

Объем скважины диаметром 4" и глубине рабочей колонны 620 м составит 4,9 м<sup>3</sup>, при давлении закачки 8,0-9,0 МПа время закачки воздуха составит 25-30 мин.

Проектом предусматривается следующая последовательность выполнения операций: образование полости в прискважинной зоне пласта; проведение активного воздействия в режиме СПРУ; освоение скважины и оценка эффективности воздействия.

По окончании гидropескоструйной перфорации, скважину промывают, после чего на устье скважины монтируется устьевая арматура для гидрорасчленения пласта.

Сущность гидрорасчленения угольного пласта Д<sub>6</sub> заключается в создании в угольном пласте техногенного коллектора, с развитой системой трещин, соединяющихся через скважину с дневной поверхностью. Образование сети трещин в радиусе до 120 м от скважины производится путём закачки в угольный пласт воды с темпом, превышающим естественную приемистость массива. Гидрорасчленение пласта производится при одновременной работе 6-7 агрегатов УН-I-630/700.

Для проведения работ по гидрорасчленению пласта 6 агрегатов УН-I-630/700 через специальную арматуру высокого давления соединяются с блоком манифольда 1БМ-700. В одновременной работе находятся 5-6 агрегатов, один агрегат находится в резерве.

Методика расчёта параметров воздействия разработана Горным институтом НИТУ «МИСиС» при участии автора настоящей работы. Основными параметрами при проведении гидрорасчленения являются темп и объём закачки рабочей жидкости, радиус воздействия и давление нагнетания.

В начале процесса гидрорасчленения производится вывод агрегатов на рабочий режим.

Объём закачки рабочей жидкости:

$$Q = \pi R^2 h m_{\text{эф}} k_{\text{ф}} \quad (2.3.4)$$

где  $R$  - эффективный радиус воздействия, 120 м;

$h$  - мощность угольного пласта, 6,0 м;

$k_f$  - коэффициент, учитывающий потери жидкости на фильтрацию, принимается 1,1;

$m_{эф}$  - эффективная (фильтрующая) пористость пласта

$$m_{эф} = 0,035 - 3,6 \cdot 10^{-5} \cdot H = 0,035 - 3,6 \cdot 10^{-5} \cdot 620 = 0,013$$

$$Q = 3,14 \cdot 120^2 \cdot 6,0 \cdot 0,013 \cdot 1,1 = 3800 \text{ м}^3$$

Темп закачки рабочей жидкости определяем исходя из условий обеспечения необходимого радиуса обработки по формуле:

$$q = (R_э - 90) / 3,5 \sqrt{(p \cdot h \cdot m_э) / Q}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (2.3.5)$$

где  $R_э$  - эффективный радиус воздействия,  $R_э = 120$  м;

$Q$  - объем закачки рабочей жидкости  $Q = 3800 \text{ м}^3$ .

Таким образом, темп закачки рабочей жидкости

$$q = (120 - 90) / 3,5 \sqrt{(3,14 \cdot 6,0 \cdot 0,013) / 3800} = 0,074 \text{ м}^3/\text{с} = 74 \text{ л/с}$$

Рабочая жидкость закачивается в пласт в два этапа.

На первом этапе в пласт непрерывно закачивается  $3000 \text{ м}^3$ .

На втором этапе в пласт одновременно нагнетается  $800 \text{ м}^3$  воды и  $20000 \text{ нм}^3$  воздуха.

Уменьшение гидростатического давления в скважине может быть достигнуто также за счет оттеснения жидкости воздухом, закачиваемым компрессором КПУ-8/401. Количество закачиваемого воздуха должно обеспечивать оттеснение рабочей жидкости не менее чем из половины объема скважины. В этом случае время работы компрессора  $t_k$  определяем по ранее приведенной формуле (2.3.3):

$$t_k = V \cdot P_H / q \cdot P_0$$

где  $V$  - объем скважины;

$q$  - темп нагнетания воздуха;

$P_0$  - атмосферное давление.

Объем скважины диаметром 4" и глубине рабочей колонны 620 м составит 4,9 м<sup>3</sup>, при давлении закачки 8,0-9,0 МПа время закачки воздуха составит 25-30 мин.

Обобщенные параметры нагнетания приведены в табл. 2.3.1.

Таблица 2.3.1- Параметры нагнетания рабочих агентов

№ цик- ла	Параметры закачки рабочей жидкости				Параметры закачки воздуха			
	Темп, л/с	Давление, МПа	Объем, м <sup>3</sup>	Время, час	Темп, м <sup>3</sup> /мин	Давление, МПа	Объем, тыс. м <sup>3</sup>	Время, час
1	74	14	3000	11				
2			800	4	8	12	20	
3					8	12	4,9	

После завершения закачки последнего объема воздуха (этап 3) на скважине резко сбрасывается давление и реализуется свободный выброс воды.

При наличии газодинамических явлений, характеризующихся выбросами угля и газа, фиксируется время выброса и производится отбор выброшенного угля для исследования в лаборатории ДМТ на определение текущей газоносности и сорбционных характеристик.

После стабилизации истечения воды из скважины переходят к процессу освоения скважины.

Разработанный проект согласован и утвержден в установленном порядке и принят к реализации на новых дополнительных скважинах поля шахты «Казахстанская».

## Выводы по главе 2

1. Исследованы основные режимы внедрения текучего в угольный пласт в процессе гидродинамического воздействия, обоснована целесообразность применения режима гидрорасчленения для целей эффективной заблаговременной дегазации угольных пластов через скважины,

пробуренные с поверхности, обеспечивающего равномерность раскрытия естественных трещин в дегазируемом угольном пласте.

2. Заблаговременная дегазация особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub> на полях шахт им. Ленина и «Казахстанская» показала свою достаточно высокую эффективность при глубинах залегания до 450 метров. Максимально достигнутый объем извлечения метана из зоны обработки одной скважины по пласту Д<sub>6</sub> составляет до 2 млн. м<sup>3</sup>, при этом съем метана достигает 9÷10 м<sup>3</sup> на тонну обработанных запасов, что составляет 50-60 % от эффективной газоносности угля.

3. Выполнено обоснование технологии извлечения метана путем гидродинамического воздействия на пласт с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля (СПРУ), применяемой в двух режимах: до достижения гидрорасчленения и непосредственно в процессе гидрорасчленения. Доказаны преимущества последнего режима.

4. Проведены натурные испытания и подтверждена эффективность технологии гидродинамического воздействия на пласт с использованием эффекта СПРУ. Технология рекомендована к применению на шахтах Угольного департамента АО «АрселорМиттал Темиртау», в частности для дегазации особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub> на полях шахт им. Ленина и «Казахстанская».

5. На глубинах более 450 метров апробированная усовершенствованная технологическая схема обработки, заключающаяся в циклическом гидропневмовоздействии с использованием геоэнергии массива доказала свои преимущества перед базовыми технологиями гидровоздействия и гидропневмовоздействия.

6. Обоснован механизм совершенствования технологии заблаговременной дегазации особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub> на шахтах Карагандинского бассейна.

7. Анализ результатов предварительных испытаний технологии гидродинамического воздействия на пласт с использованием геоэнергии



массива показал, что самоподдерживающееся разрушение наиболее эффективно реализуется при наличии слабой пачки в структуре угольного пласта. Эффективность разработанной технологии на 30÷40% выше по сравнению с традиционной технологией гидрорасчленения.

8. Установлено, что провоцирование выброса угля из техногенного коллектора, формируемого в зоне заблаговременной дегазационной подготовки, достигается при закачке порции жидкости с темпом 60÷70 л/с в объеме свыше 800 м<sup>3</sup>.

9. Определены направления и разработаны рекомендации по совершенствованию технологии гидродинамического воздействия на пласт с использованием эффекта СПРУ путем применения в качестве рабочего агента воздуха, пены или аэрированной жидкости, разработаны основы усовершенствованной технологии.

10. Воздействие на прискважинную часть пласта с использованием воздуха при реализации режима СПРУ (на базе пневморазгрузки) может быть рекомендовано как подготовительный этап по реализации исследуемой технологии, требующий дальнейшего гидрорасчленения пласта и гидравлической (или пневмогидравлической) разгрузкой.

11. Разработан, утвержден в установленном порядке и принят к реализации техно-рабочий проект на заблаговременную дегазацию пласта Д<sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская» через скважину № 56 с использованием усовершенствованной технологии пневмогидродинамического воздействия с использованием эффекта СПРУ на основе применения в качестве рабочих агентов аэрированной жидкости и воздуха.

### **3 Разработка рекомендаций по совершенствованию дегазационной подготовки угольных пластов из подземных выработок**

#### **3.1 Предварительная пластовая дегазация из подземных выработок без активных воздействий на угольный пласт**

Положение с предварительной пластовой дегазацией (ППД), осуществляемой из подземных выработок в период подготовке выемочного участка к безопасной и интенсивной отработки, целесообразно рассмотреть на примере шахт Карагандинского угольного бассейна, где эта типовая технология применяется наиболее широко. В Печорском угольном бассейне эта технология практически не применяется, в Кузнецком угольном бассейне до последнего времени применялась ограниченно.

ППД в Караганде осуществляется бурением скважин по пласту из подготовительных выработок и характеризуется относительно низкой эффективностью - в пределах 10÷20%, которая уменьшается с ростом глубины горных работ [73, 74].

Сроки дегазации при реализации этой технологической схемы должны быть не менее 6 месяцев для достижения необходимой глубины дегазации [98, 107]. Однако, при современных скоростях подвигания линии очистного забоя и относительно невысоких темпах проведения выработок по углю, как правило, выдержать требуемые сроки предварительной дегазации (6÷12 месяцев) не удастся.

Рассмотрим состояние предварительной пластовой дегазации на шахтах УД АО «АрселорМиттал Темиртау» (далее УД АМТ) подробнее. Газообильность очистных забоев в зависимости от горно- геологических условий и нагрузки на шахтах УД составляет 50 ÷ 140 м<sup>3</sup>/мин и иногда более. Природная газоносность угольных пластов в основном лежит в диапазоне 15 ÷ 30 м<sup>3</sup>/т. Для снижения газоносности пласта при подготовке практически всех очистных забоев применяется ППД. Пластовые скважины бурятся через 2 ÷ 8 м диаметром 80 мм со сроком дегазации не менее 6 месяцев. Сетка скважин во многих случаях составляющая 2 ÷ 4 м обусловлена низкой

газопроницаемостью пласта, составляющей порядка  $0,01 \div 0,02$  и менее миллиарси (мД) и соответственно невысокой газоотдачей скважин. Анализ работы ППД в Карагандинском угольном бассейне представлен в таблице 3.1.1. [116].

Таблица 3.1.1 - Анализ работы подземной пластовой дегазации на шахтах УД АМТ

Шахта, лава	Способ дегазации	Наименование выработки	Дегазир-уемые запасы, тыс.т	Кол-во сква-жин, шт	Средняя длина скважин, м	Рас-ния между скваж., м	Срок дегазации, сут	Средний дебит, м3/мин	Удельный сьем метана, м3/п.м.сут	Извлечено метана, м3/т	Извлечено метана, тыс.м3
Шахта им.Кузембаева											
42 К10-з	пред. пласт.	конв.штр.42 К10-з	760	211	120	8	840	1,21	0,07	1,93	1464
	пред. пласт.	вент.штр.42 К10-з	118	18	110	8	285	0,15	0,11	0,57	67
42 К12-1в	пред. пласт.	конв.штр.42 К12-1в	392	160	120	2	302	0,89	0,07	0,99	387
	пред. пласт.	вент.штр.42 К12-1в	369	75	120	8	907	0,5	0,08	1,77	654
Шахта "Саранская"											
63 К10-в 3 р-н	пред. пласт.	конв.штр.63 К10-в	1530	185	160	8	930	0,8	0,04	0,7	1071
	пред. пласт.	пар.кон.ш. 63 К10-в	742	175	70	8	285	0,65	0,07	0,36	267
Шахта "Абайская"											
31 К10-с	пред. пласт.	конв.штр.31 К10-с	1452	253	146	4	590	1,36	0,05	0,8	1155
	перед. пласт.	вент.штр.31 К10-с	35,8	15	120	2-4	12	1,22	0,97	0,59	21,1
31 К10-ю	пред. пласт.	конв.штр.31 К10-ю	840	80	120	8-12	540	1,4	0,2	0,55	466
	перед. пласт.	вент.штр.31 К10-ю	31,7	15	100	2-4	12	1,7	1,1	0,9	29,4
32 К 10- ю	пред. пласт.	конв.штр.32 К10-ю	1000	138	150	8	330	0,9	0,06	0,43	428
Шахта "Шахтинская"											
322 Д6-ц	пред. пласт.	конв.штр.322 Д6-ц	663,3	245	110	4	459	1,49	0,08	1,48	985
	перед. пласт.	вент.штр.322 Д6-ц	24,9	28	80	4	15	0,49	0,32	0,42	10,6
Шахта им.Ленина											
3.03 Д6-1в	пред. пласт.	конв.штр 3.02 Д6-1в. в сторону .3.03	456,8	139	90	8	1290	0,38	0,04	1,79	708
	пред. пласт.	конв.штр 3.03 Д6-1в. в сторону .3.03	355,3	145	70	8	1460	0,35	0,05	1,79	743
3.04 Д6-1в	пред. пласт.	конв.штр 3.03 Д6-1в в сторону .3.04	568,3	152	70	8	2190	0,42	0,06	1,88	1311
	пред. пласт.	конв.штр 3.04 Д6-1в в сторону .3.04	730,3	190	90	8	1257	0,62	0,05	1,88	1124
3.05 Д6-1в	пред. пласт.	конв.штр 3.04 Д6-1в в сторону .3.05	855	227	90	4-8	1144	1,21	0,09	1,95	2129
	пред. пласт.	конв.штр 3.05 Д6-1в. в сторону .3.05	570	203	60	4-8	685	0,67	0,08	1,95	655
3.06 Д6-1в	пред. пласт.	конв.штр 3.05 Д6-1в в стор..3.06 от +120 до 0	570	60	130	8	1970	0,68	0,12	3,37	1917
	пред. пласт.	конв.штр 3.05 Д6-1в. в стор..3.06 ниже гор.0	580	161	130	4	966	0,69	0,12	1,64	953
	пред. пласт.	конв.штр 3.06 Д6-1в. в стор..3.06 выше гор.0	537	84	130	8	613	1,89	0,16	1,94	1040
	пред. пласт.	конв.штр 3.06 Д6-1в. в стор..3.06 ниже гор.0	660	96	130	4	187	2,19	0,18	0,89	590
Шахта "Казахстанская"											
232 Д6-з	пред. пласт.	конв.штр.232 Д6-з	830	125	175	8-12	545	1,45	0,09	1,37	1138
	перед. пласт.	конв.штр.232 Д6-з	94,1	18	100	4	40	0,2	0,16	0,12	11,5
314 Д6-в	пред. пласт.	конв.пр.штр.314Д6-в	232	53	135	4	104	4,2	0,85	2,7	629

Можно обобщенно отметить, что применение предварительной пластовой дегазации может обеспечивать в течение  $6 \div 12$  месяцев съём метана в среднем до  $2 \text{ м}^3/\text{т}$ .

ППД подземными скважинами целесообразна при проницаемости пласта равной или большей  $10^{-3} \div 10^{-4}$  миллиарси (мД) [92]. Эффективность ППД может быть несколько повышена путем применения рациональных схем передовой дегазации, использующих эффект повышения проницаемости угольного массива в прилегающей к очистному забою зоне. Проницаемость пласта на расстоянии  $25 \div 30$  м впереди забоя лавы на  $3 \div 4$  порядка выше, чем в нетронутом массиве и составляет порядка  $10^{-1} \div 10$  миллиарси. Но необходимо отметить, что суммарный эффект от эффективной по дебитам метана передовой дегазации незначителен из-за его кратковременности при современных темпах подвигания очистного забоя.

Типовые схемы дегазации скважинами, пробуренными параллельно забою лавы, на глубоких горизонтах недостаточно эффективны, так как рабочая часть скважины и ее устье попадают в зону повышенной трещиноватости одновременно, что приводит к разгерметизации устья скважины, увеличению подсосов воздуха, снижению продуктивности скважины.

В целях устранения отмеченных выше недостатков и повышения эффективности по извлечению метана применяются технологические схемы дегазации пласта скважинами, развернутыми на очистной забой [84-87].

Отметим, что увеличение длины очистного забоя приводит к снижению эффективности ППД [74]. Это связано с тем, что в ряде случаев (мягкие пачки угольных пластов, искривление скважин, водопритоки и т.д.) скважины переваливаются и эффективная длина скважины оказывается значительно меньше проектной. Исследования также показывают, что при увеличении проектной длины скважины в два раза, например, со 100 до 200 м, дебит метана на практике увеличивается приблизительно в 1,5 раза.

Для уменьшения негативного влияния передавливания скважин специалистами ИГД им. А.А. Скочинского и ИПКОН РАН была предложена технологическая схема дегазации пласта перекрещивающимися скважинами. Дегазационные скважины могут являться источниками роста трещин, протяженность которых выше при бурении перекрещивающихся скважин. В связи с этим передавливание скважин необязательно приводит к уменьшению ее эффективной длины, поскольку существует аэродинамическая связь между отдельными скважинами.

Проницаемость угольных пластов и эффективность их дегазации могут быть повышены путем активных воздействий, например, путем гидродинамического воздействия на угольный пласт.

Эффективность ППД угольного пласта, осуществляемой по типовой схеме бурения параллельно-одиночных скважин может составлять  $15 \div 30$  % за  $6 \div 12$  мес. дегазации [79-81]. Другие исследования корректируют эту величину в меньшую сторону, в частности, до уровня  $10 \div 20$  % [76, 82].

Меньшее из указанного диапазона значение эффективности соответствует нисходящим скважинам, причем, как правило, обводненным, большее - восстающим. Эффект от применения ППД уменьшается с ростом глубины разработки угольных пластов, т. к. с углублением горных работ существенно снижается газопроницаемость угольного массива, а также осложняются процессы бурения протяженных скважин.

На больших глубинах подземной разработки традиционно применяемые схемы дегазации пласта параллельными забоями лавы скважинами [83, 80] за  $180 \div 360$  суток позволяют извлекать в среднем  $0,5 \div 1,5$  м<sup>3</sup> метана с 1 т дегазуемых запасов угля, что далеко не всегда достаточно для обеспечения безопасной и интенсивной разработки газоносных угольных пластов [84].

Дополнительный положительный эффект от дегазации пласта скважинами, ориентированными на очистной забой, достигается тем, что скважины функционируют в зонах техногенного трещинообразования, где

газопроницаемость угольного пласта на порядки выше проницаемости пласта вне зоны влияния очистного забоя. Эта схема дегазации на пластах с низкой газопроницаемостью в среднем в 1,8 раза эффективнее типовой за счет большей продуктивности скважин в зоне техногенного трещинообразования, расположенной перед забоем лавы на расстоянии порядка 30 м. В тоже время на высокопроницаемых пластах эти схемы дегазации при равных объемах бурения скважин практически равноценны [84, 85].

Таким образом, можно отметить, что в настоящее время при разработке неразгруженных от горного давления угольных пластов на современных глубинах разработке 300÷400 метров и более ожидаемая эффективность ППД составляет 10÷20%, что в широком числе случаев при интенсивной угледобыче не в состоянии обеспечить должный уровень метанобезопасности.

Как было показано в разделе 1.6 настоящей диссертации в области разработке газоносных угольных пластов с требуемой эффективностью пластовой дегазации 0,2÷0,4 решением проблемы обеспечения безопасной по газовому фактору угледобычи могут являться технологии ППД с применением активных воздействий на угольный пласт, направленных на существенное повышение природной газоносности пластов и интенсивности газоотдачи угля. Одной из возможных и перспективных технологий может являться гидроразрыв угольного пласта, осуществляемый из подземных выработок. Эта технология, ее параметры и возможности ее эффективного применения подробно рассмотрены в разделе 3.3 настоящей диссертации.

### **3.2 Применяемые и перспективные способы пластовой дегазации на шахтах АО «СУЭК-Кузбасс»**

На шахтах АО «СУЭК-Кузбасс» применяются различные виды дегазации, выполняемые специализированным структурным подразделением - Управлением дегазации и утилизации метана (УДиУМ) АО «СУЭК-Кузбасс» с привлечением субподрядных организаций (ООО «Сибхимукрепление» и др.).

На ряде шахт компании применяется ППД разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подготовительных выработок. Скважины бурятся станками БУГ-200 (Россия), многофункциональной машиной с навесным буровым оборудованием типа DHL-1200 (Германия). Диаметр скважин составляет  $96\div 114$  мм, длина  $120\div 280$  метров, при расстоянии между скважинами  $9\div 15$  метров. Скважины подключены к дегазационным установкам с водокольцевыми насосами при помощи дегазационных трубопроводов  $273\div 325$  мм. Расход метановоздушной смеси (МВС) составляет  $12\div 20$  м<sup>3</sup>/мин при концентрации метана  $40\div 60\%$ . Доказанная эффективность ППД составляет  $10\div 20\%$ .

Значительно большую эффективность (до 80% и более) имеют способы дегазации выработанного пространства. Нужно отметить, что не решенных принципиальных научных проблем с дегазацией выработанного пространства в настоящих условиях не наблюдается ввиду того, что метан там находится в основном в свободном состоянии. Главная сложность при такой ситуации заключается в выработке грамотных инженерных решений и их техническом сопровождении. В этом заключается существенное отличие от дегазации неразгруженных от горного давления разрабатываемых угольных пластов, где практически весь метан находится в связанном (сорбированном) виде и содержание метана в свободной фазе не превышает  $2\div 8\%$ . Газоперенос в пласте осуществляется крайне медленно, что связано с тем, что природная проницаемость угольных пластов на современных глубинах разработки составляет сотые и тысячные доли миллидарси ( $1 \text{ мД} = 10^{-15} \text{ м}^2$ ). Изложенное дополнительно обосновывает актуальность того, что областью диссертационного исследования являются вопросы собственно пластовой дегазации.

Практика ведущих угледобывающих стран мира подтверждает востребованность технологий дегазации горного массива протяженными скважинами направленного бурения. Скважины бурятся из горных выработок установкой типа VLD-1000A (Австралия). Система направленного бурения

типа DGS состоит из внутрискважинного бурового инструмента, буровых штанг с проводником сигнала «МЕССА» и компьютера, на который выводится визуализированная информация о бурении: азимут, расстояние, угол отклонения и т.д.

В АО «СУЭК-Кузбасс» успешно освоен метод бурения длинных (до  $700 \div 1000$  м) скважин направленного бурения из горных выработок, который в дальнейшем можно использовать для дегазации пластов - спутников как вышележащих, так и нижележащих, что особенно важно. На основе метода направленного бурения скважин можно производить геологоразведку угольных пластов на тех участках, где недостаточно горно-геологических данных для проектирования ведения горных работ. При выявлении зон повышенной газоносности возможно точно бурить скважины для извлечения метана, снизив вероятность загазирования горных выработок.

Возможно также применение в перспективе скважин направленного бурения для целей предварительной (ППД) и заблаговременной пластовой дегазации (ЗДП).

Автором диссертации совместно с Всероссийским научно-исследовательским институтом организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ОАО «ВНИИОЭНГ») рассмотрены [120,121] ряд вариантов технологических решений по строительству горизонтальных скважин для дегазации выемочных участков угольного пласта «Болдыревский» шахты им. Кирова (Кузбасс).

Проанализируем перспективные предложения в плане применения протяженных пластовых скважин непосредственно для дегазации угольных пластов и приведем некоторые соображения по существу реальной эффективности и возможностей подобных технологических решений.

Возможности пластовой дегазации, осуществляемой из подземных выработок, ограничены на современных глубинах разработки более 400 метров абсолютными средними величинами снижения природной газоносности разрабатываемого пласта от 1 до 2 м<sup>3</sup>/т дегазлируемых запасов,



что далеко не во всех случаях может решить проблему необходимого снижения газовыделения из разрабатываемого пласта для обеспечения планируемого уровня добычи угля.

Как показано в работе [122], дегасируется в среднем до 1 м (максимум 1,5 м) угольного пласта вокруг скважины в ограниченный период времени пластовой дегазации (0,5 - 1 год). Ограниченность по размерам дегазированной зоны косвенно подтверждается и тем фактом, что в настоящее время на шахтах Карагандинского угольного бассейна, например, пластовые скважины из подготовительных выработок бурятся через 2÷4 м.

Резкое затухание дебита из пластовых скважин, например, по полученным нами фактическим данным на шахте им. Кирова (рисунок 3.2.1), можно объяснить тем фактом, что угольный пласт вне зоны интеграции (дегазации) пласта является практически газонепроницаемым (фазовая проницаемость пласта для газа). В той ограниченной зоне пласта, где работал буровой инструмент и была приложена энергия и, следовательно, нарушено равновесие и частично разрушен массив, проявляется газопроницаемость и формируется дебит газа. По истечении некоторого времени газ в зоне дезинтеграции истощается, прилегающий массив угля «слеживается» и газопроницаемость его уменьшается до 0 (возврат к практически первоначальному состоянию).

Аргументами «за» в предположении, что проницаемость пласта в нетронутом (неразгруженном от горного давления) массиве равно 0, могут служить следующие известные моменты:

- различные значения газоносности одного и того же угольного пласта в близлежащих точках по данным геологоразведки (даже с учетом известных методических и технических ошибок при измерении этой величины;
- прекращение газовыделения из стенок подготовительных выработок (по различным источникам продолжительность газовыделения изменяется от 1 до 6 месяцев);

- конечный размер зоны дренирования массива от стенки подготовительной выработки (штрека);
- предположение, что газопроницаемость является функцией перепада газового давления (депрессии) и практически равна 0 до какой-то критической величины.

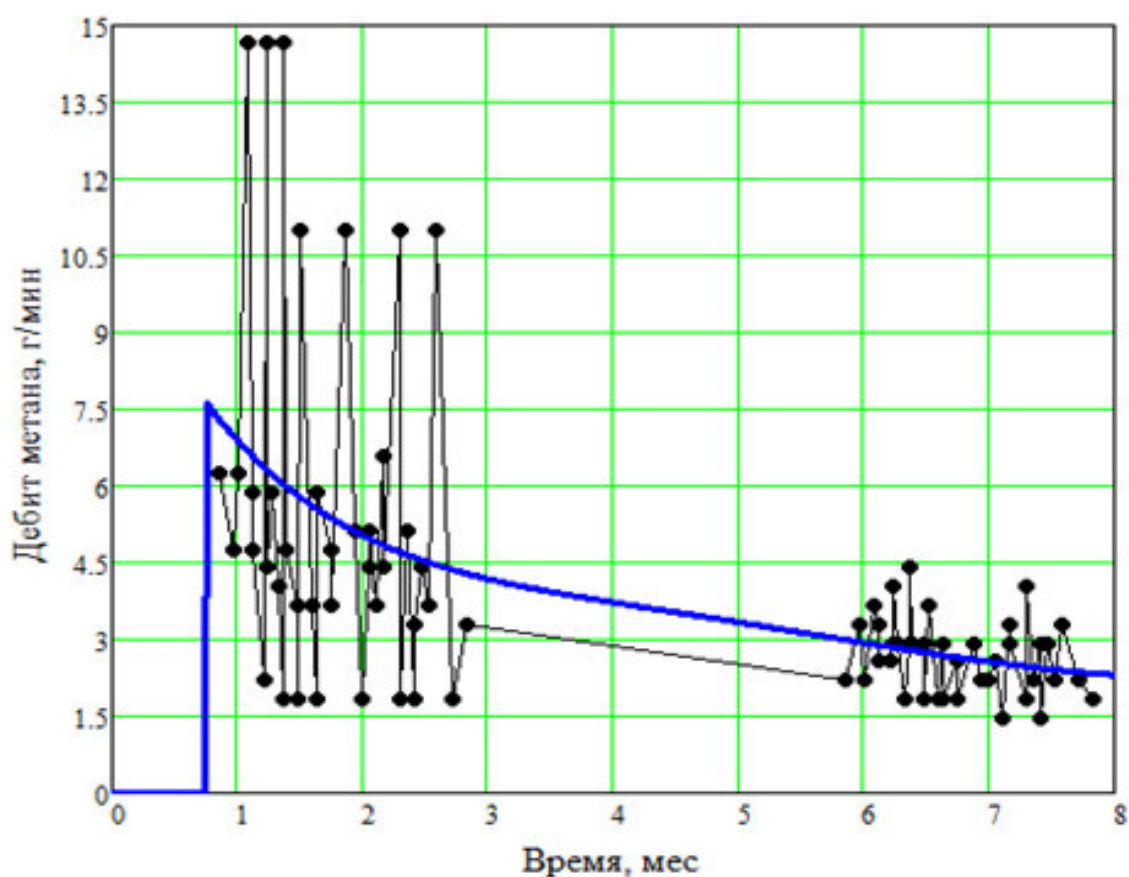


Рисунок 3.2.1 - Динамика изменения дебита подземных пластовых скважин во времени

Ограниченность зоны дегазации требует от изложенного выше технологического предложения [120, 121] того, чтобы сам ствол протяженной ориентированной скважины и его ответвления охватывали всю предполагаемую к дегазации зону пласта и располагались не далее 1-2 м друг от друга. Нетрудно видеть крайне неудовлетворительную экономичность и технологическую надежность реализации такого «тяжелого» способа пластовой дегазации.

Можно резюмировать следующее.

Одним из «узких» местом дегазационных работ при высокой интенсивности разработки газоносных угольных пластов на шахтах АО «СУЭК-Кузбасс» являются работы по пластовой дегазации.

Для планирования работ на шахте им. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс» (рассмотренной в качестве объекта исследований) на перспективных выемочных полях при существующих высоких нагрузках на очистные забои и высокой газоносности угля необходимым этапом работ должно являться применение усовершенствованной технологии пластовой дегазации на базе эффективных активных воздействий на дегазируемые угольные пласты, которые должны существенным образом повышать проницаемость и газоотдачу угольных пластов для достижения глубокой дегазации. Далее мы рассмотрим возможности применения гидродинамических воздействий на разрабатываемые угольные пласты из подземных выработок.

### **3.3 Основные технологические параметры гидроразрыва из подземных горных выработок**

Изложенные выше разновидности технологии пластовой дегазации могут существенно повысить свою эффективность при повышенной начальной проницаемости угольного пласта, чего можно достичь на базе предварительного применения технологии гидроразрыва дегазируемого угольного пласта.

Высокая потенциальная возможность достижения искомого эффекта базируется на исследованиях, анализ которым был дан в разделе 1.4 настоящей диссертационной работы.

При пластовой подготовке скважины гидроразрыва бурятся непосредственно по угольному массиву (рис. 3.3.1). При этом в зависимости от подготовленности горизонта применяются восстающие, нисходящие или горизонтальные скважины гидроразрыва. После осуществления гидроразрыва пласта по угольному массиву в обработанной зоне бурятся пластовые дегазационные скважины и обе группы скважин подключаются к вакуумной линии.

Основными технологическими параметрами в процессе гидроразрыва угольного массива являются: давление нагнетания, темп закачки, общий объем закачиваемой жидкости и радиус влияния скважин гидроразрыва, влияющий на геометрию заложения скважин гидроразрыва и пластовых скважин.

При выборе типа насоса для гидроразрыва пласта необходимо, чтобы он был рассчитан на такое давление, которое приведет к раскрытию существующих и (или) образованию новых трещин в угле.

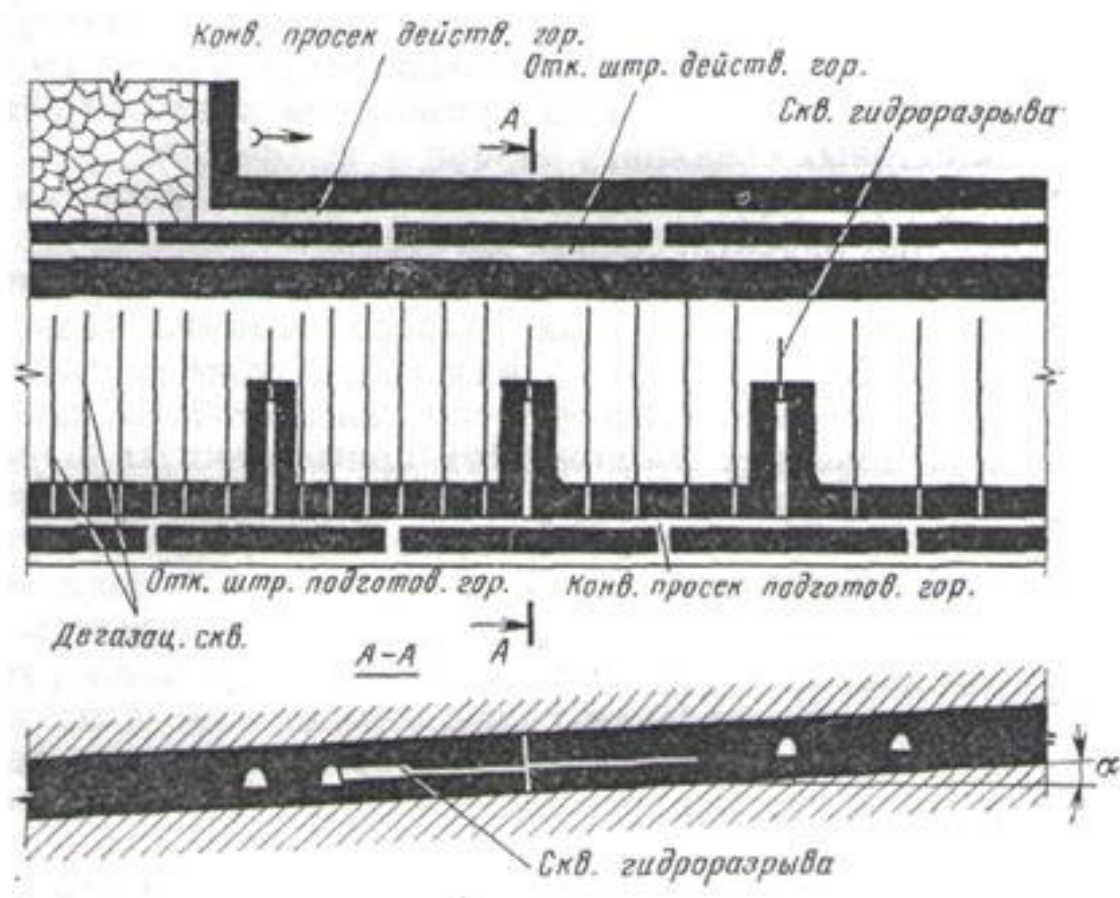


Рисунок 3.3.1 - Схемы дегазации угольного массива с применением гидроразрыва через восстающие пластовые скважины

Определение разрывающего усилия может быть [117] осуществлено по формуле

$$P_r = (1 - \nu)(2q_\infty + \sigma_s) \quad (3.3.1)$$

где  $P_r$  - давление жидкости, необходимое для образование-. вертикальной трещины при гидроразрыве, МПа;

$\nu$  - коэффициент Пуассона;

$q_\infty$  - боковое горное давление, МПа;

$\sigma_s$  - напряжение угля на разрыв, МПа.

Результаты расчета по этой формуле показывают, что давление, при котором должен происходить гидроразрыв пласта, например, на глубине 300-400 м от поверхности, должно составлять 10,5-11,5 МПа.

Результаты работ и исследований по пластам  $K_{12}$ ,  $K_{13}$  и  $K_{10}$  на шахтах Карагандинского бассейна на глубине 300÷400 м от поверхности показали, что гидроразрыв в основном происходит при давлении 8,0÷12,0 МПа. Это свидетельствует о близкой сходимости фактических значений давления с расчетным.

Для интенсификации процесса дегазации пласта необходимо наличие трещин гидроразрыва в раскрытом виде, что возможно при соблюдении следующего условия [118]:

$$\eta = (P_r / q_\infty + \Delta P_c / q_\infty) / (P_r / q_\infty - 1) > \quad (3.3.2)$$

где  $\Delta P_c$  — потеря давления в трещине, МПа;

$$\Delta P_c = P_r - P_k \quad (3.3.3)$$

$P_k$  - давление воды на контуре, равное давлению газа в пласте, МПа.

Анализ результатов расчета, проведенного по формуле (3.3.2), показывает, что при давлении воды в скважине 10,0 - 12,0 МПа после гидроразрыва образуются трещины в раскрытом виде, не требующие специального закрепления различного рода пропантантами.

О существовании трещин в раскрытом виде свидетельствует высокий дебит метана как в скважины гидроразрыва после закачки в них рабочей жидкости, так и в пластовые скважины, буримые по угольному массиву на значительном расстоянии от скважин гидроразрыва.

Темп закачки и радиус гидроразрыва являются взаимосвязанными параметрами. Чем выше темп закачки, тем больше радиус гидроразрыва, и наоборот. При расходе воды  $0,14 \div 0,6$  л/с и менее [92] естественные трещины не раскрываются, а происходит только фильтрация воды в пласт, т. е. увлажнение угольного массива. Поэтому для образования несмыкающихся трещин при гидроразрыве пласта на значительном расстоянии от скважин целесообразно применять насосы с максимально возможной производительностью.

Приемлемым для работы в угольных шахтах является насос типа 9МГР-61, который для использования в условиях сверхкатегорных шахт комплектуется с электродвигателем во взрывобезопасном исполнении.

Для решения вопроса о необходимом количестве рабочей жидкости были построены теоретические модели распространения жидкости в пласте и проведены специальные экспериментальные работы. Ввиду большей фильтрационной способности угля по сравнению с вмещающими породами принято считать, что движение жидкости в основном происходит по пласту и она практически не проникает в породы кровли и почвы пласта.

При построении моделей распространения рабочей жидкости в угольном массиве вокруг скважины также принято, что массив угля представляет собой однородную пористую среду, которая пересекается многочисленными открытыми и заполненными минеральными примесями трещинами, ориентированными в различных направлениях. Установлено, что движение жидкости в угле происходит в основном по трещинам с большим зиянием. В частности, в работе [119] отмечено, что даже при увлажнении угольного пласта основная масса жидкости движется по трещинам размером более 5 мкм.

При гидроразрыве пласта, когда в угольный массив в единицу времени подается большое количество воды, есть все основания полагать, что в первую очередь жидкость также движется по крупным трещинам. Под воздействием «водяного клина» происходит увеличение зияния крупных трещин с

одновременным смыканием трещин с малым зиянием за счет подвижек и уплотнения угольной массы, находящейся между трещинами.

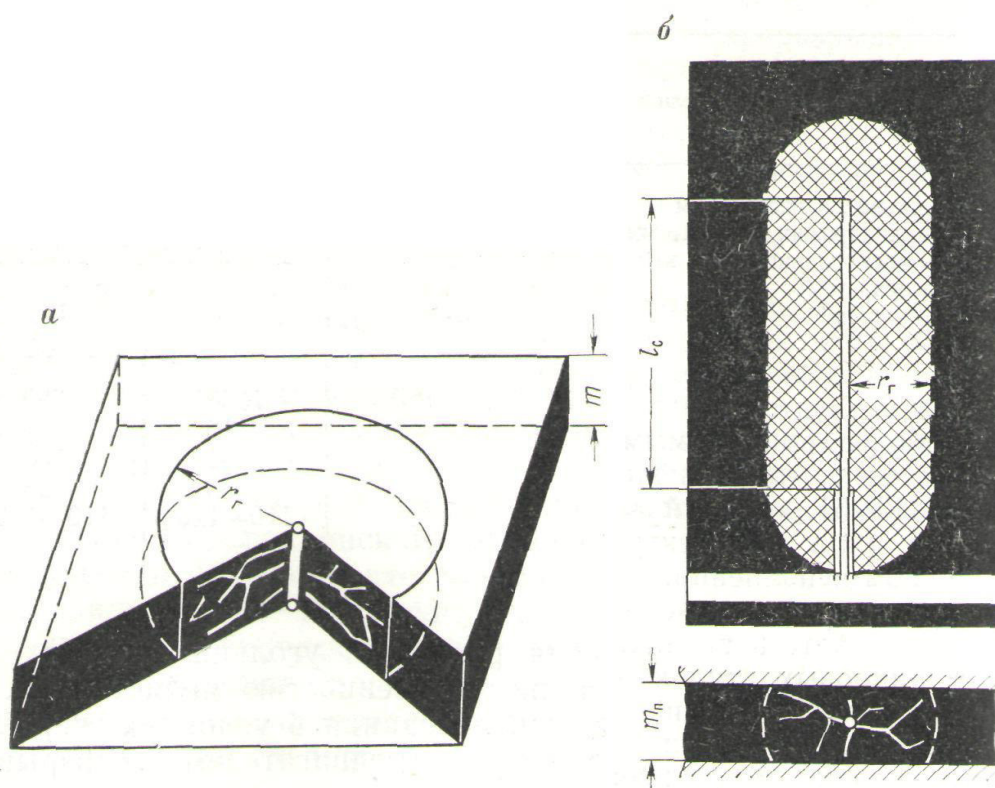


Рисунок 3.3.2 – Модель распространения жидкости в пласте

Скважины гидроразрыва в пласте могут располагаться вкрест простирания пласта в случае бурения из полевых выработок и по напластованию угля при бурении по угляю. В связи с этим рассмотрим два варианта распространения рабочей жидкости в угольном массиве.

При гидравлическом воздействии на угольный пласт через породные скважины или пластовые скважины с небольшой рабочей поверхностью (0,5 - 2 м) в первоначальный момент подачи воды в угольном массиве, примыкающем непосредственно к забою скважины, зона, по которой движется жидкость в угле, в общем случае будет представлять сферически радиальный поток, напоминающий вид эллипсоида. После достижения жидкостью кровли и почвы пласта зона воздействия принимает вид усеченного эллипсоида. При дальнейшем движении жидкости от скважины радиальный поток жидкости,

напоминающий эллипсоид, приобретаем вид цилиндра определенного радиуса с образующей, равной мощности пласта (рис. 3.3.2).

Основываясь на равномерном поступлении жидкости во все стороны, определим общий объем угля, подвергнутого гидроразрыву, по формуле

$$Q_y = \pi r_{\Gamma}^2 m_{\Pi} \quad (3.3.4)$$

где  $Q_y$  — количество угля,  $\text{м}^3$ ;

$r_{\Gamma}$  — радиус действия скважины гидроразрыва в плоскости пласта, м;

$m_{\Pi}$  — полная мощность пласта, м.

Обозначим через  $k_3$  - коэффициент заполнения угольного массива рабочей жидкостью для гидроразрыва. Тогда потребное количество воды для гидроразрыва пласта можно определить по уравнению

$$Q_B = \pi r_{\Gamma}^2 m_{\Pi} k_3. \quad (3.3.5)$$

Для гидроразрыва угольного массива через скважину, пробуренную непосредственно по пласту, предложена модель, показанная на рис. 3.3.2.

В начальный период закачки воды в угольный массив через пластовую скважину зона, по которой происходит движение жидкости, будет представлять фигуру, напоминающую вытянутый эллипсоид с большой осью, совпадающей с осью скважины. С достижением кровли и почвы пласта форма потока принимает вид геометрической фигуры, объем которой определяется из выражения

$$Q_y = (\pi r_{\Gamma}^2 + 2r_{\Gamma}l_c) m_{\Pi} \quad (3.3.6)$$

Потребное количество воды  $Q_B$  для гидроразрыва пласта в радиусе действия скважины  $r_2$  в этом случае составит

$$Q_B = (\pi r_{\Gamma}^2 + 2r_{\Gamma}l_c) m_{\Pi} k_3. \quad (3.3.7)$$

Коэффициент  $k_3$  при гидроразрыве через пластовые скважины имеет то же значение, что и при гидроразрыве через скважины, пробуренные вкост



простираения пласта. Значение этого коэффициента определено двумя методами. Сущность первого метода заключается в том, что на определенном расстоянии от скважины гидроразрыва бурят контрольные скважины, служащие для наблюдения за состоянием давления газа (воды) в процессе гидроразрыва. При этом фиксируют: общее количество поданной жидкости и давление газа (воды) на контрольных скважинах. Решением формул (3.3.5) и (3.3.7) относительно  $k_3$  подсчитаны значения коэффициента заполнения угольного массива рабочей жидкостью гидроразрыва.

Сущность второго метода заключается в наблюдениях за поступлением воды в пробуренные дегазационные скважины или пройденные горные выработки. При этом фиксируется общее количество поданной воды и расстояние от скважины гидроразрыва до места прорыва воды в дегазационную скважину (горную выработку).

На основании этих двух методов были установлены, например, (приведем для ориентира), следующие значения коэффициента  $k_3$  для Карагандинских пластов:  $K_{13}$  - 0,0013;  $K_{12}$  - 0,0007;  $K_4$  - 0,0017. Для углей поля шахты им. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс» это значение в настоящее время устанавливается.

На основании действующих методических документов по дегазации [98, 107] в табл. 3.3.1 приведены значения  $k_3$ .

Таблица 3.3.1 – Значения коэффициента  $k_3$

Пласты угля	Мощные	Средней мощности
Коэффициент $k_3$	0,0007-0,0010	0,0012-0,0017

Например, для условий пласта 24 «Болдыревский» при радиусе влияния скважины ГРП 30 м объем рабочей жидкости составит  $5 \div 15 \text{ м}^3$ .

Расстояние, на которое распространяется вода в пласте, характеризует зону действия скважины гидроразрыва. Однако принимать максимальное значение протяженности зоны проникновения воды в угольный массив в качестве расстояния эффективного гидроразрыва  $R_r$  нецелесообразно,

поскольку трещиноватость пласта не однородна, и по этой причине происходит неравномерное распространение воды по всему массиву.

Согласно [107] радиус действия скважины гидроразрыва,  $R_r$ , м определяется опытным путем или по рекомендациям НИИ (ориентировочно  $R_r \leq 30$  м). На первом поисковом этапе работ радиус гидроразрыва будет оценен по дебитам пластовых скважин, которые будут пробурены в непосредственной близости от скважин гидроразрыва. Аналитическая оценка радиуса гидроразрыва проведена в соответствии с [115, 106] и составляет ориентировочно для условий пласта «Болдыревский» на шахте им. Кирова 30 м. Расстояние между пластовыми скважинами гидроразрыва, пробуренными по простиранию (падению) пласта, должно приниматься равным двукратной величине расстояния эффективного гидроразрыва.

В качестве рекомендаций для дальнейших исследований в этом направлении следует указать следующее.

Необходимо определить эффективные, а затем оптимальные параметры изложенной технологии дегазации неразгруженных от горного давления угольных пластов на основе гидроразрыва из пластовых выработок.

Целесообразно изыскивать возможность проводить гидроразрыв не через пластовые скважины, а с использованием скважин, пробуренных из полевых выработок (иначе это называется бурением на пласт через породную пробку). В этом случае отпадает необходимость размещать в угольном пласте 30-35 метров обсадной трубы, что несколько осложняет последующее ведение очистных работ. В случае бурения пластовых дегазационных скважин необходимо установить эффективные параметры длины необсаженной части пластовой скважины, через которую непосредственно производится гидроразрыв. В проведенных нами предварительных испытаниях эта длина варьировалась от 2 до 7 метров. Дальнейшие аналитические оценки показали, что возможно эту величину увеличить до 50-100 метров, что требует экспериментальной проверки.

Необходимо исследовать зависимость эффективности технологии гидроразрыва от общего объема закачанной жидкости, для чего на следующем этапе работ провести закачки воды в диапазоне 100 – 300 м<sup>3</sup> рабочей жидкости.

Целесообразно рассмотреть вопрос о применении передвижных насосов высокого давления для производства инъекций на основе гидроразрыва вместо использованной нами на изыскательском этапе маслостанции, основная цель работы которой - поддержание давления в стойках крепи очистного комплекса.

Целесообразно разработать надежную схему поинтервального гидроразрыва (микрогидроразрыва) с использованием пакеров или герметизаторов, что до настоящего времени не нашло практического решения.

### **Выводы по главе 3**

1. Эффективность предварительной дегазации угольного пласта, осуществляемой по традиционной схеме бурения параллельно-одиночных скважин за контур будущей выработки, может составлять до 15÷30 % за 6÷12 месяцев дегазации.

2. На современных глубинах разработке более 300÷400 метров в большинстве угольных бассейнов СНГ ожидаемая эффективность типовой пластовой дегазации, осуществляемой из подготовительных выработок, находится на уровне 10-20% (10% - нисходящие скважины, 20% - восстающие скважины), что во многих случаях не в состоянии обеспечить метанобезопасность при современном уровне нагрузок на очистной забой.

3. Проницаемость пласта на расстоянии 25÷30м впереди забоя лавы составляет  $10^{-1} \div 10$  миллидарси, то есть на 3÷4 порядка выше, чем в нетронутом массиве. Суммарный эффект от эффективной по дебитам метана передовой дегазации незначителен из-за его кратковременности при современных скоростях подвигания очистного забоя. Применение предварительной и передовой пластовой дегазации может в целом обеспечивать в течении 6 - 12 месяцев съём метана до 2 м<sup>3</sup>/т.

4. Доказанная эффективность ППД на шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс» также составляет 10-20%. Возможности пластовой дегазации, осуществляемой из подземных выработок, ограничены на современных глубинах разработки более 400 метров абсолютными средними величинами снижения природной газоносности разрабатываемого пласта от 1 до 2 м<sup>3</sup>/т дегазируемых запасов, зона активной дегазации при этом не превышает 2÷4 метров.

5. Для планирования работ на ряде шахт ОАО «СУЭК-Кузбасс» на перспективных выемочных полях при существующих высоких нагрузках на очистные забои и высокой газоносности угля необходимым этапом работ должно являться применение усовершенствованной технологии пластовой дегазации на базе эффективных активных воздействий на дегазируемые угольные пласты, которые должны существенным образом повышать проницаемость и газоотдачу угольных пластов для достижения глубокой дегазации.

6. Обоснована и разработана усовершенствованная технология предварительной дегазации угольного пласта через скважины, пробуренные из подготовительных выработок, с использованием циклического гидродинамического воздействия на дегазируемый пласт для обеспечения его гидроразрыва.

7. Определены и оценены эффективные параметры (давление нагнетания, темп закачки, общий объем закачиваемой жидкости и радиус влияния скважин гидроразрыва) усовершенствованной технологии предварительной дегазации угольного пласта через скважины, пробуренные из подготовительных выработок, обеспечивающие интенсификацию дегазации пласта на базе повышения его газопроницаемости и газоотдачи в зонах подземного гидроразрыва.

## **4 Апробации технологии предварительной дегазации угольного пласта с использованием его гидроразрыва, осуществляемого из подготовительных выработок**

### **4.1 Подготовка работ по гидроразрыву пласта (выбор объекта испытаний, разработка программы и методики работ).**

Апробации технологии предварительной дегазации пласта с использованием его гидроразрыва по усовершенствованной технологии впервые осуществлялась на шахте им. Кирова (выемочный участок 24-58, пласт «Болдыревский») [138].

Снижение эффективности предварительной дегазации пластов с увеличением глубины работ связано с изменением геомеханического состояния угольного массива. Увеличение геостатического давления вызывает значительное ухудшение фильтрационных свойств угольного пласта, снижение его проницаемости и, как следствие, уменьшение газоотдачи скважин предварительной дегазации и эффективности их работы.

Разработана и утверждена в установленном порядке программа и методика экспериментальных работ по апробации и оценке эффективности технологии пластовой дегазации с использованием гидроразрыва угольных пластов через скважины, пробуренные из подготовительных выработок на шахте им. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс». Этот документ, в перспективе ориентированный и на другие опасные по газу шахты, предназначен для подготовки и экспериментальной проверки способа интенсификации газовыделения из пластовых скважины в условиях отработки пласта «Болдыревский» шахты им. Кирова. Проведение гидроразрыва должно обеспечивать сокращение сроков предварительного извлечения метана и обеспечивать эффективную дегазацию угольных пластов с низкой проницаемостью и газоотдачей.

В настоящее время актуальность применения и совершенствования технологии гидроразрыва существенно возросла ввиду сложности обеспечения дальнейшего роста нагрузки на очистные забои из-за большого

газовыделения непосредственно из интенсивно разрабатываемых угольных пластов. Особую актуальность этот способ будет приобретать при отработке пластов, склонных к внезапным выбросам. Этот вопрос актуален для шахты им. Кирова в самой ближайшей перспективе.

Целью применения разработанной технологии подземного гидроразрыва является интенсификация метаноотдачи угольного пласта с низкой проницаемостью. Основой повышения проницаемости является создание систем трещин в дегазируемом пласте, ориентированных к пластовым скважинам и способствующих эффективному извлечению метана.

Главная идея экспериментальных работ заключается в нагнетании в угольный пласт воды под большим давлением (до 20 МПа и более) и создание сети техногенных трещин для улучшения коллекторских свойств угольного пласта.

Главное преимущество предлагаемого способа гидроразрыва угольного пласта перед аналогами является простота и надежность технической реализации. В данном случае не требуется применение дорогостоящего или уникального специального оборудования (пакеров, герметизаторов различных конструкций и др.).

Сущность испытываемого способа гидроразрыва (ПодзГРП) заключается в том, что скважины гидроразрыва бурят непосредственно по угольному пласту и обработку пласта производят через необсаженный участок скважины расчетной длиной [141] (принимается на первом этапе работ  $2\div 7$  м). В процессе проведения работ этот параметр может быть оптимизирован (рисунок 4.1.1). Предполагается в дальнейшем его существенное увеличение.

Для производства гидроразрыва буровым станком осуществляется бурение скважин на заданную глубину диаметром коронки 132 мм. Длина участка герметизации скважины для гидроразрыва угольного пласта рекомендована в 35 м. Выбирается с учетом того, чтобы исключить прорывы воды из скважины в оконтуривающую угольный пласт горную выработку. На

первом поисковом экспериментальном этапе работ герметизация осуществляется шахтиклеем.

После качественной герметизации скважину разбуривают на 2÷7 метров и подают воду в скважину с темпом до 650 л/мин (10 л/с). Давление и расход воды постоянно контролируют манометром и водомером. Необходимый объем нагнетания воды в одну скважину 5÷30 м<sup>3</sup>. Параметр может корректироваться по результатам наблюдений за водопроявлениями в подготовительной выработке. В случае прорыва воды в выработку гидрообработка незамедлительно прекращается.

В процессе эксперимента производят обработку участков угольного массива через необсаженный участок скважины. Этот параметр может корректироваться на очередных скважинах по результатам анализа графиков изменения давления нагнетания рабочей жидкости в пласт в процессе гидрообработки. Основная цель подобной корректировки заключается в обеспечении концентрации напряжений в пласте и выходе на режим гидроразрыва (или гидрорасчленения) из режима фильтрации, который будет иметь место в начальный период закачки воды в пласт.

После проведения работ по гидроразрыву пласта и измерениям начального дебита и давления в скважинах с отставанием в 2-4 недели производят работы по бурению и подключению типовых пластовых дегазационных скважин.

В качестве первоочередного объекта работ по апробации технологии подземного гидроразрыва был выбран выемочный участок 24-58. Расстояние от монтажной камеры лавы 24-58 до первой скважины гидроразрыва составляет 300 м (рисунок 4.1.1). Эти 300 метров – первая сравниваемая зона, где будет оценена эффективность стандартной технологии подземной пластовой дегазации, как это следует из проекта дегазации шахты.

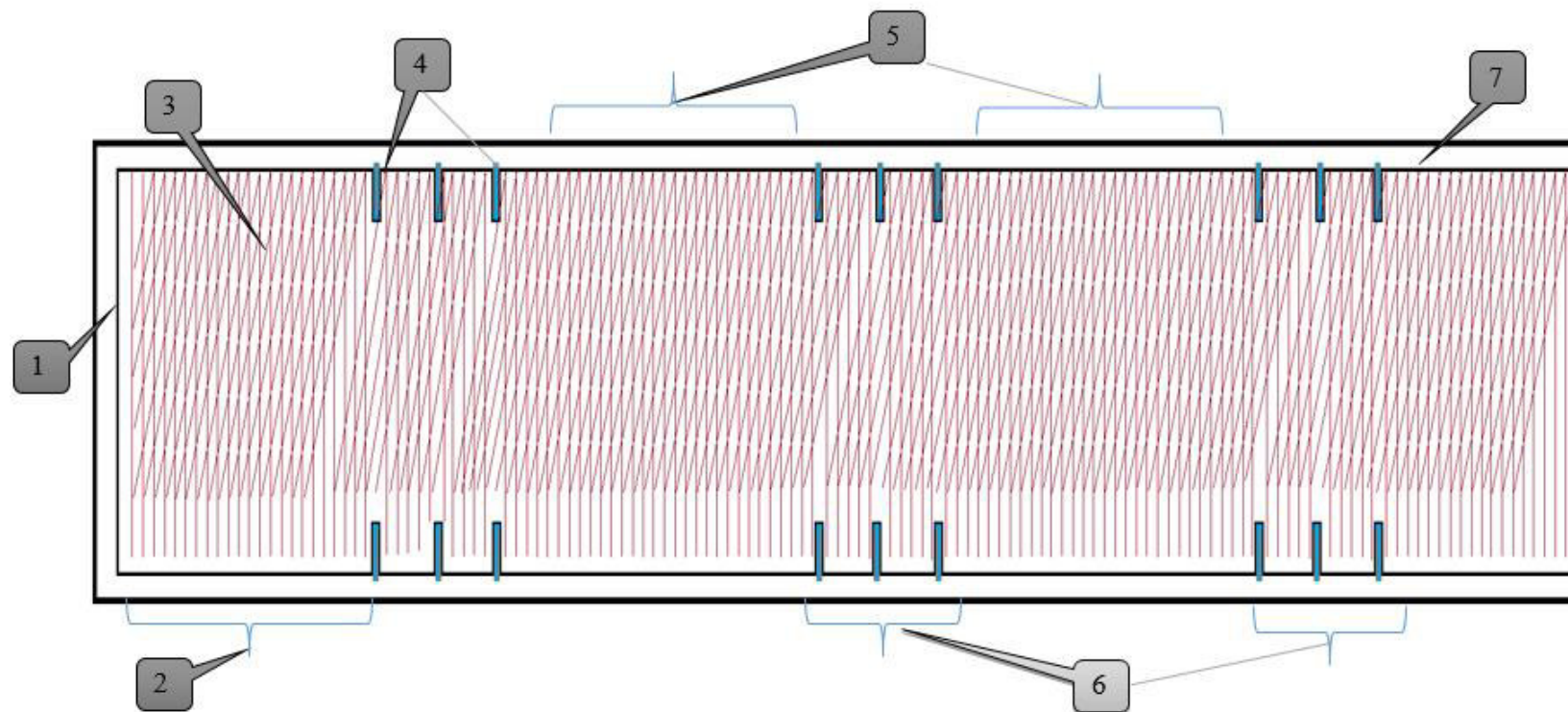


Рисунок 4.1.1 - Схема проведения гидроразрыва угольного пласта:

1- монтажная камера 24-58 длиной 300 м; 2- расстояние от монтажной камеры до заложения скважины гидроразрыва; 3- пластовые дегазационные скважины; 4- скважины гидроразрыва; 5- зоны сравнения (длина 300 м); 6- второй и третий экспериментальные участки под гидроразрыв пласта (длина 220 м); 7- конвейерный штрек 24-58.



Следующие 220 метров – первая зона подземного гидроразрыва, где будет оцениваться эффективность технологии ПодзГРП. Далее 300 метров – вторая сравниваемая зона.

Следующие далее 220 метров – вторая зона подземного гидроразрыва, где скважины гидроразрыва закладываются аналогично первой зоны гидроразрыва и где будет оцениваться эффективность разрабатываемой технологии ПодзГРП на этом участке.

Оценка эффективности разработанной технологии осуществляется на основе сравнения дебитов и суммарного съема метана из скважин пластовой дегазации (пластовые скважины бурятся в соответствии с проектом на дегазацию шахты через 12 м по всему выемочному участку как в зонах подземного гидроразрыва, так и в сравниваемых зонах) в зоне подземного гидроразрыва и в сравниваемых зонах. Затем такое же сравнение осуществляется по газообильности лавы в этих зонах.

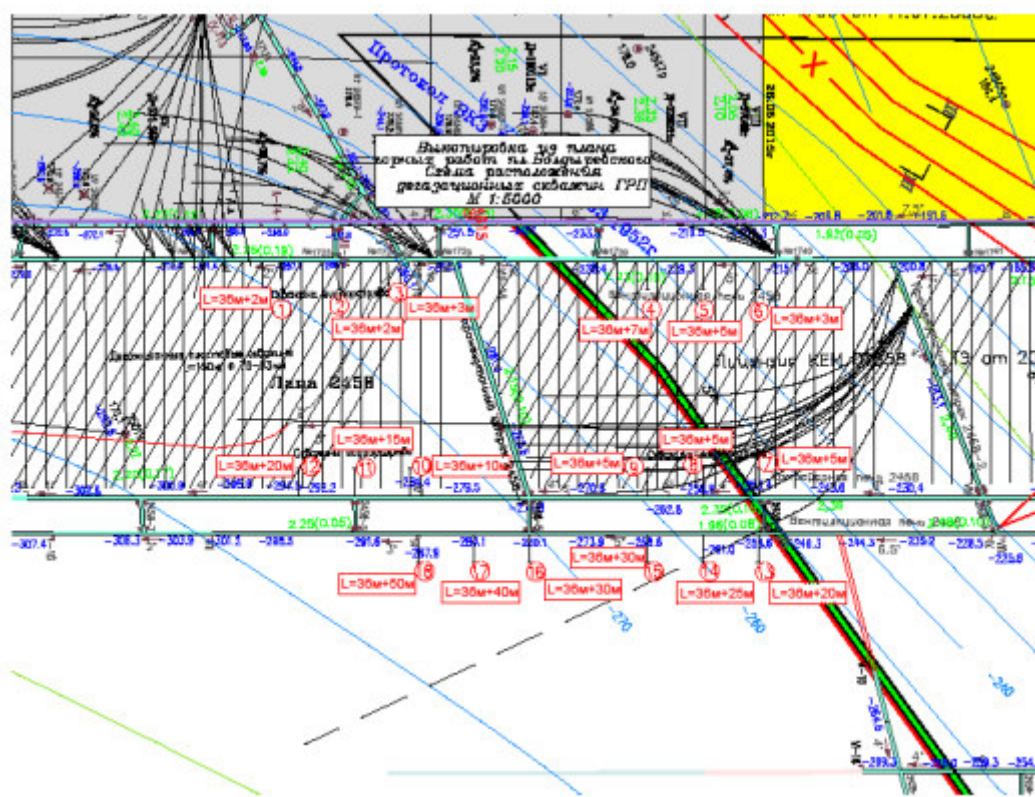


Рисунок 4.1.2 – Расположение скважин ПодзГРП на выемочном поле 24-58.

Программой и методикой проведения работ предусмотрены следующие этапы испытаний на выемочном поле 24-58 (рис. 4.1.2):

1 Оценка эффективности пластовой дегазации на предшествующем по времени отработки и близко расположенном выемочном участке 24-57 по съему и дебитам метана из пластовых скважин.

2 Обобщение фактических данных по газообильности очистных работ и содержания метана на исходящей лавы 24-57.

3 Определение начальной газоотдачи пласта (начальных удельных дебитов метана) на выемочном участке 24-58 до проведения гидроразрыва.

4 Комплекс исследований по определению пластового давления и проницаемости пласта «Болдыревский» на выемочном участке 24-58.

5 Проведение работ по гидроразрыву пласта (сооружение герметизатора, обустройство устья скважины, реализация и регистрация параметров процесса ПодзГРП и др.).

6 Освоение скважин ПодзГРП (спуск воды из горизонтальных и восстающих скважин).

7 Комплекс исследований по определению пластового давления и проницаемости пласта после гидроразрыва

8 Контроль за дебитами метана и суммарным съемом в течение всего периода эксплуатации скважин ПодзГРП.

9 Контроль за дебитами метана и суммарным съемом в течение всего периода эксплуатации скважин подземной пластовой дегазации как в зонах подземного гидроразрыва, так и в сравниваемых зонах.

10 Сравнительная оценка газообильности очистных работ во всех зонах (зонах гидроразрыва и сравниваемых зонах).

Эффективность применения подземного гидроразрыва пласта оценивается по коэффициенту увеличения дебитов метана и суммарного съема метана на экспериментальном участке относительно сравниваемым участкам (первый этап оценки) и по снижению газообильности очистного забоя и

газовыделения из разрабатываемого пласта в процессе ведения очистных работ на выемочном участке (второй этап оценки эффективности).

#### **4.2 Проведение работ по гидроразрыву пласта (обустройство скважины, гидроразрыв пласта, исследование эффективности).**

Проектные показатели пластовой дегазации с использованием гидроразрыва сведены в таблицу 4. 2.1.

Таблица 4.2.1 - Проектные показатели пластовой дегазации с использованием гидроразрыва

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Место проведения гидроразрыва
			вент. штрек 24-58
1.	Длина скважины	м	37-42
2.	Диаметр буровой коронки	мм	132
3.	Длина обсадки	м	35
4.	Диаметр обсадных труб	мм	96
5.	Ожидаемое минимальное давление на насосе при гидроразрыве пласта	МПа	12÷14
6.	Темп нагнетания жидкости	л/с	5 ÷10 л/с ×м
7	Радиус гидроразрыва	м	25÷30
8.	Количество жидкости на гидроразрыв	м <sup>3</sup>	5÷30
9.	Время обработки	мин	80 ÷160 мин

Создание высокой степени герметичности устьев скважин играет важную роль при гидроразрыве угольного массива и является определяющим фактором эффективности проводимого гидравлического воздействия на пласт. Поэтому герметизация устья скважины должна производиться таким способом, чтобы выдерживалось давление не менее 25 МПа.

На первых экспериментальных скважинах [143-145] герметизация осуществляется «шахтиклеем», подаваемым непосредственно в затрубное пространство с использованием пневмонасоса. Для обсадки скважин гидроразрыва применяются гибкие пластиковые (стеклопластиковые) трубы

для высокого давления диаметром 75 мм и длиной около 32 м. Обсадные трубы соединяются между собой муфтами.

Перед установкой труб в полость скважины к ним прикрепляются трубки для подачи герметизирующих компонентов «шахтикля». На конце обсадной колонны ставится манжета для исключения утечек клея и попадания в полость обсадной колонны.

Герметизация породных скважин гидроразрыва проводится в три интервала. Трубки для подачи клея в затрубное пространство предлагается установить в трех местах (на 30 м обсадной трубы, 17 м и на глубине 5-7 м). После установки на заданную глубину обсадной колонны затрубное пространство заполняется герметизирующими компонентами «шахтикля», которые нагнетаются через трубки диаметром 15-20 мм.

Для подачи двухкомпонентного клея через смеситель в коаксиальное пространство между полостью скважины и обсадной трубой используются пневматические насосы.

Принципиальная схема обустройства скважины гидроразрыва при таком исполнении показано на рисунке 4.2.1. При таком способе герметизации скважины гидроразрыва представляется возможность полностью загерметизировать как затрубное пространство, так и трещины, имеющиеся в породе вокруг скважины.

Для вскрытия забоя скважины и удаления клея производится повторное разбуривание забоя скважин через обсадную трубу коронкой меньшего диаметра. Описанные схемы герметизации гидроразрывных скважин испытаны впервые и широкой апробации в шахтных условиях не проходили. После проведения герметизирующих работ в скважине и приобретения герметизирующими составами своих физических свойств в скважину (рис.4.2.2) подключают от высоконапорного трубопровода 11 через переходник 6 высоконапорный рукав 7 и по обсадным трубам 4 подают воду с определенным темпом. Для создания давления в высоконапорном трубопроводе и последующего нагнетания воды в скважине могут быть

использованы маслостанции 11 - типа гидравлический агрегат НА 300, которые обеспечивают темп нагнетания 650 л/мин.

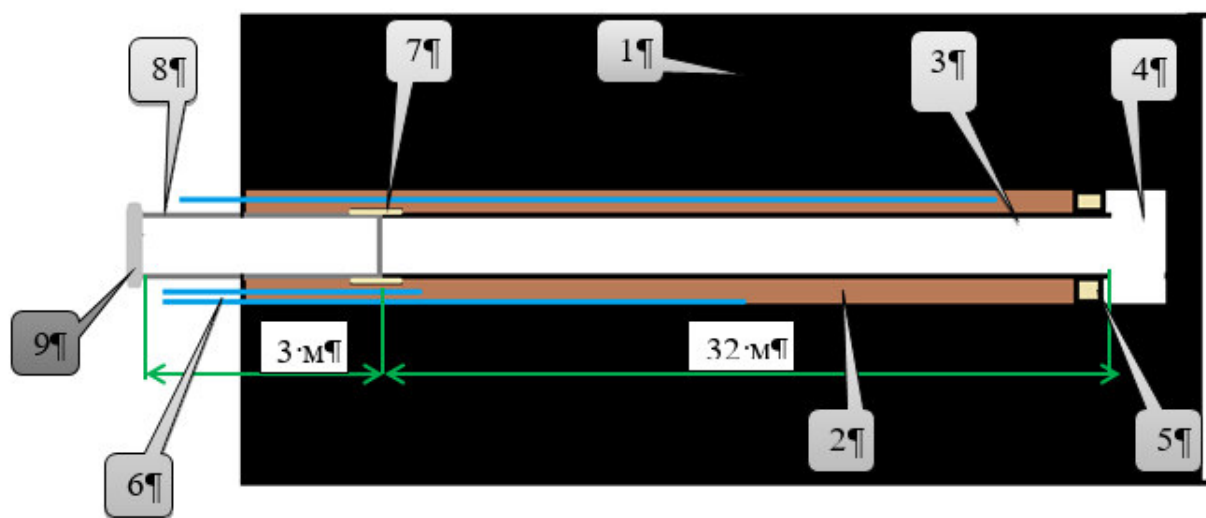


Рисунок 4.2.1 - Схема герметизации скважины гидроразрыва:

1-угольный пласт; 2-затрубное пространство; 3- целая стеклопластиковая обсадная труба ( $d=75$  мм;  $l$ - 32 метров); 4- необсаженный участок скважины длиной 2м; 6- шланги для подачи «шахтизола» ( $d=15-20$  мм); 5- манжета ( $d=95$  мм.); 7 –муфтовое соединение обсадных труб; 8- металлическая обсадная труба; 9- переходник для соединения с высоконапорным рукавом

Давление и расход воды постоянно контролируют манометром 9 и расходомером 10. После подачи расчетного количества воды или в случае ее прорыва, насос останавливают и воду с помощью трехходового крана 8 спускают из скважины.

Оборудование схематически представлено на рисунке 4.2.2.

Для проведения указанных работ по гидроразрыву угольного пласта используются материалы и оборудование, изготовленное в специальном исполнении для использования в шахтной атмосфере.

С помощью гидравлического агрегата (маслостанция) через гидравлический шланг, подключенный к обсадной колонне скважины, выполняют нагнетание воды в скважину с темпом до 10 л/с.

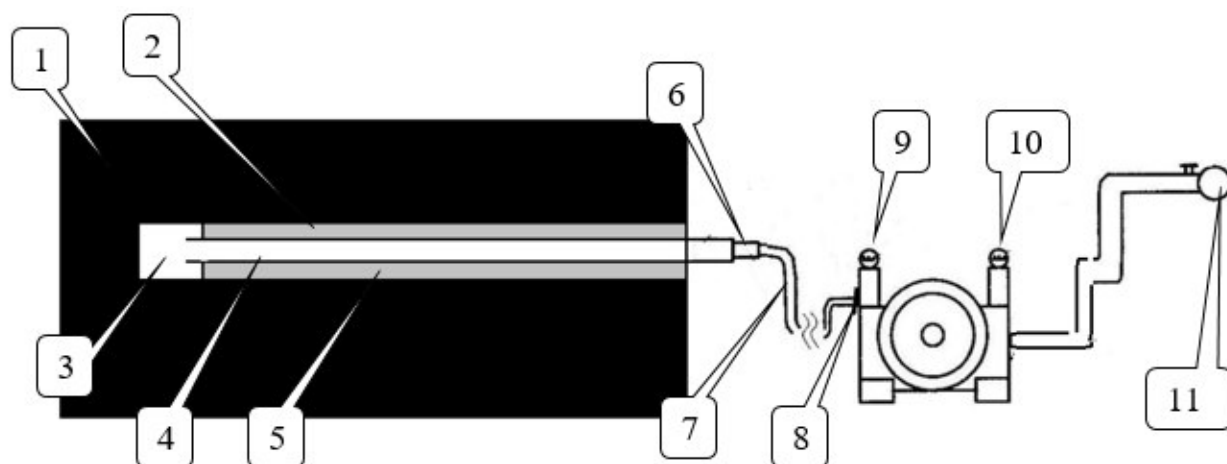


Рисунок 4.2.2 - Оборудование для подземного гидроразрыва:

1 – угольный пласт, 2- экспериментальная скважина, 3- необсаженный участок скважины, 4- обсадная колонна, 5- герметизирующий состав, 6 – переходник от обсадной трубы к высоконапорному рукаву; 7 – высоконапорный рукав; 8 – 3-х ходовой кран; 9 – манометр; 10 – расходомер; 11 –водонапорная магистраль.

На измерительном оборудовании наблюдают за объемом подачи воды и повышением давления в течение времени. Предполагается плавное повышения давления до определенной величины (оценочно, по проекту, минимально 12÷14 МПа), при котором произойдет гидроразрыв пласта.

Первый поисковый этап работ для подтверждения работоспособности и оценки технологичности разработанной схемы подземного гидроразрыва проводился на скважинах ГРП №№ 1-6 (скв. ПодзГРП-1-6), пробуренных из вентиляционного штрека на выемочном участке 24-58.

На скважине ПодзГРП-1 были проведены следующие работы и получены нижеизложенные результаты. Ниже приводится хронология натурных работ на скважине ПодзГРП-1.

Из вентиляционного штрека 24-58 (место заложения экспериментальной скважины №1 - ПодзГРП - вентиляционный штрек лавы 24-58, ПК 160 – выкопировка из плана горных работ приведена на рис.4.1.2)

05.08.2015 была пробурена скважина длиной 35,5 метров диаметром 130 мм. Дегазационные скважины бурятся станками БУГ-200. Произведена

обсадка скважины стальными трубами диаметром 70 мм, стенка - 5 мм. При обсадке периодически велась промывка скважины для удаления бурового штыба.

На этапе герметизации скважины для нагнетания шахтиклея были опущены в скважину вместе с обсадной колонной 3 шланга на глубины 26.5, 11.5 и 5.5 метров (рис.4.2.3). Герметизация скважины была проведена 06.08.2015 с помощью специалистов ООО «Сибхимукрепление». По факту в скважину было залито около 120 литров двухкомпонентной смолы.

07.08.2015 была частично проверена герметичность скважины путем ее опрессовки из пожарно-оросительного трубопровода. Не было зафиксировано утечек воды при давлении около 30 атм.

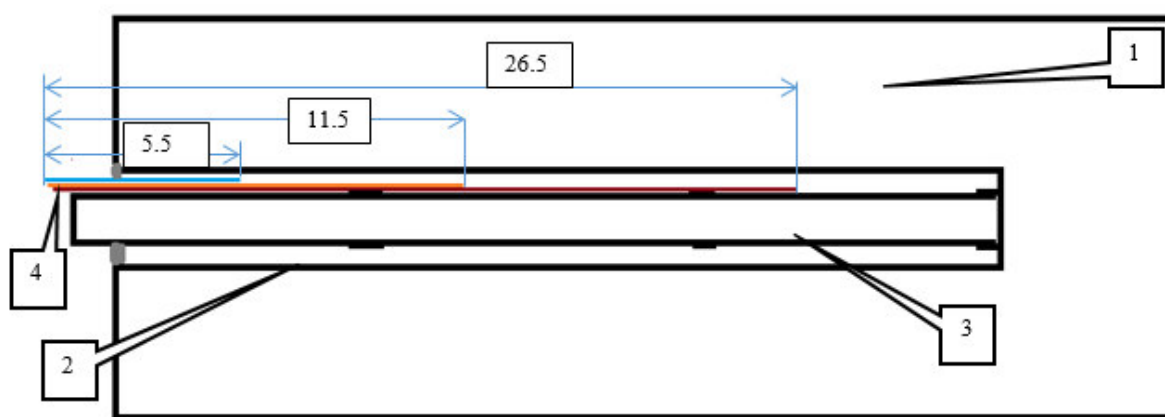


Рисунок 4.2.3 - Герметизация скважины для подземного гидроразрыва:

1- угольный пласт; 2- экспериментальная скважина под ПГРП диаметром 130 мм длиной 35.5 м; 3- обсадная колонная диаметром 70 мм; 4- шланги для подачи герметизирующих компонентов.

11.08.2015 скважина была разбурена на проектное значение 2 м штангами диаметром 40 мм. Был осуществлен начальный замер дебита смеси из скважины, который составил 25 л/мин с концентрацией метана в смеси 16,7 % (4,2 л/мин чистого метана).

15.08-16.08.2015. Были изготовлены и собраны необходимые переходники для подключения скважины к маслостанции: переходники для

подключения к обсадной трубе, с одной стороны, с наружной резьбой для закручивания в обсадную трубу и с другой стороны, под соединение БРС-31, для последующего подключения к нему крана с БРС-31. На один выход от маслостанции был установлен кран с БРС-31 и к крану был подключен рукав высокого давления.

18.08.2015 был произведен гидроразрыв пласта (собственно ПодзГРП) в соответствии с приведенными выше технологическими документами.

В качестве рабочего агента применялась эмульсия HYDROCOR GS 460 NH. Фактический объем закаченной эмульсии в ходе эксперимента прямым образом измерен не был.

Максимально возможный объем при возможности маслостанции обеспечить темп порядка 10 л/с и времени закачки 9 минут мог составить:

$$540 \text{ с} * 10 \text{ л/с} = 5400 \text{ л} = 5,4 \text{ м}^3$$

Ниже приведен график изменения давления в пласте во времени в ходе проведения ПодзГРП (рис.4.2.4). С момента начала нагнетания эмульсии в скважину до времени 07 мин. 10 с. происходило плавное нарастание давления в скважине. На времени 07 мин. 10 с. произошло падение давления, затем повышение. Небольшие скачки давления могут быть связаны с прорастанием трещин в угольном пласте или микроразрывами. Стабилизация давления произошла на максимальном уровне 225 бар.

После проведения гидроразрыва скважину закрыли на некоторое время, пока давление не упадет до величины безопасных значений, после чего должен быть произведен сброс давления и измерено газовыделение из скважины. После проведения гидроразрыва давление в скважине упало до величины 150 бар в течение 5 мин. Через сутки давление в пласте упало до величины 0 бар.



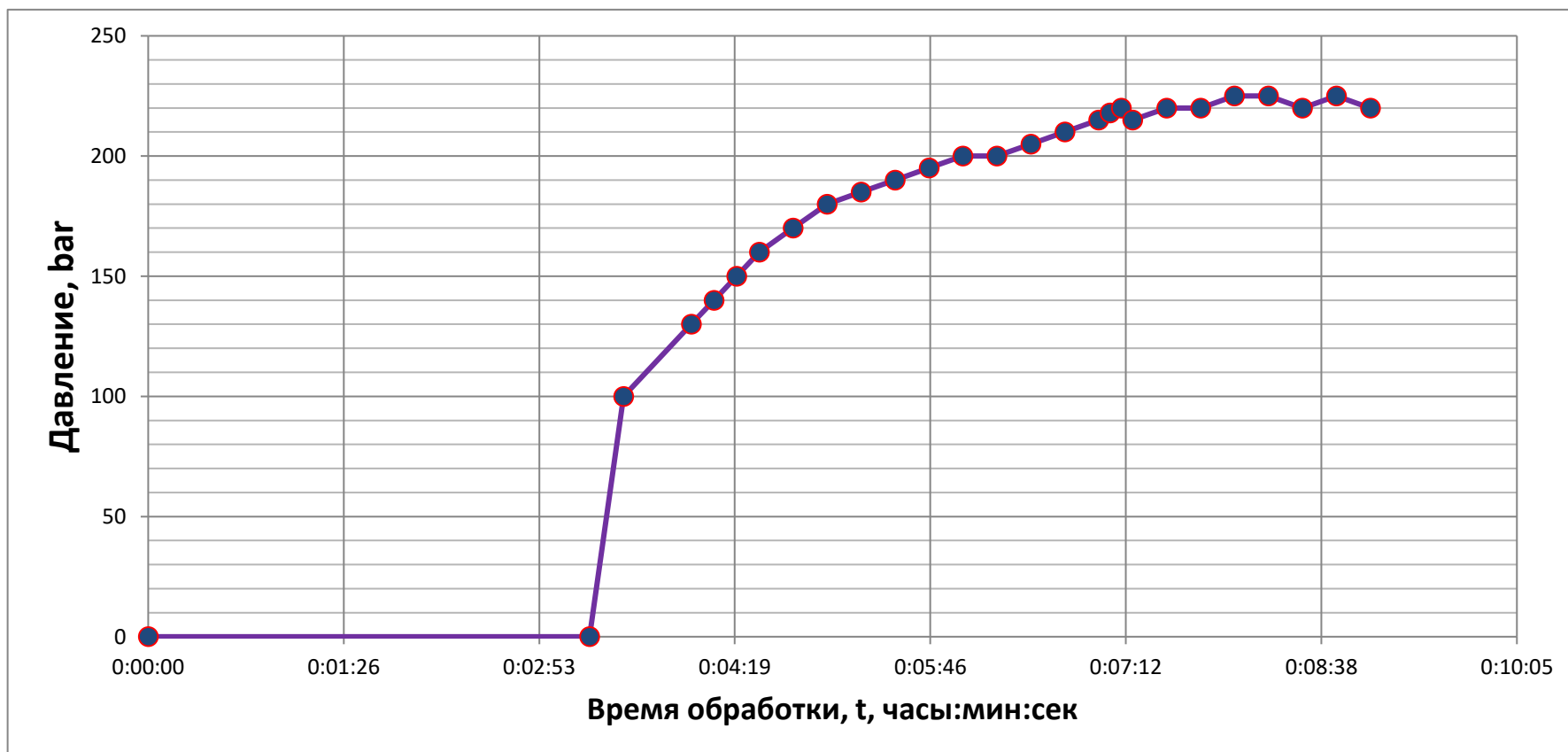


Рисунок 4.2.4 - График изменения давления во времени в ходе проведения ПодзГРП на скважине №1.

19.08.15 после ПодзГРП дебит метана составил  $q_{грп1} = 35$  л/мин, концентрация метана в смеси  $C_{грп1} = 99.9 \%$  ( $q_{грп1} = 35$  л/мин чистого метана). Затем скважину закрыли для определения кривой нарастания давления. 21.08.15 было произведено измерение давления в скважине ПодзГРП-1, которое составило  $P_{пл}$  (после ГРП)  $> 16$  бар. Затем сбрасывали давление, с водой выходила угольная мелочь, скважина заштыбовывалась, приходилось периодически прочищать переходники. Спустя 60 мин после сброса давления установившийся дебит из скважины составил  $q_{грп1} = 50$  л/мин с концентрацией метана в смеси  $C_{грп1} = 93 \%$  ( $q_{грп1} = 46,5$  л/мин чистого метана). Процесс очистки скважины от штыба положительно влияет на значения дебита смеси из скважины.

24.08.15 измеренное значение давления газа в скважине ПодзГРП-1 составило  $P_{пл}$  (после ГРП)  $= 10,8$  кгс/см<sup>2</sup>.

25.08.15. Спустя сутки давления газа в скважине выросло до значений  $P_{пл}$  (после ГРП)  $= 21$  кгс/см<sup>2</sup>.

26.08.15 давления газа в скважине выросло до значений  $P_{пл}$  (после ГРП)  $= 29$  кгс/см<sup>2</sup>.

Приведенная информация изложена в акте выполненных работ, согласованным и утвержденным в установленном порядке (приложение к настоящей диссертации). Такие же акты были оформлены для остальных скважин ПодзГРП-2-6.

На момент написания диссертации исследования на скважинах ПодзГРП 1-6 продолжались.

Для анализа результатов на рисунке 4.2.5 приведен график выхода на режим при закачках рабочей жидкости в пласт на скважине 2. Графики выхода на режим при закачках рабочей жидкости в пласт на скважинах 3-6 носят аналогичный характер.

Полученные графики выхода на режим позволяют сделать предварительный вывод о том, что имевший место режим закачки рабочей жидкости в угольный пласт «Болдыревский» может характеризоваться как

режим гидорасчленения угольного пласта. Этот вывод базируется на классическом представлении о режимах внедрения жидкости в пласты, приведенном ранее на рисунке 2.1.

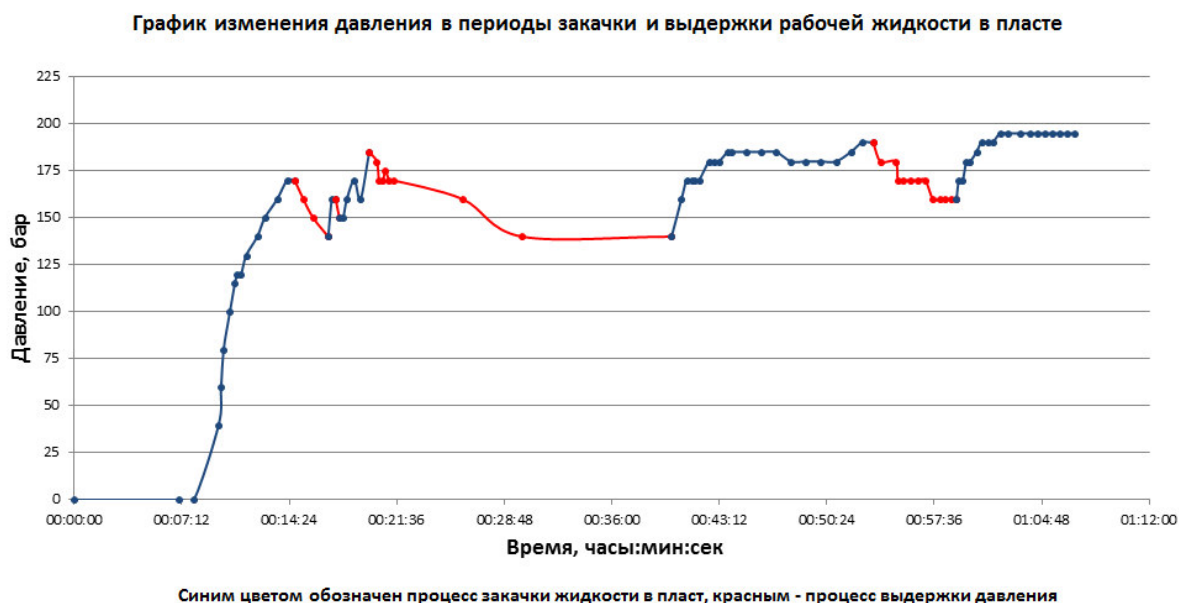


Рисунок 4.2.5 - График изменения давления во время закачки рабочей жидкости в пласт в ходе проведения ПодзГРП на скважине №2.

Гидроразрыв более характерен для обработки монолитных или слабо трещиноватых горных пород (например, нефтеносных песчаников, что имеет место при добыче нефти) и связан с образованием новых трещин с резким повышением проницаемости толщи и последующим резким падением давления.

Как известно из [24, 25, 27, 40, 47, 60], угольный пласт характеризуется наличием 2-4 систем естественной трещиноватости, в которых находится до 12-18 трещин в каждой, как правило, вертикальных и с раскрытием на всю мощность пласта, т.е. обладающих высокой приемистостью. При реализации режима гидорасчленения в начале закачки имеет место режим линейной или нелинейной фильтрации (см. кривые ОА на рисунке 2.1), а затем при достижении темпа нагнетания большего естественной приемистости угольного пласта в последнем раскрываются естественные системы трещин с

зиянием от тысячных долей (на расстоянии 150-250 метров до единиц миллиметров и даже сантиметров вблизи нагнетательной скважины), которые обеспечивают прием значительных расходов рабочей жидкости (установлено достоверно до 150 л/с) [28,29,31,44,70,99]. Началом процесса гидрорасчленения (рисунок 2.1) является точка выполаживания давления от темпа нагнетания (или времени нагнетания). При дальнейшем увеличении темпа нагнетания или времени закачки давление, как правило, не увеличивается.

Не сложно видеть при сравнении рисунков 4.2.5 - 4.2.6 и рисунка 2.1, что в нашем случае на скважинах ПодзГРП №№1-6 был реализован режим гидрорасчленения, хотя в некоторых случаях можно видеть наличие локальных гидроразрывов. Такой режим можно назвать режимом гидрорасчленения с циклическими поэтапными микрогидроразрывами.

На рисунке 4.2.6 приведены данные по падению давления рабочей жидкости в угольном пласте после прекращения закачки в процессе ПодзГРП-2.

Аналогичные данные по 5 скважинам ПодзГРП приведены в приложении к настоящей диссертации. Эти данные позволят в дальнейшем оценить изменение фильтрационных характеристик угольного пласта в процессе его гидроразрыва.

Основные параметры гидровоздействия, выдержки рабочей жидкости в пласте, освоения и эксплуатации скважины сведены в таблицу 4.2.2. На всех скважинах диаметр бурения под обсадку 132 мм, диаметр необсаженной части скважины – 40 мм.

Выявилось некоторое негативное влияние технологии ПодзГРП на процесс бурения пластовых дегазационных скважин. В зоне влияния скважин ГРП в процессе бурения происходит утечка воды по трещинам, предназначенная для промывки скважины, и соответственно происходит зажимание инструмента. Были случаи отжимов из борта, заваливал немного станок угольной массой. Ситуация не очень критична и информация

приводится для объективности картины. Это было отмечено около скважины ПодзГРП-1, скважину ПодзГРП-6 прошли в штатном режиме.



Рисунок 4.2.6 - Темп падения давления рабочей жидкости в пласте после ПодзГРП через скважину 2.

Некоторая информация по предварительной оценке эффективности исследуемой технологии на 02.12.15г.

Между скважинами ПодзГРП-2 и ПодзГРП-3 закончены буровые работы. На этом отрезке заложили 6 кустов пластовых скважин. Дегазационный став проложен, идет подключение пластовых дегазационных скважин и скважин ГРП.

Проведен ряд измерений дебитов метана на скважинах гидроразрыва. Приведем некоторые из них, которые могут в некоторой степени подтвердить повышенное удельное газовыделение из коротких скважин гидроразрыва.

На скважине ПодзГРП-1 установленное пластовое давление составило 2,4 МПа. Зафиксирован дебит метана на 25.09.15 г. 55 л/мин с концентрацией 100%.

Таблица 4.2.2 - Основные параметры гидровоздействия, освоения и эксплуатации скважин ПодзГРП

№ скв.	Параметры скв.			Параметры гидрообработки			Параметры газового состояния		Примечания
	Длина герметизации, l <sub>герм.</sub>	Длина необс. части, L <sub>необс.скв.</sub>	Нач. дебит метана из необс. части, л/мин	Объем закач. р.ж., м <sup>3</sup>	Макс. давление., бар.	Темп нагн., л/с	Пластовое давление, бар.	Нач. дебит газа после ГРП, л/мин	
1	36	2	4,2	5,4	215	10	24	45	
2	36	2	8	15	195	10	32	30	
3	36	3	2,2	20	195	10	32	5	
4	36	7	0	15	170	10	33	5	
5	36	5	8,1	12-15	180	10	18	12	
6	36	3	12	15	160	10	25	65	Зону ГРП подсекли пластовыми скважинами ППД (4 и 8 м), давление газа не выйдя на максимум упало.

На скважине ПодзГРП-2 установленное пластовое давление составило 3,2 МПа. Зафиксирован дебит метана на 02.12.15 г. 49,6 л/мин с концентрацией 99,1%.

На скважине ПодзГРП-3 установленное пластовое давление составило 3,2 МПа. Зафиксирован дебит метана на 02.12.15 г. 19,4 л/мин с концентрацией 97,1%.

Аналогично:

На скважине ПодзГРП-4 установленное пластовое давление составило 3,15 МПа. Зафиксирован дебит метана на 02.12.15 г. 19,5 л/мин с концентрацией 97,4%.

На скважине ПодзГРП-5 установленное пластовое давление составило 1,8 МПа. Зафиксирован дебит метана на 02.12.15 г. 19,4 л/мин с концентрацией 97,1%.

На скважине ПодзГРП-6 отсутствие дебита метана может объясняться связью со скважинами пластовой дегазации и тем, что при проведении ГРП был зафиксирован выход рабочей жидкости через борт выработки (имеется связь).

На момент исследований (конец 2015 г.) можно лишь констатировать, что имеющие место дебиты метана из относительно коротких скважин ПодзГРП с незначительным интервалом обнажения ( $2\div 7$  метров) говорят о достаточно развитой трещиноватости пласта после его гидроразрыва (рис. 4.2.7) и положительных перспективах в плане достижения высокой эффективности разрабатываемой технологии.

Обобщенная информация по предварительной оценке эффективности исследуемой технологии в части увеличения дебитов метана из подземных скважин пластовой дегазации приведена на рисунке 4.2.8, где можно видеть что средний дебит метана из 30 скважин ППД в зоне влияния скважин ПодзГРП в начальный период в 7,5 раз выше аналогичного показателя в сравниваемой зоне, где ПодзГРП не проводилось (зона сравнения).

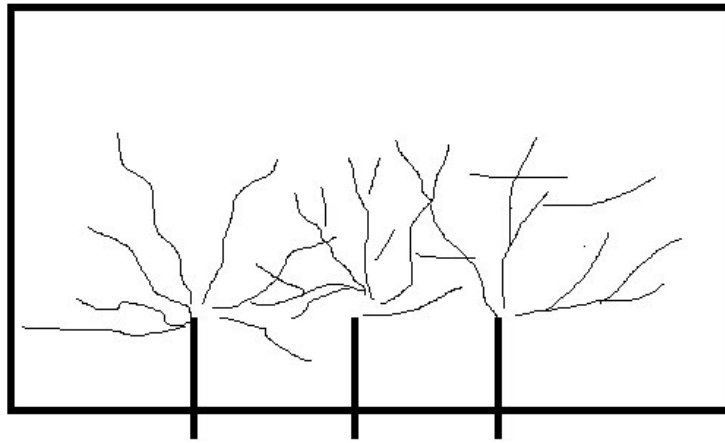


Рисунок 4.2.7 – Техногенная трещиноватость угольного пласта после гидроразрыва

На рисунке 4.2.9 схематично представлены дальнейшие сравнительные дебиты метана из скважин ППД в зоне и вне зоны ПодзГРП.

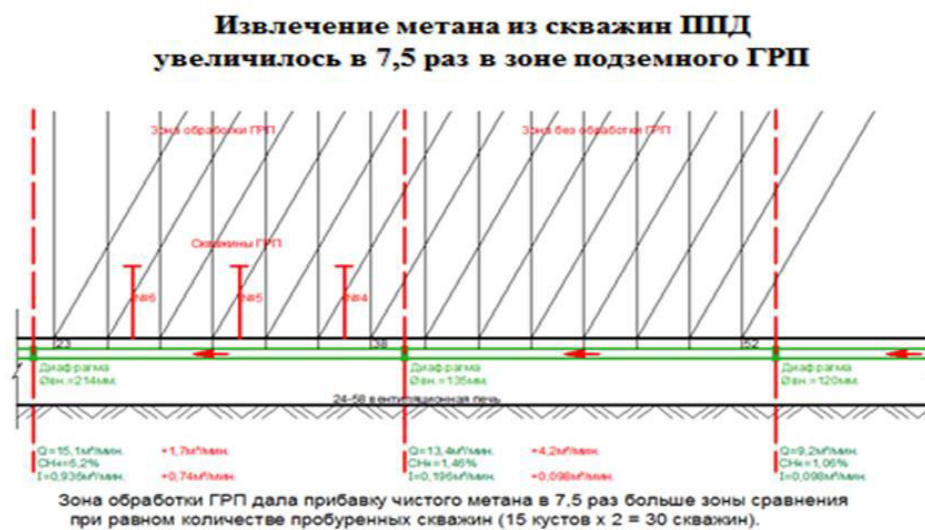


Рисунок 4.2.8 - Эффективность подземной пластовой дегазации в зонах влияния скважин ПодзГРП

Отмечается повышение среднего дебита метана из скважин ППД в зоне ГРП за исследованный период в 3,5 раза



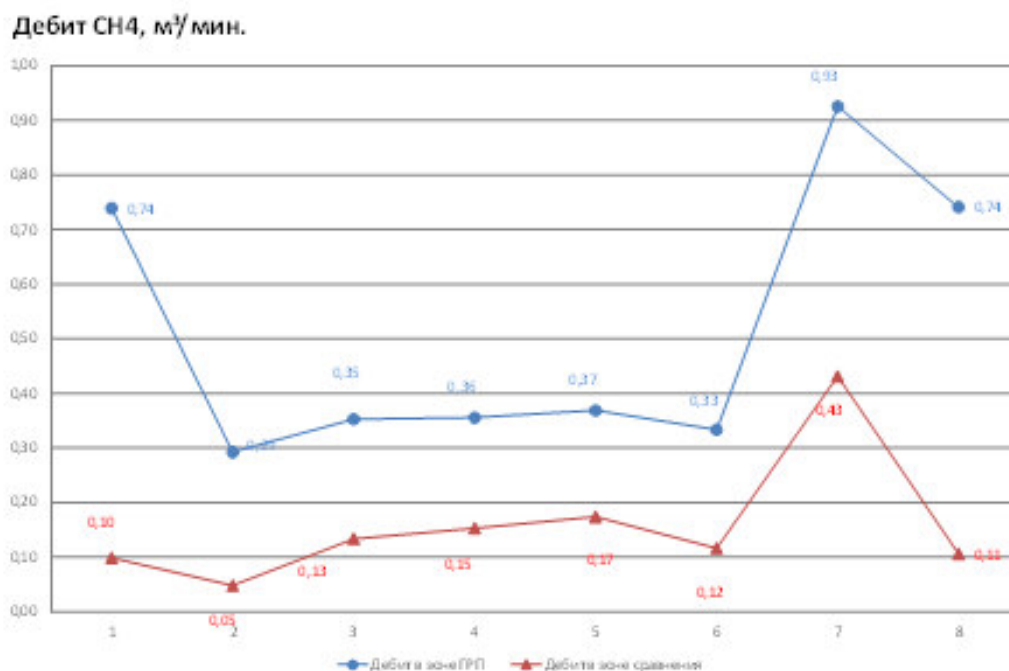


Рисунок 4.2.9 – Сравнительная эффективность технологии ПодзГРП в части интенсификации газовыделения из скважин ППД

### 4.3. Обсуждение результатов шахтных экспериментальных работ

Испытанная технология подземного гидроразрыва носит оригинальный характер и отличалась от известной технологии дегазации разрабатываемых пластов скважинами с применением подземного гидроразрыва, известной из нормативной документации [107,98].

Согласно Инструкции по дегазации угольных шахт (2012 г.) [107] (рисунок 4.3.1) при бурении скважин по пласту их длина должна быть на 30-40 м меньше длины лавы, если дегазация осуществляется только для очистных выработок, и на 10-20 м меньше длины лавы, если дегазация осуществляется как для очистных, так и для подготовительных выработок.

В нашем случае дегазация осуществлялась только для очистных выработок, однако длина скважин при ширине выемочного участка в 300 м составляла не 260-270 м, а значительно меньше - 38 ÷ 43 м. Такое уменьшение весьма существенно, так как обсадка скважин металлическими трубами с герметизации может создать серьезные работе очистного комбайна.

Это сокращение позволило обеспечить длину зоны герметизации (длину обсаженной скважины) в 36 м и проводить гидрообработку через необсаженную часть скважины длиной от 2 до 7 м.

Это важно в связи с тем, что для нагнетания рабочей жидкости применялась маслостанция с постоянным темпом нагнетания 10 л/с и нами ставилась задача концентрации энергии рабочего потока на относительно небольшой поверхности обнажения угольного пласта. Если бы эта поверхность была существенно увеличена, то была бы вероятность того, что нагнетание рабочей жидкости в угольный пласт произошло бы в режиме фильтрации, т.к. в этом случае темп нагнетания рабочей жидкости мог бы быть меньше естественной приемистости пласта.

Ориентиром нам служили следующие расчеты. Представительной практикой показано [24,25,27,40,47,60,106], что при гидрорасчленении угольных пластов через скважины с поверхности, например, в Карагандинском угольном бассейне угольные пласты гидрорасчленялись при темпе закачки 40 – 80 л/с (примем для ориентировочной оценки 60 л/с, что при мощности пластов порядка от 5 до 8 м и диаметре необсаженной скважины (совершенное вскрытие пласта) 100 мм соответствовало удельному темпу нагнетания 20 – 40 л/с· на 1 квадратный метр поверхности обнажения скважиной пласта.

В проведенном нами эксперименте на шахте им. Кирова (темп нагнетания 10 л/с, диаметр необсаженной части скважины – 40 мм) удельный темп закачки имел близкий порядок (от 12 до 40 л/с· на 1 квадратный метр поверхности обнажения скважиной пласта).

Согласно Инструкции [107] гидроразрыв пласта осуществляется водой из шахтного водопровода, нагнетаемой под давлением не менее 15-20 МПа (150-200 кгс/см<sup>2</sup>). Темп закачки не менее 30-40 м<sup>3</sup>/ч (8-11 л/с).

С нашей точки зрения наиболее важным параметром является удельный темп нагнетания (на 1 квадратный метр поверхности обнажения скважиной пласта), который в Инструкции никак не регламентируется, что

создает сложности по обеспечении нужного режима нагнетания рабочей жидкости в пласт с целью образования новых систем трещин, а не заводнения пласта.

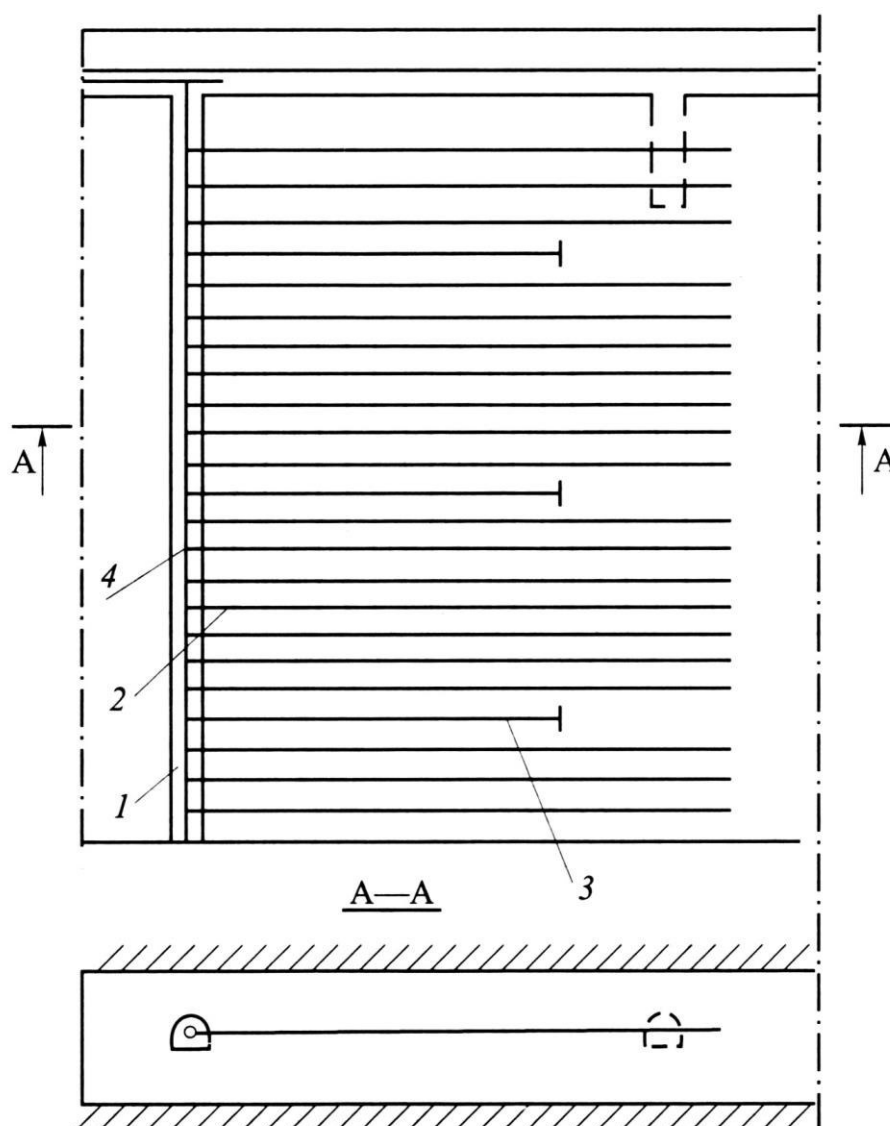


Рисунок 4.3.1 - Схема дегазации

с предварительным гидроразрывом пласта через:

1 - конвейерный бремсберг; 2 - дегазационная скважина;

3- скважина гидроразрыва; 4 - дегазационный трубопровод

Согласно той же нормативной Инструкции [107] параметры подземного гидроразрыва рассчитываются следующим образом.

Расстояние  $L_r$  (в метрах) между скважинами гидроразрыва, буримыми из подземных выработок, определяется из выражения:

$$L_r = 2R_r - 10, \quad (4.3.1)$$

где  $R_r$  - радиус действия скважины гидроразрыва, м. Определяется опытным путем или по рекомендациям НИИ (ориентировочно  $R_r \leq 30$  м).

Минимальное давление жидкости  $P_r$  (МПа), при котором происходит гидроразрыв угольного пласта (опыт подземного гидроразрыва в Карагандинском угольном бассейне [107]), определяется по формуле:

$$P_r = 0,3H - 41,8, \quad (4.3.2)$$

где  $H$  - глубина горных работ (залегания угольного пласта) от земной поверхности, м.

В нашем эксперименте при глубине залегания пласта «Болдыревский» 440 м давление гидроразрыва должно было ожидаться на уровне 90 бар, а фактически изменялась для обследованных скважин от 215 до 160 бар. Такое расхождение требует корректного обоснования проектных параметров подземного гидроразрыва.

Основными технологическими параметрами в процессе гидроразрыва угольного массива являются: давление жидкости, темп закачки, общий объем закачиваемой жидкости и радиус влияния скважины гидроразрыва.

Давление жидкости. При выборе типа насоса для гидроразрыва пласта необходимо, чтобы при его работе происходило раскрытие существующих и образование новых трещин.

Образование разрывающего усилия производится по формуле (4.3.2):

$$P_z = (1 - \nu)(2q_\infty + \sigma_s), \quad (4.3.2)$$

где  $P_z$  – давление жидкости, необходимое для образования вертикальных трещин при гидроразрыве угольного пласта, МПа;

$\nu$  – коэффициент Пуассона;

$q_\infty$  – боковое горное давление, МПа;

$\sigma_s$  – напряжение угля на разрыв, МПа.

Гидроразрыв на шахте им. Кирова был проведен в первую очередь из вентиляционного штрека лавы 24-58 (средняя глубина от поверхности 460 м).

Нами предполагалось, что для условий Кузнецкого бассейна боковое горное давление не превышает 15-20 % от величины вертикального давления. Следовательно, его можно определить по формуле (4.3.3):

$$q_{\infty} = 0,2 \gamma H, \quad (4.3.3)$$

где  $\gamma$  – объемный вес вышележащих пород, т/м<sup>3</sup>;

$H$  – глубина залегания пласта, м.

После приведения к единой системе измерения (при  $\gamma=2,5$  т/м<sup>3</sup>) формула (4.3.3) примет вид:

$$q_{\infty} = 0,005 H, \text{ МПа} \quad (4.3.4)$$

На глубине 460 м значение бокового горного давления составит  $q_{\infty} = 2,3$  МПа.

Для пласта Болдыревского значение коэффициента Пуассона находится в пределах  $\nu = 0,1 \div 0,3$ , а разрывающее усилие  $\sigma_s = 9,1 \div 10,0$  МПа. Подставив исходные данные в формулу и произведя соответствующие расчеты получим, что значение давления жидкости для гидроразрыва пласта на глубине 460 м находится в пределах **12÷14 МПа**.

По результатам выполненных исследований, проведенных [18], установлена зависимость давления жидкости  $P_z$  (МПа), при котором в угольном массиве образуются трещины гидроразрыва в зависимости от глубины залегания пласта  $H$ , которая описывается формулой (4.3.5):

$$P_z = 0,0202 H, \quad (4.3.5)$$

При расчете по формуле 4.3.5 потребное давление жидкости для гидроразрыва пласта составляет на глубине 460 м – **9,2 МПа**.

По этим соображениям ожидаемое давление оценивалось на уровне **12 ÷ 14 МПа**.

Изложенные соображения могут быть подвергнуты сомнению. Существует версия, что за миллионы лет горизонтальное давление становится равным вертикальному (условия гидростатики). Поэтому на глубине 460 м следует ожидать  $q_{\infty} = 11,5$  МПа

Кроме изложенного, существуют идеи о тектонических напряжениях, согласно которым горизонтальное давление может быть больше вертикального давления из-за движения земных континентов.

Можно представить следующие.

Горизонтальные напряжения, которые вызваны горным давлением, компенсируются давлением воды, поступающим в пространство около скважины. Вода в массиве в процессе гидрорасчленения создает растягивающие напряжения в вершинах расчленяющих трещин  $P$ . Тогда результирующее растягивающее напряжение в вершине растущей трещины гидроразрыва составляет

$$\sigma_{\text{раст}} = P - q_{\infty} \quad (4.3.7)$$

Условием распространения трещины гидроразрыва является условие, что возникающее растягивающее напряжение будет равно пределу прочности при сжатии, т.е.

$$\sigma_{\text{раст}} = [\sigma_p] \quad (4.3.8)$$

Следовательно, комбинируя (4.3.7) и (4.3.8) для расчета предельного давления гидроразрыва получим

$$P = [\sigma_p] + q_{\infty} \quad (4.3.9)$$

Выполним расчет

$$P = 10,0 + 11,5 = 21,5 \text{ МПа (215 бар)}$$

Выводы:

- Имеем некоторое подтверждение приведенных расчетов полученными фактическими данными по давлениям гидроразрыва (гидрорасчленения).

- Дальнейшие экспериментальные работы позволят более обосновано и достоверно прогнозировать проектную величину давления при осуществлении гидроразрыва угольного пласта из подземных выработок.

В проведенном нами эксперименте на шахте им. Кирова (темп нагнетания 10 л/с, диаметр необсаженной части скважины – 40 мм) удельный темп закачки имел близкий порядок (от 12 до 40 л/с· на 1 квадратный метр поверхности обнажения скважиной пласта). На следующем этапе исследований данной технологии целесообразно предусмотреть гидрообработку пласта через необсаженный участок скважины длиной 10÷50 и более метров, что может, по нашим соображениям, повысить эффективность дегазационных работ.

Видится еще один важный момент исследуемой технологии. Гидроразрыв угольного пласта осуществляется недалеко от подготовительных выработок, из которых производится гидровоздействие. В нашем случае это расстояние составляло  $35 \div 42$  м. Расчетный радиус гидроразрыва предположительно составлял  $25 \div 30$  м. О том, что это близко к реальному значению, говорит тот факт, что во время гидрозакачек были зафиксированы незначительные водопроявления на стенках подготовительной выработки (капез), но они все-таки имели место, т.е. можно предполагать, что стенки выработки были на периферии зоны влияния гидроразрыва (рис.4.3.2).

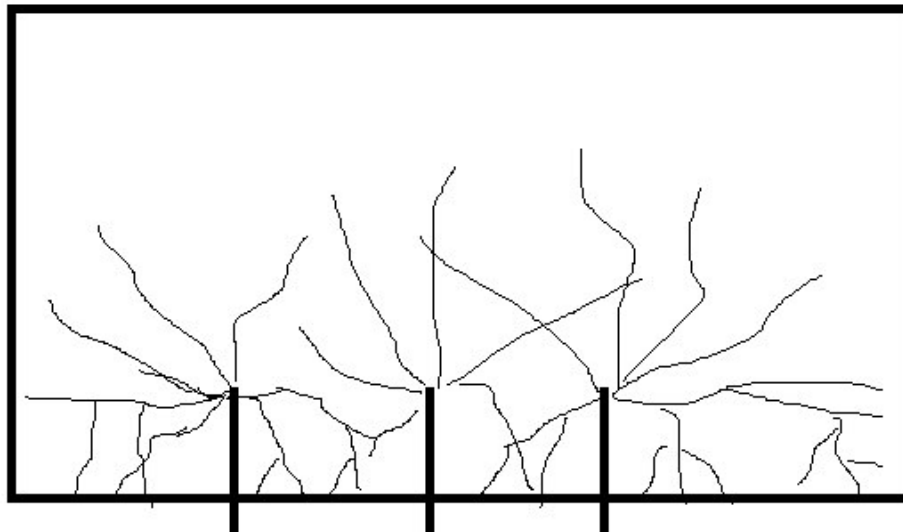


Рисунок 4.3.2 - Влияние трещин гидроразрыва на газообильность подготовительной выработки

Из этого можно сделать предварительный вывод о том, что на расстоянии около  $50 \div 60$  м от стенок подготовительной выработки вглубь пласта будет иметь место зона повышенной газопроницаемости и эта зона будет достаточно эффективно дегазироваться подготовительными выработками весь период времени от начала проведения гидроразрыва до подхода очистных работ, что не может не сказаться позитивно на снижении газообильности очистной выработки, что и является основной целью работ. При реализации этого аспекта пластовой дегазации безусловно оценивается негативное влияние рассмотренного фактора на повышение газообильности самой подготовительной выработки, из которой были пробурены скважины гидроразрыва. Предварительные оценочные расчеты позволяют обосновать безопасность рекомендуемой технологии по этому фактору ввиду большого объема свежего воздуха, проходящего по подготовительным выработкам.

На базе проведенных исследований и испытаний нами разработаны рекомендации по надежному определению величины пластового давления на основе применения инъекций в угольный пласт специально для этих целей. Основа разработанных нами рекомендаций базируется на том, что истинную информацию можно получать только в области угольного пласта,



расположенной на расстоянии не меньше 25-35 метров от горной пластовой выработки (где не сказывается влияние этой подготовительной выработки, из которой бурится исследовательская скважина) и для повышения достоверности и представительности получаемой о состоянии неразгруженного от горного давления массива информации целесообразно предварительно осуществлять инъекции рабочей жидкости в пласт в режиме гидроразрыва (микрогидроразрыва) с тем, чтобы трещины гидроразрыва с радиусом действия до 25-35 метров (для предотвращения прорывов рабочей жидкости в подготовительную выработку) могли охватить представительную область разрабатываемого угольного пласта, в которой оценивается объективная величина пластового давления, что особенно важно в связи с анизотропией и неоднородностью свойств углегазонасного массива.

В ходе проведенных испытаний, например, было достоверно определена величина пластового давления на участке 24-58 пласта «Болдыревский», составившая 3,2 МПа.

Определены перспективы дальнейшего развития исследуемой технологии пластовой дегазации. Они могут заключаться в существенном увеличении необсаженного участка скважины, через которые производится закачка рабочего агента в режиме гидроразрыва (на первом этапе до 50 метров).

Также целесообразно рассмотреть вопрос о применении для гидроразрыва компактных водяных насосов, чтобы сделать работы по пластовой дегазации автономными от очистных работ (отказаться от применения маслостанции, работающей на очистной забой).

Выбор насосов должен учитывать необходимость достижения существенных темпов нагнетания и возможность обеспечения плавного выхода на режим гидроразрыва (гидрорасчленения).

Необходимо определить эффективные, а затем оптимальные параметры изложенной технологии дегазации неразгруженных от горного давления угольных пластов на основе гидроразрыва из пластовых выработок.

Целесообразно изыскивать возможность проводить гидроразрыв не через пластовые скважины, а с использованием скважин, пробуренных из полевых выработок.

В настоящем разделе работы приведены первичные результаты шахтных испытаний новой усовершенствованной технологии гидроразрыва разрабатываемых угольных пластов из подготовительных выработок. Дальнейшие исследования динамики газовыделения из пластовых дегазационных скважин и газообильность очистных работ в лаве 24-58 позволят достоверно оценить эффективность разработанной технологии пластовой дегазации.

#### **Выводы по главе 4**

На основании изложенного в разделах 4.1-4.3 можно сделать следующие предварительные выводы:

1. Выбран объект испытаний, разработана и утверждена в установленном порядке основная технологическая документация (технологическая часть проекта, паспорт), а также программа и методика работ по апробации технологии ПодзГРП на шахте Кирова ОАО «СУЭК – Кузбасс».
2. Проведены работы по шахтной апробации усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва угольного пласта «Болдыревский», включая обустройство скважин, собственно проведение гидроразрыва пласта и исследование эффективности разработанной технологии.
3. Подтверждена технологичность и работоспособность разработанной технологии подземного гидроразрыва.
4. Разработана надежная технология герметизации скважин гидроразрыва, выдерживающих давления до 21,5 МПа. Герметизация в 35 метров обеспечивает эффективную обработку пласта в режиме гидроразрыва

5. Подтверждена возможность реализации режима гидрорасчленения с поэтапным циклическим гидроразрывом угольного пласта, осуществляемого из подготовительных выработок.
6. Исследованная в шахтных условиях усовершенствованная технология подземного гидроразрыва имеет существенные перспективы по углублению пластовой дегазации низкопроницаемых неразгруженных от горного давления угольных пластов.
7. Доказана фактическая возможность существенного увеличения удельных дебитов метана из скважин гидроразрыва.
8. Показана потенциальная возможность существенного снижения газообильности очистной выработки за счет естественной дегазации углегазонасного массива подготовительными выработками в зонах подземного гидроразрыва.
9. Разработана технология надежного определения пластового давления и фильтрационных свойств пласта на основе осуществления гидроинъекций.
10. Выявлены перспективы дальнейшего развития исследуемой усовершенствованной технологии пластовой дегазации.

## 5 Оценка эффективности усовершенствованной технологии заблаговременной дегазационной подготовки при отработке особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская»

### 5.1 Экспериментальные работы по оценке эффективности усовершенствованной технологии

Экспериментальные работы по сбору фактических данных для указанной в названии главы оценки непосредственно на шахте «Казахстанская» велись силами Управления «Спецшахтомонтаждегазация» (УСШМД) Угольного департамента АО «АрселорМиттал Темиртау» (УД АМТ) при участии автора и специалистов МГГУ (с 2014 г. – Горный институт НИТУ «МИСиС») [99,100,103,140].

Согласно разработанной нами методики проведения работ по оценке эффективности ЗДП угольных пластов на шахтах Карагандинского бассейна, в частности, на западном крыле шахты «Казахстанская», оценка велась в увязке с основными горными работами на выемочном участке 312-Д<sub>6</sub>-1-3 (отработка - 2013-2014 гг.). Расположение скважин ГРП и расчетные зоны их влияния на этом участке условно представлено на рисунке 5.1.1.

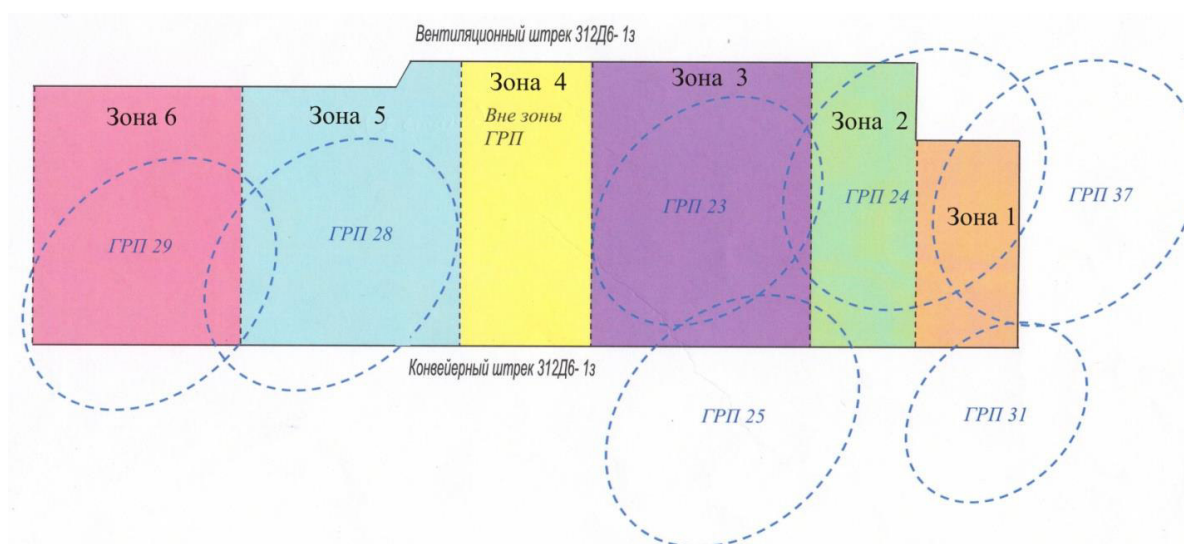


Рисунок 5.1.1 – Расположение скважин ГРП и расчетные зоны дегазации на выемочном участке 312-Д<sub>6</sub>-1-3

Комплексная пластовая дегазация предусматривала ЗДП скважинами с поверхности с гидрорасчленением пласта Д<sub>6</sub> (ГРП) в различных технологических вариантах [93-95]. Это первая стадия работ по пластовой дегазации, которая была осуществлена более, чем через 40 скважин ГРП в период 2000-2013 гг. [96,97,140]

Для повышения эффективности проведения подготовительных пластовых выработок на второй стадии проводятся газодренажные работы (ГД) - пластовая дегазация приконтурного для будущей пластовой подготовительной выработки углегазонасного массива с использованием газодренажных скважин, пробуренных из специально проводимых полевых газодренажных выработок. Газодренажные полевые штреки проводится на 10-12 м ниже пласта Д<sub>6</sub>. На третьей стадии ведется подземная пластовая дегазация (ППД) пласта Д<sub>6</sub> с использованием подземных пластовых скважин, пробуренных из вентиляционного и конвейерного штреков на выемочном участке 312-Д<sub>6</sub>-1-3. Проектное и фактическое расстояние между скважинами – 4 м [98].

Для оценки эффективности работ нами предусматривалась поэтапная оценка результатов комплексной пластовой дегазации особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub>.

На первом этапе оценка эффективности велась по суммарному съему метана из скважин ГРП за весь период эксплуатации скважин. На этом этапе определялась прогнозная величина снижения природной газоносности на стадии ЗДП. Эта величина для указанных выше скважин ГРП №№ 23, 24, 37, 31, 25, 29 и 28 оценивалась экспериментальным участком УСШМД. Было установлено, что в зонах обработки скважин ГРП природная газоносность пласта Д<sub>6</sub> снизилась неравномерно и величина снижения составила от 4 до 7 м<sup>3</sup>/т.

На второй стадии дегазационных работ по газодренажу средняя эффективность по съему метана определяется величиной 1,5 м<sup>3</sup>/т, где мы условно считали, что съем газа велся со всей площади выемочного поля.

Основанием для этого может служить соображение, что газодренажные скважины могут пересекать магистральные трещины ГРП и опосредованно извлекать газ со всей зоны влияния скважин заблаговременной пластовой дегазации, пробуренных с поверхности.

Было оценено снижение газоносности пласта на третьей стадии работ, а именно, стадии ППД. Эффективность данной стадии работ также происходит неравномерно по выемочному участку. Показано, в частности, что в блоке №1 ППД (зона 1, влияния скважин ГРП №№ 31,37 и 24) достигнуто фактическое снижение газоносности пласта  $3,3 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Для этой зоны установленное достоверное фактическое общее снижение газоносности пласта  $D_6$  на всех трех стадиях составило  $10,8 \text{ м}^3/\text{т}$  [99,100]. Аналогичный порядок величины эффективности комплексной пластовой дегазации имел место и для других зон ЗДП.

Баланс достижения этого эффекта следующий:

$$6,0 \text{ м}^3/\text{т} (\text{ЗДП}) + 1,5 \text{ м}^3/\text{т} (\text{газодренаж}) + 3,3 \text{ м}^3/\text{т} (\text{ППД}) = 10,8 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Известно, что эффективность газодренажа и подземной пластовой дегазации (ППД) в зонах ГРП увеличивается в 2 и более раза, что нашло свое подтверждение и в ходе настоящих проведенных исследований на выемочном участке 312-Д<sub>6</sub>-13. Это позволило обоснованно утверждать, что без стадии ЗДП (на базе ГРП) снижение газоносности составило бы не более, чем  $2,4 \text{ м}^3/\text{т}$  ( $0,75 \text{ м}^3/\text{т}$  (газодренаж) +  $1,65 \text{ м}^3/\text{т}$  (ППД) =  $2,4 \text{ м}^3/\text{т}$ ) со всеми из этого вытекающими негативными последствиями для интенсивности и безопасности ведения горных работ.

На рис. 5.1.1 показано расположение экспериментальных зон 1-6 исследований эффективности поэтапной комплексной пластовой дегазации пласта  $D_6$  (зона 4 – зона сравнения, где ГРП не проводилось) на выемочном участке 312-Д<sub>6</sub>-13.

Зоны ЗДП (обозначены эллипсами на рис.5.1.1) не покрывают все выемочное поле и не всю площадь экспериментальных условных зон 1-6. Поэтому средняя эффективность пластовой дегазации по съему метана в

целом по зонам 1-6 была ниже указанных выше величин по блоку 1, расположенному в зоне 1.

Проведенные экспериментальные исследования показали, что в зонах 1-3, 5 и 6, хотя бы частично затронутых ЗДП, средний съем метана при трехстадийной пластовой дегазации составил  $6,6 \text{ м}^3/\text{т}$ , в зоне сравнения 4 (незатронутой ЗДП) -  $1,25 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Необходимо отметить, что целевой задачей комплексной пластовой дегазации является не только уменьшение природной газоносности пласта (что само по себе важно, особенно в плане снижения выбросоопасности пласта за счет минимизации потенциальной газовой энергии углегазонасного массива), но и снижение газообильности лавы с сопутствующим повышением уровня предельно допустимых нагрузок на очистной забой, снижения концентрации метана на исходящей струе лавы и, в целом, повышения безопасности ведения горных работ.

В ходе экспериментальных исследований была проведена оценка эффективности комплексной пластовой дегазации на выемочном участке 312-Д<sub>6</sub>-13 шахты «Казахстанская» по снижению абсолютной газообильности лавы.

На рис.5.1.2 приведены фактически установленные значения средневзвешенного газовыделения из отбитого угля в зонах 1-5. Эти значения устанавливаются из показаний системы Davis Derby в добычную и ремонтную (при неработающем комбайне) смены. Нетрудно видеть существенное снижение газовыделения в лаве из отбитого угля в зонах 1-3, 5 по сравнению с зоной 4 (зона сравнения), что связано с извлечением метана и соответствующим снижением газоносности угля на стадии комплексной пластовой дегазации, а также частичным блокированием метана в мельчайших порах и трещинах пласта при его масштабной гидрообработке [93,101]. На стадии ЗДП в скважины ГРП закачивалось не менее  $4000 \text{ м}^3$  воды, кроме этого, скважины через некоторое время после активной эксплуатации переводились на режим гидратации (заводнения), что также способствовало отмеченному выше процессу.

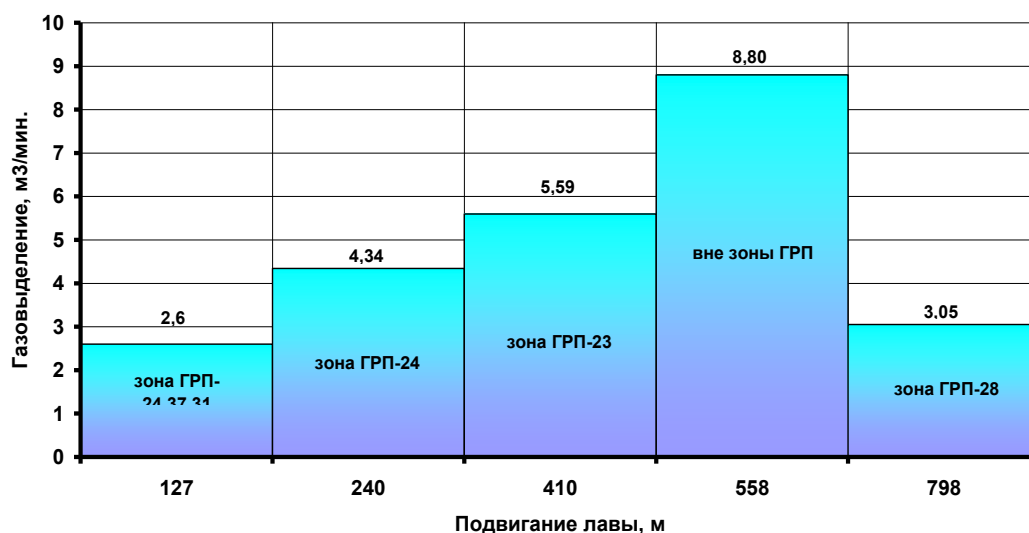


Рисунок 5.1.2 – Газовыделение из отбитого угля

Имеется возможность оценить фактор снижения газовыделения из отбитого угля по решению основных чисто газовых проблем отработки выемочного участка в плане снятия ограничений на нагрузки на очистной забой по газовому фактору, снижению потенциальной абсолютной газообильности и концентрации на исходящей из лавы.

Данные для оценки сведем в таблицу 5.1.1.

Для  $i$ -ой зоны снижение газовыделения из отбитого угля ( $\Delta Q_i^{OY}$ ) может быть определено как разница между газовыделением из отбитого угля в зоне сравнения 4 и газовыделением из отбитого угля в  $i$ -ой зоне:

$$\Delta Q_i^{OY} = Q_4^{OY} - Q_i^{OY}$$

Вероятное (предполагаемое) газовыделение в  $i$ -ой зоне должно было бы составить:

$$Q_i^{вер.} = Q_i^{\Phi} + \Delta Q_i^{OY} = Q_i^{\Phi} + Q_4^{OY} - Q_i^{OY}$$

Коэффициент пластовой дегазации по определению равен:

$$K_{пл.дег} = \Delta Q_i^{OY} / Q_i^{вер.} = Q_4^{OY} - Q_i^{OY} / Q_i^{\Phi} + Q_4^{OY} - Q_i^{OY}$$



Таблица 5.1.1 – Данные для оценки эффективности пластовых дегазационных работ

№ зоны (i)	Фактическая абс. гаообильность лавы, м <sup>3</sup> /мин (Q <sub>i</sub> <sup>Ф</sup> )	Газовыделение из отбитого угля, м <sup>3</sup> /мин (Q <sub>i</sub> <sup>ОУ</sup> )	Коэф. эффективности пластовой дегазации (K <sub>пл.дег.</sub> )
1	6,64	2,6	0,48
2	27,18	4,34	0,14
3	31,9	5,59	0,09
4	28,05	8,80	
5	12,14	3,05	0,32
6	9,8	2,59	0,39
Среднее			0,28

Результаты расчета коэффициент пластовой дегазации по этой формуле представлены в столбце 4 вышеприведенной таблицы.

Средний относительный коэффициент эффективности пластовой дегазации оценочно составил:

$$(0,48 + 0,14 + 0,09 + 0,32 + 0,39) : 5 = 0,28$$

Необходимо отметить, что K<sub>пл.дег.</sub> в данной постановке носит сравнительный характер и показывает эффективность дегазации в зоне комплексной трехстадийной дегазации по сравнению с зоной сравнения 4, где, тем не менее, были проведены газодренаж и ППД, эффективность которых по представительному опыту работ в Карагандинском бассейне, в том числе по пласту Д<sub>6</sub>, составляет не менее 0,15 – 0,20.

Суммарный коэффициент пластовой дегазации должен учитывать доленое участие всех трех стадий комплексной дегазации и ориентировочно может быть оценен как суммарный эффект:

$$K_{\text{пл.дег.}}^{(\text{сумм.})} = K_{\text{пл.дег.}} + (0,15 \div 0,20)$$

В нашем конкретном случае для блока 1 ППД, как было показано выше:

$$K_{\text{пл.дег.}}^{(\text{сумм.})} = 0,28 + (0,15 \div 0,20) = 0,43 \div 0,48$$

Резюмируя изложенное, можно констатировать, что эффективность комплексной пластовой дегазации на выемочном участке 312-Д6-1з в зонах комплексной трехстадийной дегазации находилась на уровне  $40 \div 50\%$ .

Это означает, что на  $40 \div 50\%$  в зонах комплексной дегазации увеличивается предельно допустимая нагрузка на очистной забой по газовому фактору, или соответственно может быть снижена абсолютная газообильность и процентное содержание метана на исходящей лавы, что существенно повышает метанобезопасность горных работ.

## **5.2 Оценка технико-экономической эффективности заблаговременной дегазационной подготовки**

Затраты на заблаговременную дегазационную подготовку пласта складываются из затрат:

- на бурение и оборудование скважины;
- на прокладку кабельной линии и водовода;
- на проведение кавернообразования и расчленение пласта;
- на освоение скважины.

В таблице 5.2.1 представлена структура затрат на заблаговременную дегазационную подготовку угольных пластов, а в табл.5.2.2 – структура затрат на проведение базового процесса воздействия - гидрорасчленения пласта. Затраты на прокладку кабельной линии и водовода определяются как усредненные для группы скважин.

В среднем стоимость заблаговременной дегазационной подготовки в условиях Карагандинского угольного бассейна при глубинах скважин 500-550 метров оценивается в 56 000 у.е.

Оценка экономической эффективности заблаговременной дегазационной подготовки проведена в соответствии с [133].

Экономический эффект от внедрения заблаговременной дегазационной подготовки определен по формуле

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_4 - C_{\text{зп}} , \quad (5.2.1)$$

где : Э - экономическая эффективность заблаговременной дегазационной подготовки, у.е.;

Э<sub>1</sub> - экономический эффект от повышения темпа проведения подготовительных выработок;

Э<sub>2</sub> - экономический эффект от повышения нагрузки на очистной забой;

Э<sub>3</sub> - экономический эффект от утилизации извлеченного метана;

Э<sub>4</sub> - экономический эффект от снижения α эмиссии метана в атмосферу;

С<sub>зпп</sub> - стоимость заблаговременной дегазационной подготовки, у.е.

Таблица 5.2.1 - Затраты на заблаговременную дегазационную подготовку угольного пласта

Элементы затрат	Затраты по скважине, у.е.			
	ГРП-28	ГРП-29	ГРП-30	ГРП-31
Бурение и оборудование скважины	17730	18350	27719	27907
Прокладка водовода	3100	3100	5500	5500
Кабельная линия	1150	1150	1800	1800
Кавернообразование	3370	3370	2000	2000
Расчленение пласта	13300	14000	10300	8011
Освоение коллектора	12000	12000	12000	12000
Гидрообработка	2000	2000	2000	2000
Итого:	52650	53970	61319	57218

$$\mathcal{E}_1 = (1 - V_1/V_2) K_c C_d D_1 \gamma_{п.з.} V_{уч} / 100V_{ш}, \quad (5.2.2)$$

V<sub>1</sub>, V<sub>2</sub> – скорость проведения подготовительных выработок соответственно средняя по шахте и в зоне заблаговременной дегазационной подготовки, м/мес;

K<sub>c</sub> – коэффициент несоответствия уменьшения числа действующих подготовительных забоев и участков темпам роста скорости проведения выработок, K<sub>c</sub> = 0,8;

C<sub>d</sub> – производственная себестоимость добычи 1 тонны угля до внедрения новой техники;

$D_1$  – годовая добыча шахты в предшествующий период;

$\gamma_{п.з.}$  – удельный вес условно постоянных затрат на проведение подготовительных выработок в общешахтной себестоимости (в Карагандинском бассейне  $\gamma_{п.з.} = 2,7\%$ );

$V_{уч}$ ,  $V_{ш}$  – объем проведения горных выработок на исследуемом участке и по шахте в целом, м/год.

Таблица 5.2.2 - Структура затрат на расчленение пласта

Виды затрат	Затраты по скважине, у.е.		
	ГРП-28	ГРП-29	ГРП-31
Заработная плата	650	500	3020
Материалы	1680	9270	1320
Электроэнергия	20	80	2180
Амортизация	670	450	1320
Итого:	3020	10300	7840

$$\Theta_2 = [0,1 + 0,7(\alpha - 1,1)] \gamma_{п.з.}^* C_d D_{1с} N / 100, \quad (5.2.3)$$

$\alpha$  – коэффициент роста нагрузки на очистной забой;

$\gamma_{п.з.}^*$  – удельный вес условно постоянных расходов по звеньям, обслуживающих очистной забой в общешахтной себестоимости 1 тонны угля, %;

$D_{1с}$  – суточная нагрузка на лаву до внедрения;

$N$  – количество дней на отработку данного участка.

$$\Theta_3 = Q_m C_d c_y / 1000 c_m, \quad (5.2.4)$$

$Q_m$  – количество извлеченного метана, м<sup>3</sup>;

$c_y, c_m$  – соответственно теплотворная способность одного килограмма угля и м<sup>3</sup> метана .

$$\Theta_4 = \sum \Delta t \Theta_i, \quad (5.2.5)$$

$\Delta_i$  – снижение отдельных видов выбросов при замене угля метаном;

$\Theta_i$  - величина оплаты за единицу соответствующих выбросов.

Оценка технико-экономической эффективности заблаговременной дегазационной подготовки особовыбросоопасного пласта Д<sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская» представлена в табл.5.2.3.

Таблица 5.2.3 - Техничко-экономическая эффективность заблаговременной дегазационной подготовки особовыбросоопасного пласта Д<sub>6</sub>

Показатели	Скважина расчленения		
	ГРП-30	ГРП-28	ГРП-25
Вид обработки	Пневмогидровоз действие	Пневмогидровоз действие	Пневмогидровоз действие в режиме СПРУ
Объем обработанных запасов угля, т	280000	280000	280000
Планируемый съем метана, м <sup>3</sup> /т	5	5	6
Затраты на дегазационную подготовку, у.е.	52600	54000	61300
Увеличение скорости проведения подготовительных выработок, %	15	15	15
Эффект от повышения темпов проведения подготовительных выработок, у.е.	3800	3800	3800
Увеличение грузки на лаву за счет снижения газовыделения из разрабатываемого пласта, %	20	20	25
Эффект от повышения нагрузки на лаву, у.е.	153000	153000	184500
Планируемый съем метана, м <sup>3</sup>	1400000	1400000	1680000
Эффект от утилизации метана, у.е.	-	-	-
Общая экономическая эффективность заблаговременной дегазации, у.е.	104200	102800	127000

Суммарный экономический эффект от заблаговременной дегазационной подготовки угольного пласта в зоне одной скважины расчленения составляет 100-130 тысяч у.е. Отметим, что в настоящее время метан, извлекаемый при заблаговременной дегазационной подготовке пласта

Д<sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская», в связи с его суммарным дебитом 1,5-2,5 м<sup>3</sup>/мин промышленно не используется.

При таких объемах прокладка газопровода от скважин расчленения до шахтной котельной нецелесообразна. Поэтому извлекаемый метан сжигается в специальных горелках для сокращения его эмиссии в атмосферу. В дальнейшем планируется использование метана, извлекаемого при заблаговременной дегазационной подготовке в теплоэнергетике шахт.

Общая экономическая эффективность заблаговременной дегазации по зоне скважины ГРП-25 (пневмогидровоздействие в режиме СПРУ) составила 127 000 у.е.

### **Выводы по главе 5**

1. Выполнена фактическая оценка эффективности усовершенствованной технологии заблаговременной дегазационной подготовки при отработки особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская».

2. Эффективность комплексной пластовой дегазации на выемочном участке 312-Д<sub>6</sub>-1з в зонах комплексной трехстадийной дегазации находилась на уровне 40 ÷ 50%, что означает, что на 40÷50% в зонах комплексной дегазации увеличивается предельно допустимая нагрузка на очистной забой по газовому фактору, или соответственно была снижена абсолютная газообильность и процентное содержание метана на исходящей лавы, что существенно повысило метанобезопасность горных работ.

3. Общая экономическая эффективность заблаговременной дегазации по зоне скважины ГРП-25 (пневмогидровоздействие в режиме СПРУ) составила 127 000 у.е.

## Заключение

Диссертация является научно - квалификационной работой, в которой изложены новые научно обоснованные технологические решения и разработки в области решения актуальной задачи совершенствования технологий пластовой дегазации газоносных и выбросоопасных угольных пластов путем применения циклических гидродинамических воздействий на углегазонасную толщу, имеющие существенное значение для обеспечения безопасности и эффективности подземной угледобычи.

Основные научные и практические результаты работы, полученные автором, заключаются в следующем:

1. В составе заблаговременной и предварительной дегазационной подготовки газоносных и, особенно, выбросоопасных угольных пластов целесообразно дополнительно предусматривать гидродинамические воздействия на дегазируемый пласт, осуществляемые в установленных режимах и параметрах для повышения его проницаемости и газоотдачи.

2. Разработана и испытана в шахтных условиях усовершенствованная технология ЗДП, предусматривающая циклическое гидродинамическое воздействие на разрабатываемый выбросоопасный угольный пласт, обеспечивающее существенное повышение газопроницаемости последнего за счет реализации его геознергии в виде выбросов угля и газа в скважину, обеспечивающих частичную разгрузку пласта.

3. Выявлен и обоснован механизм реализации усовершенствованной технологии ЗДП с применением циклических гидродинамических воздействий, обеспечивающих интенсификацию газоотдачи пласта на базе реализации эффекта самоподдерживающегося разрушения угля.

4. Научно обоснованы основные режимы циклического гидродинамического воздействия, целесообразность совмещения его с процессом гидрорасчленения пласта. Применительно к особо выбросоопасному пласту Д6 в условиях Карагандинского угольного бассейна

определены эффективные параметры разработанной технологии, предусматривающей в целях провокации выбросов угля и газа в скважину подачу в пласт рабочей жидкости с темпом не менее  $60 \div 70$  л/с и в объеме не менее 800 м<sup>3</sup>.

5. Разработан технологический вариант использования в технологии ЗДП в качестве рабочего агента азрированной жидкости, который лег в основу утвержденных в установленном порядке проектных решений на заблаговременную дегазацию пласта Д6 через скважину №56 поля шахты «Казахстанская».

6. Оценена эффективность усовершенствованной технологии ЗДП при отработки особо выбросоопасного пласта Д6 на поле шахты «Казахстанская» при отработке выемочного участка 312-Д6-1з. Достигнуто снижение природной газоносности пласта Д6 в зонах комплексной пластовой дегазации на 10,8 м<sup>3</sup>/т, что обеспечивает снижение газообильности очистных работ на уровне  $40 \div 50\%$  и существенно повышает метанобезопасность горных работ.

7. Усовершенствована технология предварительной дегазации угольного пласта через скважины, пробуренные из подготовительных выработок, на основе использования циклического гидродинамического воздействия на дегазируемый пласт для обеспечения его гидроразрыва.

8. Установлены режим и рациональные параметры (темп, объем и давление нагнетания рабочего агента) реализации усовершенствованной технологии предварительной дегазации угольного пласта, обеспечивающие интенсификацию дегазации пласта на базе повышения его газопроницаемости и газоотдачи в зонах подземного гидроразрыва.

9. Усовершенствованная технология предварительной дегазации с использованием гидроразрыва угольного пласта реализована на пласте «Болдыревский» выемочного участка 24-58 на шахте им. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс». Установлено повышение в  $2 \div 3$  раза дебитов метана и суммарного съема последнего из скважин ППД в зонах влияния скважин ПодзГРП.



10. Подтверждена технико-экономическая эффективность работ по заблаговременной дегазационной подготовке с использованием усовершенствованной технологии на основе эффекта СПРУ на поле шахты «Казахстанская» УД «АрселорМиттал Темиртау» при обработке особо выбросоопасного пласта Д6.

### Список использованных источников

1. Пучков Л.А., Веселов А.П. Концепция обеспечения метанобезопасности угольных шахт России на 2006-2010 гг. // М.: изд-во МГГУ, 2006. – 17 с.
2. Пучков Л.А. Современные проблемы шахтного метана. – В кн. Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: изд-во МГГУ, ИАЦ ГН, 1997.
3. Малышев Ю.М., Трубецкой К.Н., Айруни А.Т. Фундаментальные и прикладные методы решения проблемы метана угольных пластов / М.: Изд. Акад. горных наук, 2000. – 519 с.
4. Айруни А.Т., Садчиков В.А. Перминов И.И. Комплексное освоение метаноносных угольных пластов Карагандинского бассейна / - М.: ЦНИЭИуголь, 1990. – 31 с.
5. Саламатин А.Г. Подземная разработка мощных угольных пластов / М.: Недра, 1997. – 437 с.
6. Нефедов П.П., Красюк Н.Н. Интенсивное комплексное освоение газоносных угольных месторождений / Караганда, 1996. – 245 с.
7. Голицын М.В. и др. Газоугольные бассейны России и мира / М.: МГУ, 2002. – 250 с.
8. Газоносность угольных месторождений СССР. (Под ред. А.И. Кравцова) Т. 1 –3 / М.: Недра, 1979-1980. – 1299 с.
9. Газообильность каменноугольных шахт СССР (Под ред. Г.Д. Лидина) / М.: Наука 1990. – 216 с.
10. Эттингер И.Л. Газоемкость ископаемых углей / М.: Недра, 1966. – 223 с.
11. Эттингер И.Л., Лидин Г.Д. Влияние влажности на сорбцию метана каменными углями // Изв. АН СССР. Отд.техн.наук, 1950. № 8. С. 1198-1203.
12. Эттингер И.Л., Шпильман Н.В. Распределение метана в порах ископаемых углей / М.: Наука, 1975. – 112 с.

13. Твердохлебов В.Ф. и др. Количественная оценка газа угольных месторождений // Уголь, - 1986, № 4. С 33 – 35.
14. Голицын М.В. Объем метаморфогенного газообразования в Карагандинском бассейне. // Изв.АН СССР.Сер. геол-1975 - № 9. С. 112-114.
15. Садчиков В.А., Баймухаметов С.К., Абдрахманов Б.А., Швец И.А. Дегазация, добыча и использование метана в Карагандинском бассейне. ГИАБ // М.: МГГУ 1997, № 6. С. 56 – 59.
16. Айруни А.Т. и др. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений / М.: Наука, 1990. – 216 с.
17. Сагинов А.С. Проблемы разработки шахт Карагандинского бассейна / Алма-Ата: Наука, 1976. – 330 с.
18. Калиев С.Г. Преображенская Е.И. и др. Управление газовыделением на угольных шахтах / М.: Недра, 1980. – 196 с.
19. Тарасов Б.Г., Колмаков В.А. Газовый барьер угольных шахт / М.: Недра, 1978. – 196 с.
20. Бирюков Ю.М. Газодинамическая активность на шахтах Карагандинского угольного бассейна / Караганда, ДНТИ УД ОАО «Испат-Кармет», 1996. – 114 с.
21. Преображенская Е.И. Основные итоги предварительной дегазации одиночного мощного пологопадающего пласта Верхняя Марианна и дальнейшая перспектива развития дегазации. // Научн.труды КНИУИ, вып. 7, Гогортехиздат, 1963. С. 49 – 69.
22. Е.И. Преображенская и др. Проектирование, монтаж и эксплуатация дегазационных участков (практическое пособие) / М: Недра, 1966. – 128 с.
23. Мясников А.А., Рябченко А.С., Садчиков В.А. Управление газовыделением при разработке угольных пластов / М.: Недра, 1980. – 374 с.
24. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. Дисс. докт. техн. Наук // М.: МГИ, 1971. – 453 с.
25. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений / М.: Недра, 1979. – 271 с.

26. Васючков Ю.Ф. Способы интенсификации извлечения метана из угольных пластов // М., Обзор ЦНИЭИуголь, 1981, вып. 5. – 34 с.
27. Сластунов С.В. Управление газодинамическим состоянием угольного пласта через скважины с поверхности / М.: МГУ, 1991. – 213 с.
28. А.с. СССР № 1548463. Способ дегазации угольного пласта / Н.В. Ножкин, С.В. Сластунов, В.М. Карпов. – Оpubл. в БИ 1990 №91.
29. Сластунов С.В. Проблемы угольного метана и их технологические решения. – В кн. Современные проблемы шахтного метана / М.: МГГУ, 1999. – С. 50-61.
30. Пучков Л.А. Проблема метана в современном горном производстве. - В кн. Современные проблемы шахтного метана / М.: МГГУ, 1999. – 320 с.
31. Rice D.D. et al. Is «unconventional» gas a sustainable energy source // US Geol.Surv.Circ. - 1995, №1108. – pp.10-12.
32. Scott A.A. modified approach to estimating coal-gas resources: Example from the Sand Wash Basin, Colorado // AAPG Bull. - 1995, -79, № 9. pp. 1330-1336.
33. Ножкин Н.В., Шмидт М.В., Ли К.Д. Эффективность гидрорасчленения по снижению газообильности подготовительных выработок. – В кн. Снижение выбросоопасности угольных пластов путем их гидрорасчленения / М.: МГИ, 1978. – С. 36-40
34. Ножкин Н.В., Гладкий Н.Л., Шмидт М.В. Эффективность гидрорасчленения при проведении подготовительных выработок. Техника безопасности, охрана труда и горноспасательное дело / М.: ЦНИЭИуголь, 1979, № 2. С. 15-19.
35. Шмидт М.В. Контроль эффективности гидрорасчленения при проведении подготовительных выработок. Тез. докл. Областной научно-технической конференции молодых ученых и специалистов // Караганда, КНИУИ, 1982. С. 45.
36. Ржевский В.В., Бурчаков А.С., Ножкин Н.В. К вопросу о механизме внезапных выбросов угля и газа в шахтах // Уголь, 1976, №10. С. 13-19.

37. Ржевский В.В., Бурчаков А.С., Ножкин Н.В. О результатах заблаговременной дегазации гидрорасчленением пласта // Уголь, 1974, №7. С. 51-54.

38. Ярунин С.А., Дмитриев А.М., Бухны Д.И. Управление газовым состоянием угольного пласта // М.: Обзор ЦНИЭИуголь. 1981, вып.5. – 34 с.

39. А.с. СССР № 909212. Способ дегазации угольного пласта и предотвращения газодинамических явлений / Ярунин С.А., Шарипов Н.Х., Шмидт М.В. и др. Оpubл. в БИ № 8, 1982.

40. Васючков Ю.Ф. Физико-химические способы дегазации угольных пластов / М.: Недра, 1986. – 255 с.

41. Шмидт М.В. Исследование призабойной части выбросоопасного пласта с целью разработки критерия контроля за эффективностью гидрорасчленения. – Дисс.канд.техн.наук / М.: МГИ, 1982. –187 с.

42. Васючков Ю.Ф., Брынько А.Ф., Шарипов Н.Х, Шмидт М.В. Исследование влияния гидрорасчленения на снижение выбросоопасных свойств мощного пологого пласта. Техника безопасности, охрана труда и горноспасательное дело // М.: ЦНИЭИуголь, 1977, № 11. С. 15-19.

43. Шмидт М.В. Контроль эффективности способов борьбы с внезапными выбросами по величине удельного газовыделения из разрушаемого угля. В кн. Научные основы создания автоматизированных и комплексно-механизированных шахт // М.: МГИ, 1980. С. 15-18.

44. Шевченко В.Ф., Атыгаев Р.К., Шмидт М.В. Эффективность использования комплексной схемы дегазации на шахтах Карагандинского бассейна. – В кн. Научные труды КНИУИ // Караганда, КНИУИ, 1985. С.101-106.

45. Шмидт М.В., Тонких В.И., Коликов К.С. Оценка эффективности гидрорасчленения мощных выбросоопасных пластов при их отработке с прямоточной схемой проветривания выемочного участка. – В кн. Горный информационно-аналитический бюллетень // М.: МГГУ, ИАЦ ГН, 2000. С. 231-233.

46. Шмидт М.В., Тонких В.И. Опыт использования скважин гидрорасчленения для извлечения метана из выработанного пространства очистного забоя. – В кн. Горный информационно-аналитический бюллетень // М.: МГГУ, ИАЦ ГН, 2000. С. 215-216.

47. Ржевский В.В., Братченко Б.Ф., Бурчаков А.С., Ножкин Н.В. Управление свойствами и состоянием угольных пластов с целью борьбы с основными опасностями в шахтах / М.: Недра, 1984. – 327 с.

48. Айруни А.Т., Эттингер И.Л. Газы угольных пластов /М.: Знание, 1966. – 48 с.

49. Айруни А.Т., Галазов Р.А., Сергеев И.В. и др. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений / М.: Недра, 1990. – 216 с.

50. Галазов Р.А., Айруни А.Т., Сергеев И.В. и др. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Эффективные способы искусственной дегазации угольных пластов на больших глубинах / М.: Наука, 1987. – 198 с.

51. Гурьянов В.В., Бобин В.А. О некоторых актуальных аспектах решения проблемы угольного метана в Кузбассе // Уголь. 2005, № 1.

52. Дмитриев А.М., Куликова Н.Н., Лидин Г.Д., Петросян А.Е. Закономерности распределения метана в угольных месторождениях. М.: Наука, 1973. – 148 с.

53. Забурдяев В.С. Дегазация разрабатываемого пласта – эффективный способ повышения производительности и безопасности работ в метанообильных шахтах // М., ГИАБ, 1999, №1. С.149-150.

54. Иванов Б.М., Малинникова О.Н., Индыло С.В. и др. Анализ причин аварий, вызванных газодинамическими явлениями в угольных шахтах // М. МГГУ «Неделя горняка-2006» «Безопасность». С.123-146.

55. Иванов Ю.М. Дегазация угольных пластов при высоких нагрузках на очистной забой на шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс» / Сб. трудов III Международной научно-практической конференции «Перспектива развития Прокопьевско-Киселевского угольного района как составная часть комплексного инновационного плана моногородов». – Прокопьевск: Изд-во филиала ГУ КузГТУ в г. Прокопьевске, 2011. С. 83-85.

56. Иванов Ю.М. Дегазация угольных пластов при высоких нагрузках на очистной забой на шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс» // ГИАБ, 2011, №7. С.363-368
57. Красюк Н.Н. Технологические решения по повышению эффективности отработки свит пологих высокогазоносных угольных пластов / М., МГТУ, 1997. С.4-81.
58. Презент Г.М., Баймухаметов С.К., Швец И. А., Слостунов С.В., Коликов К.С. Заблаговременная дегазация шахтных полей и добыча угольного метана через скважины с поверхности // Уголь, 1997. №10. С.41-44.
59. Слостунов С.В., Каркашадзе Г.Г., Коликов К.С. Обоснование допустимой нагрузки на очистной забой по газовому фактору // М., Труды научного симпозиума «Неделя горняка-2009», ИД ООО «Роликс», 2009. С.151-159.
60. Слостунов С.В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений /М.: Изд-во МГТУ. 1995. – 441с.
61. Ian Gray, SPE Reservoir Engineering in Coal Seams: Part 1 - The Physical Process of Gas Storage and Movement in Coal Seams / Электронный ресурс. Режим доступа: [http://www.sigra.com.au/ppr\\_reseng1.html](http://www.sigra.com.au/ppr_reseng1.html)
62. COAL MINE OUTBURST MECHANISMS, THRESHOLDS AND PREDICTION TECHNIQUES OUTBURST MECHANISMS, THRESHOLDS AND PREDICTION TECHNIQUES. Ian GRAY. AUGUST 2006. [www.sigra.com.au](http://www.sigra.com.au) CLIENT: AUSTRALIAN COAL ASSOCIATION RESEARCH PROGRAM (ACARP).
63. Simulation of Hydraulic Treatment of Coalbed by Hydraulic Pulse Loadings L.A. Puchcov; S.V. Slastunov; G.G. Karkashadze; K.S. Kolilov (Moscow State Mining University, Russia). 0620. (Moscow State Mining University, Russia) // Публикация международной конференции. Алабамский университет. 2006.
64. Coalbed Methane Recovery Yield Simulation Puchcov L.A., Slastunov S.V. and Karkashadze G.G. (Moscow State Mining University) 0701. (Moscow State Mining University, Russia) // Публикация международной конференции. Алабамский университет. 2007.

65. Justification of Optimum Permitted Exploration of Working Coal Face Related to Coal Seam Gas Content. L.A. Puchkov, S.V. Slastunov, G.G. Karkashadze and K.S. Kolilov (Moscow State Mining University, Russia) 0826 2008 International Coalbed Methane Symposium. University of Alabama, Tuscaloosa. Сборник трудов, 10 стр.

66. Полубаринова-Кочина П.Я. О неуставновившейся фильтрации газа в угольном пласте. Прикладная математика и механика / Том XVII, 1953. Институт механики Академии наук союза ССР. С. 735-738.

67. Иванов Ю.М. Управление газодинамическим состоянием массива горных пород для безопасной ресурсосберегающей подземной разработки газоносных угольных пластов. Дисс. на соискание уч. ст. к.т.н. / М., МГГУ, 2012.

68. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Фейт Г.Н. Способ дегазации угольного пласта. Патент РФ N2159333.: МГГУ, Бюл. N32, 20.11.2000.

69. Сластунов С.В., Коликов К.С., Швец И.А., Шмидт М.В. Заблаговременная дегазационная подготовка на шахтах Карагандинского бассейна ГИАБ, тематическое приложение «Аэрология» // М., изд-во МГГУ, 2005. С. 222-230.

70. Puchkov L.A., Slastunov S.V., Karkashadze G.G., Kolikov K.S. The Development of Analytical Model for Hydranlic Treatment of Coal Bed and Determination of its Main Hydrodynamic Parameters / 2005 International Coalbed metfane Symposium, may, 2005 Kryant conference center the Univercity of Alabama Tuscaloosa, Alabama.

71. Грознов Н.Н. Повышение метанобезопасности высокопроизводительной отработки запасов угля на основе совершенствования способов региональной дегазации угольных пластов // Труды VIII Международной научно-практической конференции «Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности». – Кемерово, 2006. С. 66-67.



72. Фейт Г.Н. Предельные состояния и разрушение углей выбросоопасных пластов // Прогноз и предотвращение внезапных выбросов при проведении подготовительных выработок на выбросоопасных пластах: Научн. сообщ./ Институт горного дела им. А.А.Скочинского. – 1986, Вып.252. С. 104-113.

73. Презент Г.М., Сластунов С.В., Баймухаметов С.К., Швец И.А., Коликов К.С. Заблаговременная дегазация шахтных полей и добыча угольного метана через скважины с поверхности // Уголь, 1997, N10. С. 41-44.

74. Баймухаметов С.К., Швец И.А. Опыт извлечения и утилизации метана на шахтах Карагандинского угольного департамента АО «ИспатКармет» и потенциальные возможности снижения эмиссии метана в атмосферу / Сокращение эмиссии метана. Доклады II Международной конференции. - Новосибирск, 2000. С. 472-475.

75. Козловский А.Е., Козлов А.В. Бурение скважин с промывкой пеной (основы теории и эксперимента) / М., 1999. – 114 с.

76. Серов В.И., Виноградов В.П., Гостева С.Н. Возможности угольной промышленности России в снижении выбросов метана в атмосферу Земли // Труды II Межд. конф. «Сокращение эмиссии метана», Новосибирск, 2000. С. 582-585.

77. Веселов А.П., Колесников Ю.М., Ганшевский С.П. и др. Утилизация метана на шахтах Воркуты // Безопасность труда в промышленности, – 1996, № 8. С. 37-38.

78. Веселов А.П., Колесников Ю.М., Ганшевский С.П. Проблемы использования шахтного метана Воркутского месторождения // Метановый центр, № 2, – Кемерово, 1996. С. 12-13.

79. Руководство по дегазации угольных шахт / М.: 1990. – 192 с.

80. Устинов Н.И., Воронюк Ю.С. Возможности повышения производительности очистных забоев при разработке газоносных пластов // Науч. сообщ. / ННЦ ГП – ИГД им. А.А. Скочинского, – М., 2003, Вып. 324. С. 47-55.

81. Методические положения по выбору и применению новых технологий дегазации и управления метановыделением на угольных шахтах / Люберцы, ННЦ ГП – ИГД им. А.А. Скочинского, 2002. – 116 с.

83. Саламатин А.Г., Забурдяев В.С. Проблемы дегазации угольных пластов // Безопасность труда в промышленности, – 1996, - № 4. С. 41-46.

83. Забурдяев В.С. Дегазация разрабатываемого пласта – эффективный способ повышения производительности и безопасности работ в метанообильных шахтах // Горный информационно-аналитический бюллетень, МГГУ, 2000, № 1. – С. 149-154.

84. Забурдяев В.С., Устинов Н.И., Пантелеев А.С., Овсянников И.П. Опыт бурения и герметизации скважин для извлечения кондиционного метана // Уголь, – 1995, - № 10. С. 48-50.

85. Забурдяев В.С. Новые методы дегазации и управления газовыделением в угольных шахтах // Обзорная информация. ЦНИЭИуголь, вып.2. М.: 1990. – 65 с.

86. И.В. Сергеев, В.С. Забурдяев и др. Управление газовыделением в угольных шахтах при ведении очистных работ / М.: Недра, 1992. – 256 с.

87. Руководство по дегазации угольных шахт России. – Люберцы, 2002, – 216 с.

88. Thomson S., Lunarzewski L. Latest advances in directional – horizontal drilling and gas recovery technologies for underground coal mines // International Conference on Coal-Bed Methane – Technologies of Recovery and Utilisation / Conference Proceedings. Katowice, Poland, – 1998, – pp. 131-143.

89. Dalton P., Lunarzewski L. Coal Seam Methane and Mine Ventilation Air Recovery Optimisation and Utilisation // International Conference on Coal-Bed Methane – Technologies of Recovery and Utilisation / Conference Proceedings. Katowice, Poland, – 1998, – pp. 396-412.

90. Haynes Ch. D. Appraisal of Coalbed Methane Resources in an Underground Mining Environment // The 1999 International Coalbed Methane Symposium. Alabama, USA, – 1999, – pp. 417-428.

91. Забурдяев В.С. Обоснование способов и параметров извлечения метана при высокоинтенсивной отработке газоносных угольных пластов. Дисс. на соискание ученой степени докт. техн. Наук /М., ИПКОН РАН, 2007.
92. С.Г.Калиев, Е.И. Преображенская, В.А. Садчиков и др. Управление газовыделением на угольных шахтах / М.: Недра, 1980. – 221 с.
93. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов /М., изд-во МГГУ, 2002. – 383 с.
94. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Фейт Г.Н., Презент Г.М. Геомеханическое обоснование и разработка технологии извлечения метана из угольных пластов в режиме кавитации с использованием геоэнергии массива / Научные школы Московского государственного горного университета: В 2 т.-М.: Изд-во Московского горного университета, 2008. - Т.1 , 0,4 п.л.
95. Сластунов С.В., Коликов К.С., Кашапов К.С., Грознов Н.Н., Шмидт М.В. Опыт и перспективы заблаговременной дегазации в Карагандинском угольном бассейне // ГИАБ, отдельный выпуск 11, «Метан», 2009. С.17-26.
96. Сластунов С.В., Коликов К.С., Стефлюк Ю.М., Полчин А.И. Снижение выбросоопасности угольных пластов на основе заблаговременной дегазационной подготовки // ГИАБ, 2012. ОВ №1. С. 119-126.
97. Сластунов С.В., Ермак Г.П. Обоснование выбора и эффективная реализация способов дегазации при интенсивной отработке газоносных угольных пластов — ключевой вопрос обеспечения метанобезопасности угольных шахт //Журнал «Уголь», № 1, 2013. С. 21-24.
98. Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт (РД-15-09-2006) / М., ОАО «НТЦ «Промышленная безопасность», 2007.
99. Сластунов С.В., Стефлюк Ю.М., Полчин А.И. Оценка эффективной комплексной трехстадийной пластовой дегазационной подготовки особовыбросоопасного пласта Д6 на поле шахты «Казахстанская». Сборник научных трудов «Современные проблемы шахтного метана» (к 85-летию проф. Н.В.Ножкина) // М.: ИД ООО Роликс, 2014. С. 55-64.
100. Сластунов С.В., Стефлюк Ю.М., Полчин А.И. Оценка фактической эффективности комплексной многостадийной пластовой дегазационной

подготовки особовывбросоопасного пласта Д6 на поле шахты Казахстанская»  
// Материали за 9-я международна научна практична конференция «Бъдещето  
выпроси от света на науката» -2013. Том 37. Технологии. Химия и химически  
технологии. София. «Бял ГРАД – БГ» ООД. С. 20-23.

101. Сластунов С.В., Каркашадзе Г.Г., Коликов К.С, Ермак Г.П.  
Аналитическая методика расчета допустимой нагрузки на очистной забой по  
газовому фактору // Журнал ФТПРПИ, № 6, 2013. С. 53-59, 1,0 п.л.

102. Сластунов С.В., Стефлюк Ю.М., Полчин А.И. Оценка  
эффективности комплексной многостадийной пластовой дегазационной  
подготовки особовывбросоопасного пласта Д6 на поле шахты Казахстанская»  
// Materiály ix mezinárodní vědecko -praktická konference «vědecký průmysl  
evropského kontinentu-2013» 27 listopadu - 05 prosinců 2013 rokuDíl 34  
Technické vědyPraha Publishing House «Education and Science» s.r.o 2013, с. 43-  
46.

103. Константин Коликов, Сергей Сластунов, Юрий Стефлюк.  
Заблаговременная дегазационная подготовка выбросоопасного пласта. /  
Эффективность дегазационной подготовки выбросоопасного пласта / ISBN:  
978-3-8473-9852-3. Palmarium Academic Publishing. Saarbrucken 2014

104. Сластунов С.В. Горный инженер Ножкин Николай Васильевич –  
профессор Московского горного института // ГИАБ, Труды международного  
научного симпозиума «Неделя-Горняка – 2014», ОВ 1, 2014. С. 7-17.

105. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных  
месторождений / М.: Недра, 1979. – 271 с.

106. Временное руководство по дегазации шахтных полей  
Карагандинского бассейна с гидравлическим расчленением свит угольных  
пластов. – М.: МГИ, 1975.

107. Инструкция по дегазации угольных шахт / М., ОАО «НТЦ  
«Промышленная безопасность», 2012.

108. Стефлюк Ю.М. Обоснование выбора технологии пластовой  
дегазации выбросоопасных пластов для обеспечения их безопасной и  
интенсивной отработки в условиях Карагандинского угольного бассейна //

Депон. рук. Депозитарий изд-ва «Горная книга». Спр. № 879/04-12 от 23 января 2012 г. (15 стр.)

109. Сластунов С.В., Ермак Г.П., Шмат В.Н. Методология выбора технологических схем дегазационной подготовки угольных пластов к безопасной и интенсивной разработке // ГИАБ, отд. выпуск «Экология и метанобезопасность», № 8, 2011. С. 119-128, 0,7 п.л.

110. Сластунов С.В., Ермак Г.П. Обоснование выбора и эффективная реализация способов дегазации при интенсивной отработке газоносных угольных пластов — ключевой вопрос обеспечения метанобезопасности угольных шахт // Журнал «Уголь», № 1, 2013. С.21-24.

111. С.В.Сластунов, Г.П. Ермак. Обоснованный выбор способов дегазации при интенсивной отработке газоносных угольных пластов — ключевой вопрос обеспечения метанобезопасности угольных шахт // ГИАБ, 2013. ОВ №1. С. 120-138, 1,0 п.л.

112. Сластунов С.В., Ютяев Е.П., Мазаник Е.В., М.Г.Лупий. Обоснование технологических решений по управлению газовыделением на выемочном участке при дегазационной подготовке угольных пластов к интенсивной и безопасной разработке // ГИАБ, 2014, ОВ №3 «Промышленная безопасность». С. 20-27

113. Каркашадзе Г.Г., Сластунов С.В., Ютяев Е.П. Оценка поитенциального уровня извлекаемости метана из угольных пластов // М., ГИАБ, № 11, ОВ – Метан, 2009. С. 27-36.

114. Временное руководство по заблаговременной подготовке шахтных полей к эффективной разработке скважинами с поверхности с пневмогидровоздействием на свиту угольных пластов / М., МГИ, - 1991. – 92с.

115. Отраслевое руководство по заблаговременной дегазационной подготовке высокогазоносных угольных пластов к безопасной и эффективной отработке / М.: МГГУ, 2006. Согласовано Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (письмо № 13-07/701 от 29 ноября 2006 г.).

116. Стефлюк Ю.М. Обоснование выбора технологии пластовой дегазации выбросоопасных угольных пластов для обеспечения их безопасной и интенсивной отработки. Дисс. на соискание уч. степ. канд. техн. наук / М., МГГУ, 2012.

117. Желтое Ю. П., Христианович С. А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта. ОН, Изд-во АН СССР, 1955, № 5. С. 3—41.

118. Совершенствование способов дегазации угольных пластов в Карагандинском бассейне / В. А. Садчиков, А. Ш. Талапкеров, Е. И. Преображенская и др. М., изд. ЦНИЭИуголь, 1972. – 33 с.

119. Шиленков В. Н. Модель гетеротрещиноватой среды для исследования процессов предварительного увлажнения угля. — В кн.: Науч. тр. КНИУИ, вып. 28. М., Недра, 1967. С. 51-55.

120. С.А. Оганов, В.Н. Костеренко, А.П. Садов, Э.Э. Байсаров. Строительство горизонтальной скважины с дневной поверхности в условиях блока №4 шахты им. С.М.Кирова (Кузбасс) с использованием буровой установки SANDVIKDE 880 – TR // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - М.: Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 2011. - № 6. С. 35-43.

121. С.А. Оганов, В.Н. Костеренко, А.П. Садов, Э.Э. Байсаров Строительство горизонтальных скважин с дневной поверхности для дегазации угольных шахт с целью предупреждения внезапных выбросов метана и обеспечения эффективного управления газовыделением на выемочных участках, а также для решения задач защиты горных выработок от водопритокков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.- М.: Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 2014. - № 1. С. 36-41.

122. Мазаник Е.В. Совершенствование технологии дегазации угольных шахт ОАО «СУЭК - Кузбасс» на основе заблаговременной скважинной подготовки шахтных полей. Дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. / М., МГГУ, 2010.

123. Коршунов Г.И., Серегин А.С., Садов А.П., Комиссаров И.А. Дегазация угольных пластов на основе циклического гидродинамического воздействия // ГИАБ, ОВ 3. Промышленная безопасность. 2014. С. 29-33.

124. Горбунов А.Ю. Совершенствование контрольно-надзорной деятельности в горнодобывающих отраслях промышленности // Безопасность Труда и Промышленности, 2012 №12. С. 16-18.

125. Применение пневмогидродинамического воздействия на углепородный массив через поверхностные дегазационные скважины для добычи метана угольных месторождений / П.Е. Филимонов, Б.В. Бокий, И.А. Ефремов, В.В. Чередников, К.К. Софийский // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. - Днепропетровск: ИГТМ НАНУ, 2010. - Вып. 87. С. 34-40.

126. Научное открытие № 123. Закономерность разрушения пористых газонасыщенных тел при циклическом гидродинамическом воздействии / К.К. Софийский, Е. Г. Барадулин, Э. И. Мучник [и др.] // Научные открытия: V Сборник кратких описаний. - 1999. - Выпуск 2. - М. — Санкт-Петербург. — 2000. С. 36 - 38

127. Пат. № 2298650 Способ гидравлической обработки пласта, Пучков /Л.А., Сластунов С.В., Каркашадзе Г.Г., Коликов К.С.

128. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. М., «Недра», 1979. – 271 с.

129. Жуковский Н.Е. Гидравлика. Полное собрание сочинений. Том VII. 1937. – 146 с.

130. Коршунов Г.И., Серегин А.С., Шипулин А.В. Увеличение газовой проницаемости угля путем импульсно-волнового воздействия через скважины» // М., Газовая промышленность 672, 2012. С. 46-47.

131. Коршунов Г.И., Пальцев А.И., Серегин А.С., Шипулин А.В. Создание блочно-трещиноватой структуры в угольном пласте при гидродинамическом воздействии с помощью импульсно-волнового воздействия // М., ГИАБ №4, 2012. С. 109-113.

132. Оловянный А.Г. Некоторые задачи механики массивов горных пород / ФГУП «Межотраслевой научный центр» ВНИМИ; ООО «Стресс» СПб, 2003. – 234 с. И5ЕВ

133. Методика определения экономической эффективности использования в угольной промышленности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений / Москва, ЦНИЭИуголь, 1979.

134. Сластунов С.В., Каркашадзе Г.Г. Мазаник Е.В., Лупий М.Г. Научно-техническое обеспечение методологии прогноза максимально допустимых нагрузок на очистной забой при отработке газоносных угольных пластов // ISSN 0017-2278. Горный журнал, 2015, № 3.

135. Сластунов С.В., Коликов К.С., Ермак Г.П., Ютяев Е.П. Решение проблемы безопасности угледобычи в долгосрочной программе развития отрасли // ISSN 0017-2278. Горный журнал, №4, 2015. С. 46-48.

136. Сластунов С.В., Коликов К.С., Захарова А.А., Мазаник Е.В. Выбор эффективной технологии дегазации угольных пластов // Химия твердого топлива, 2015, № 6. С. 44-49.

137. Каркашадзе Г.Г., Мазаник Е.В., Ермак Г.П. Снижение газодинамической энергии выбросоопасного угольного пласта в процессе его дегазации // Горный журнал, 2015, № 9. С.37-40.

138. Сластунов С.В., Ютяев Е.П., Мазаник Е.В., Садов А.П. Повышение эффективности пластовой дегазации на основе гидроразрыва угольных пластов // Международная научно-практическая конференция, посвященная 110-летию горного факультета «Горное дело в XXI веке: Технология, наука, образование». Тезисы докладов. 28-29.10.2015. Санкт-Петербург, НМСУ «Горный», 2015. С. 104.



139. Садов А.П., Сластунов С.В. Проектные решения по реализации гидропневмодинамического воздействия с использованием эффекта самоподдерживающегося разрушения угля // Научно-практический журнал «Записки Ученого», изд. «Приоритет», 2015.
140. Сластунов С.В., Стефлюк Ю.М., Садов А.П. Оценка эффективности усовершенствованной технологии заблаговременной дегазационной подготовки при отработки особо выбросоопасного пласта Д<sub>6</sub> на поле шахты «Казахстанская» // Научно-практический журнал «Записки Ученого», изд. «Приоритет», 2015.
141. Сластунов С.В., Мазаник Е.В., Садов А.П. Новые технологические решения в области предварительной дегазации на основе активных воздействий на угольный пласт из подземных выработок // ГИАБ, Труды международного научного симпозиума «Неделя-Горняка – 2016», ОВ 1, 2016. С. 107-117.
142. Садов А.П. Совершенствование заблаговременной пластовой дегазации на базе гидродинамического воздействия // Депонированная рукопись в издательстве «Горная книга» (справка № 1082/8 от 17 июня 2016 г., ГИАБ № 8), 2016.
143. Мазаник Е.В., Понизов А.В., Садов А.П., Сластунов С.В. Усовершенствованная технология предварительной дегазации угольных пластов на основе их гидроразрыва // Сборник статей по материалам XIV международной заочной научно-практической конференции: «Развитие науки в XXI веке» 1 часть, г. Харьков: научно-информационный центр «Знание», 2016. С.111-116. ISSN: 6827-0151
144. Сластунов С.В., Мазаник Е.В., Садов А.П., Понизов А.В. Углубление пластовой дегазации на основе усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2016. № 9. С. 296-303.
145. Сластунов С. В., Ютяев Е. П., Мазаник Е. В., Садов А.П., Понизов А. В. Шахтные испытания усовершенствованной технологии подземной пластовой дегазации с использованием гидроразрыва // «Уголь», № 11-2016. С. 32-37.

## Приложение

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер  
Управления дегазации  
и утилизации метана (УДиУМ)  
ОАО «СУЭК – Кузбасс»



Гаврилов В.И.

«        » сентября 2015 г.

### АКТ

выполнения работ по гидроразрыву пласта «Болдыревский» через скважину № 1-ПодзГРП шахты им. С.М. Кирова на выемочном участке 24-58 с использованием гидроразрыва пласта из подземных скважин

от 02.09.2015 г.

Согласовано:

Зам. ген. директора – директор  
аэрологической безопасности  
подземных горных работ

  
подпись, дата

Е.В. Мазаник

Директор управления дегазации и  
утилизации метана

  
подпись, дата

А.П. Садов

**Мы, нижеподписавшиеся:**

**представители УДиУМ**, зам. главного инженера по технологии Комиссаров И.А., инженер-технолог Хаутиев А.М-Б., зам начальника участка №3 Демин С.Л.;

**представители шахты им. С.М. Кирова**, зам. главного инженера Малафеев А.В, зам. начальника участка ВТБ Агафонников А.С.;

представитель **Горного института НИТУ «МИСиС»**, руководитель НИР, проф., д.т.н. Сластунов С.В., ведущий инженер Макаров В.А.

составили настоящий акт в следующем.

**Работы проводились в соответствии со следующими документами:**

- Технологическая часть проекта по предварительной дегазации пласта «Болдыревский» на поле шахты им. Кирова на выемочном участке 24-58 с использованием гидроразрыва пласта из подземных скважин (утверждена Первым зам. генерального директора-Техническим директором ОАО «СУЭК-Кузбасс» А.А. Мешковым);
- Паспорт на выполнение работ по гидроразрыву пласта «Болдыревский» в выемочном участке №24-58 ОАО «СУЭК-Кузбасс» шахта им. С.М. Кирова (утвержден главным инженером шахты им. С.М. Кирова А.В. Понизовым);
- Программа и методика экспериментальных работ по апробации и оценке эффективности предварительной дегазации пласта «Болдыревский» на поле шахты им. Кирова (выемочный участок 24-58) с использованием гидроразрыва пласта из подземных скважин (утверждена Первым зам. генерального директора-Техническим директором ОАО «СУЭК-Кузбасс» А.А. Мешковым).

**Время, последовательность и состав работ.**

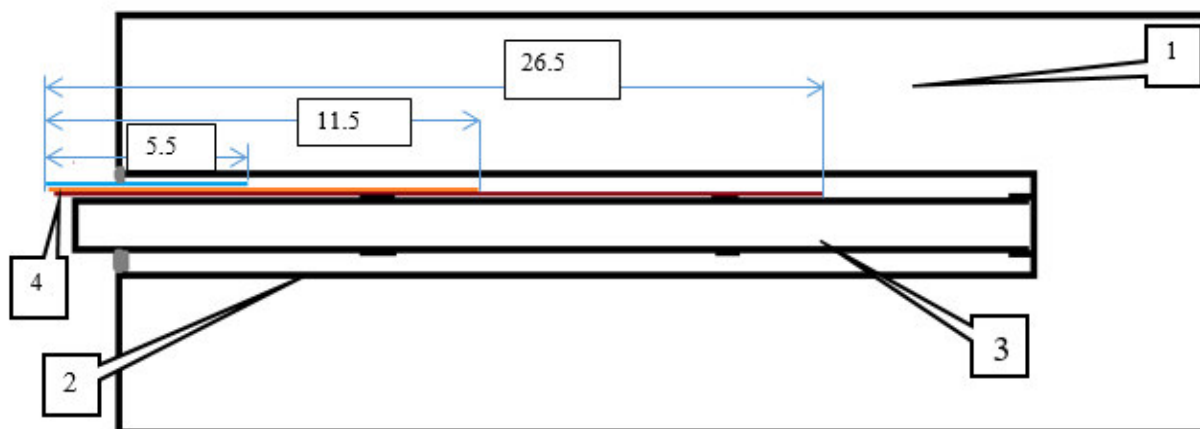
Из вентиляционного штрека 24-58 (место заложения экспериментальной скважины №1- ПодзГРП - вентиляционный штрек лавы 24-58, **ПК 160** – выкопировка из плана горных работ прилагается).

05.08.2015 была пробурена скважина длиной **35,5 метров** диаметром **130 мм**. Произведена обсадка скважины стальными трубами диаметром **70 мм**, стенка - **5 мм**. При обсадке периодически велась промывка скважины для удаления бурового штыба.

На этапе герметизации скважины для нагнетания шахтиклея были опущены **в скважину вместе с обсадной колонной 3 шланга** на глубины **26.5, 11.5 и 5.5 метров**. Герметизация скважины была проведена 06.08.2015 с помощью специалистов **ООО «Сибхимукрепление»**.

По факту в скважину было залито около **120 литров двухкомпонентной смолы**.

07.08.2015. Была частично проверена герметичность скважины путем ее опрессовки из пожарно-оросительного трубопровода. Не было зафиксировано утечек воды при давлении около **30 атм**.



1- угольный пласт; 2- экспериментальная скважина под ПГРП диаметром 130 мм длиной 35.5 м; 3- обсадная колонная диаметром 70 мм; 4- шланги для подачи герметизирующих компонентов.

11.08.2015. Скважина была разбурена на проектное значение **2 м** штангами диаметром **40 мм**. Был осуществлен начальный замер дебита смеси из скважины, который составил **25 л/мин** с концентрацией метана в смеси **16,7 %** (**4,2 л/мин чистого метана**).

Скважина была закрыта на измерение **нарастания пластового давления метана**.

12.08.2015 Измеренное значение  $P_{пл} = 5.1$  бар

13.08.2015  $P_{пл} = 5.5$  бар (концентрация 90 %)

14.08.2015  $P_{пл} = 5.6$  бар (концентрация 99 %)

**Примечание.** Предварительный вывод – рост концентрации метана и относительно малое значение пластового давления говорит о том, что **имели места утечки метана в выработку**.

15.08-16.08.2015. Были изготовлены и собраны необходимые переходники для подключения скважины к маслостанции: переходники для подключения к обсадной трубе, с одной стороны, с наружной резьбой для закручивания в обсадную трубу и с другой стороны, под соединение БРС-31, для последующего подключения к нему крана с БРС-31. На один выход от маслостанции был установлен кран с БРС-31 и к крану был подключен рукав высокого давления.

16.08.2015. Имела место заштыбовка скважины, о чем говорит **выброс штыба в выработку** при прочистке скважины.

**Примечание.** Предположительно истинное значение давления в скважине больше измеренного  $P_{пл} = 5.6$  бар. Заниженное значение пластового давления может быть объяснено заштыбовкой скважины.

18.08.2015 **Был произведен гидроразрыв пласта** (собственно ПодзГРП) в соответствии с приведенными выше технологическими документами.

В качестве рабочего агента применялась эмульсия **HYDROCOR GS 460 NH**.

**Физические свойства эмульсии:**

**HYDROCOR GS 460 NH HFA-S**

**Технологические свойства.**

**Концентрат:**

Вязкость при 20°C < 50 мм<sup>2</sup>/сек

Плотность при 15°C 1,07 г/мл

Точка воспламенения > 100°C

Фактический темп нагнетания и общий объем закаченной эмульсии непосредственно в ходе эксперимента **измерены не были.**

Проектные	Фактические
$V_{\text{зак}} = 50 \text{ м}^3$	Расчетная оценка
Темп 10 л/с	
$P = 100\text{-}150 \text{ атм}$	См. график

**Примечание.** Максимально возможный объем при возможности маслостанции обеспечить темп порядка 10 л/сек и времени закачки 9 минут мог составить:

$$540 \text{ сек} * 10 \text{ л/с} = 5400 \text{ л} = \mathbf{5,4 \text{ м}^3}$$

Ниже приведена таблица и график **изменения давления в пласте во времени** в ходе проведения ПодзГРП.

Таблица – Изменение давления в пласте в течение времени нагнетания эмульсии в экспериментальную скважину

время после начала, часы:мин:сек	давление, bar
0:00:00	0
0:03:15	0
0:03:30	100
0:04:00	130
0:04:10	140
0:04:20	150
0:04:30	160
0:04:45	170
0:05:00	180
0:05:15	185
0:05:30	190
0:05:45	195
0:06:00	200
0:06:15	200
0:06:30	205
0:06:45	210
0:07:00	215
0:07:05	218
0:07:10	220
0:07:15	215
0:07:30	220
0:07:45	220
0:08:00	225
0:08:15	225
0:08:30	220
0:08:45	225
0:09:00	220

**Примечание.** С момента начала нагнетания эмульсии в скважину до времени 07 мин. 10 сек. происходило плавное нарастание давления в скважине. На времени 07 мин. 10 сек. произошло падение давление, затем повышение. Небольшие скачки давления могут быть связаны с прорастанием трещин в угольном пласте. Стабилизация давления произошла на максимальном уровне **225 бар.**

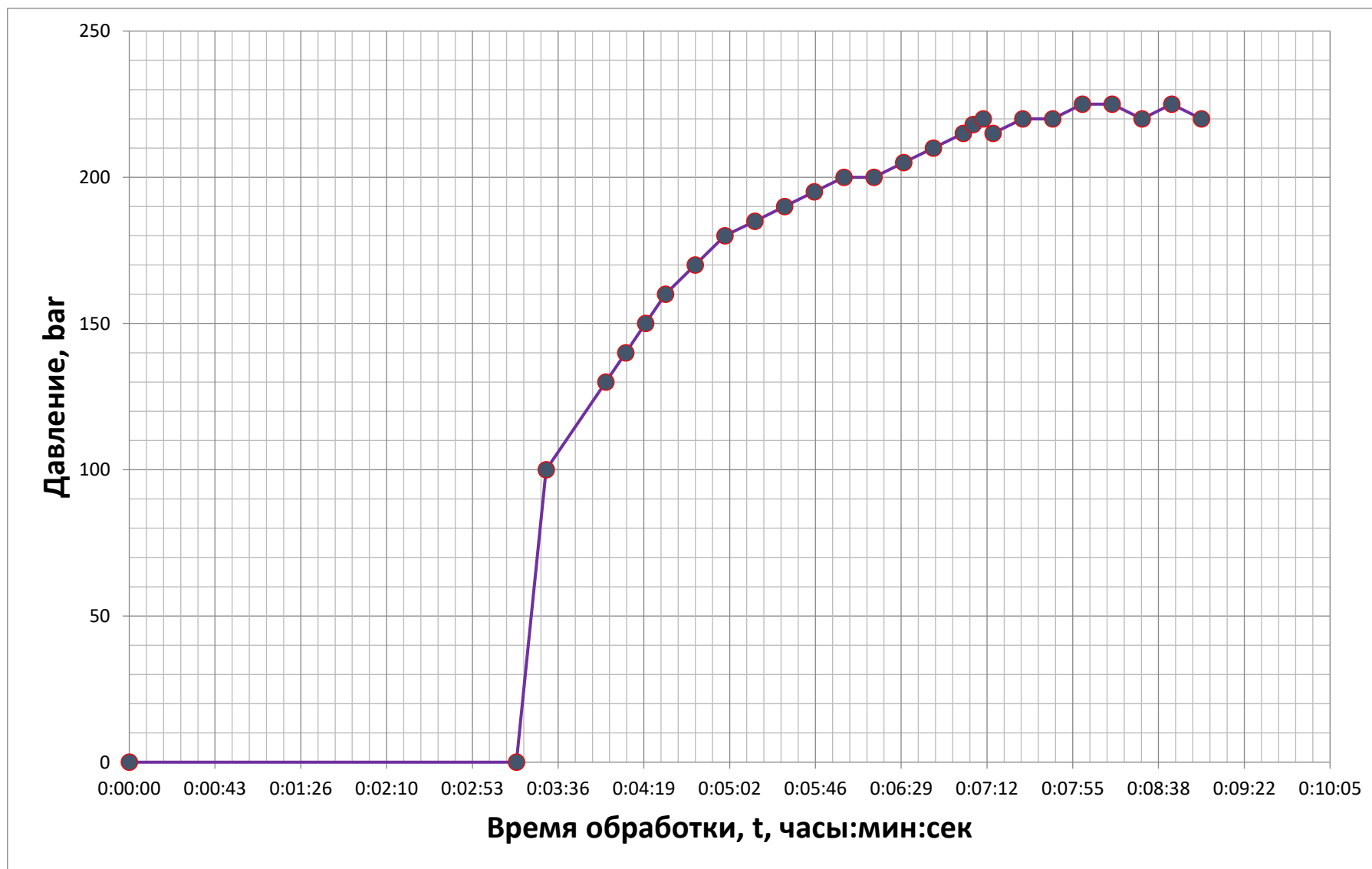


Рисунок - График изменения давления во времени в ходе проведения ПодзГРП



После проведения гидроразрыва скважину закрыли на некоторое время, пока давление не упадет до величины безопасных значений, после чего должен быть произведен сброс давления и осуществлено измерение газовыделения из скважины. После проведения гидроразрыва давление в скважине упало до величины **150 бар в течение 5 мин.** Через сутки давление в пласте упало до величины **0 бар.**

19.08.15 После ПодзГРП дебит метана составил  $q_{\text{гpp1}} = 35$  л/мин, **концентрация метана в смеси  $C_{\text{гpp1}} = 99.9$  % ( $q_{\text{гpp1}} = 35$  л/мин чистого метана).** Затем скважину закрыли для определения кривой нарастания давления в соответствии с пунктом 7 «Программы и методики экспериментальных работ по апробации и оценке эффективности предварительной дегазации пласта «Болдыревский» на поле шахты им. Кирова (выемочный участок 24-58) с использованием гидроразрыва пласта из подземных скважин».

21.08.15. Было произведено измерение давления в скважине 1 ГРП, которое составило  **$P(\text{после ГРП}) > 16$  бар.** Затем сбрасывали давление, с водой выходила угольная мелочь, скважина заштыбовывалась, приходилось периодически прочищать переходники. Спустя **60 мин** после сброса давления установившийся дебит из скважины составил  $q_{\text{гpp1}} = 50$  л/мин с **концентрацией метана в смеси  $C_{\text{гpp1}} = 93$  % ( $q_{\text{гpp1}} = 46,5$  л/мин чистого метана).** Процесс очистки скважины от штыба положительно влияет на значения дебита смеси из скважины.

24.08.15. Измеренное значение давления газа в скважине 1 ГРП составило  **$P(\text{после ГРП}) = 10.8$  кгс/см<sup>2</sup>.**

25.08.15 Спустя сутки давления газа в скважине выросло до значений  **$P(\text{после ГРП}) = 21$  кгс/см<sup>2</sup>.**


26.08.15. Давления газа в скважине выросло до значений  **$P(\text{после ГРП}) = 29$  кгс/см<sup>2</sup>.**

31.08.15. Измеренное значение давления газа в скважине 1 ГРП составило  $P$  (после ГРП) = 37.8 кгс/см<sup>2</sup>.

01.09.15. Значение давления газа в скважине 1 ГРП составило  $P$  (после ГРП) = 44 кгс/см<sup>2</sup>.

Намечены дальнейшие исследования по определению максимальных значений давления метана в скважине, близкие к пластовому давлению, динамики изменения метаноотдачи пласта в течение времени и оценка эффективности мероприятий по ПодзГРП в соответствии с указанными выше программой и методикой экспериментальных работ.

от УДиУМ ОАО «СУЭК – Кузбасс»:

зам. главного инженера по технологиям  Комиссаров И.А.

инженер-технолог  Хаутиев А.М-Б.

зам. начальника участка №3  Демин С.Л.

от шахты им. С.М. Кирова:

зам. главного инженера  Малафеев А.В.

зам. начальника участка ВТБ  Агафонников А.С.

от Горного института НИТУ «МИСиС»:

руководитель НИР,  
проф., д-р техн. наук  Сластунов С.В.

ведущий инженер  Макаров В.А