

А.Ф. Булат, Е.Л. Звягильский, К.К. Софийский,
В.С. Грязнов, В.В. Петров, В.Г. Ильюшенко,
В.В. Шевченко, Б.В. Бокий, Д.П. Силин,
Е.Г. Барадулин, В.А. Нечитайло

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ РАБОТ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА l_1 НА ШАХТЕ ИМ. А.Ф. ЗАСЯДЬКО ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ

Викладено результати експериментальних робіт по інтенсифікації дегазації вугільного пласту l_1 на шахті ім. О.Ф. Засядька гідродинамічною дією через свердловини, які просвердлені через породну пробку по вугільному пласту довжиною до 100 м. Показано вплив гідродинамічної дії у різних режимах роботи на швидкість газовиділення та на розмір відстані між технологічними свердловинами.

THE RESULTS OF EXPERIMENTAL WORKS ON INTENSIFICATION DEGASSING OF MINE LAYER l_1 OF MINE NAMED A.F. ZASJADKO BY THE HYDRODYNAMICAL INFLUENCE

Gives an account results of experimental works by the intensification degassing of mine layer l_1 of the mine named A.F. Zaszjadko with the hydrodynamical influence across the chincs, drilled across the rock's cork on the coal layer near 100 metres long. It was shown the influence of the hydrodynamical influence in a different regimes of work to the speed of gas-secretion and to the dimension of distance between the technological chincs.

В соответствии с решением технического совета шахты им. А.Ф. Засядько была разработана методика проведения экспериментальных работ по интенсификации дегазации отрабатываемого пласта. Целью работы является дегазация угольного пласта с коэффициентом извлечения газа не менее 30 %, а основной задачей - разработать способ интенсификации дегазации отрабатываемых угольных пластов гидродинамическим воздействием из подготовительных выработок.

В состав оборудования для гидродинамического воздействия входят устройство гидродинамического воздействия, насос высокого давления и масляный насос. Устройство гидродинамического воздействия состоит из следующих основных частей: задвижки высокого давления на базе ЗВД-200, основания, пружинного механизма и гидроцилиндра на базе Ц-75. Разработана и передана для изготовления конструкторская документация на нестандартное оборудование и инструмент. С целью обеспечения регулировки сальникового уплотнения штока задвижки гайка задвижки высокого давления выполнена разборной, что позволяет, не нарушая соединения между основанием и задвижкой, регулировать сальниковое уплотнение путем вращения фиксатора. Для предотвращения утечек рабочей жидкости из коллектора в системе гидродинамического воздействия предусмотрены усиление и стабилизация соединения гидроцилиндра с основанием при помощи упора и фиксирующих цилиндров, что обеспечивает плотное закрытие затвором полости задвижки и препятствует изгибу штока гидродомкрата из-за сползания его в плоскости параллельной основанию. С целью недопущения заклинивания затвора между притертыми поверхностями патрубков задвижки предусмотрен

патрубков задвижки предусмотрен двухступенчатый шток пружинного механизма.

Осуществлен авторский надзор за изготовлением разработанного нестандартного оборудования на предприятиях Донбасса. Изготовлено 10 комплектов оборудования, в том числе пружины для пружинного механизма, переходники к гидроцилиндрам, манометрам и высоконапорным рукавам, заглушки, анкера, планки, остовы для оснований, пальцы, пружинные механизмы, фланцы и кондукторы с фланцами и прутьями.

На поверхности шахты выполнен монтаж двух комплектов оборудования для проведения работ по гидродинамическому воздействию. На шахтной платформе смонтированы насос высокого давления СНТ-32 и масляный насос 50НР-32. В гидроцехе участка ЭМО произведены регулировка и проверка работоспособности смонтированных установок. Установки для гидродинамического воздействия показали себя работоспособными. Устройство гидродинамического воздействия работало безотказно и обеспечивало необходимые параметры воздействия: перепад давления в скважине 2...7 МПа, темпы подачи жидкости 0,04...0,06 м³/мин, давление нагнетания 2...7 МПа, время нагнетания 1,5...25 мин, давление сброса не более 4 МПа, время открывания скважины 0,01...0,1 с, время сброса 1...5 мин, продолжительность цикла 5...30 мин. Устройство имеет следующие основные характеристики: максимальная подача рабочей жидкости - 6×10^{-4} м³/с, максимальный расход газонасыщенной угольной пульпы - 0,6 м³/с, максимальное давление в коллекторе – 20 МПа, максимально допустимое давление в гидроцилиндре – 10 МПа, рабочее давление в гидроцилиндре 5 МПа, время полного открывания клинового затвора задвижки высокого давления - не более 0,3 с, условный проход задвижки высокого давления – 100 мм, наработка на отказ - не менее 600 циклов.

Работы по дегазации угольного пласта I_7 на гор. 1070 м с 10 – го западного конвейерного штрека были начаты 03.08.2001 г. Из ниши размером 3x5 м, сооруженной на ПК15, была пробурена технологическая скважина диаметром 150 мм под углом 30° в горизонтальной плоскости и 21° в вертикальной плоскости (см. рис. 1). Общая длина скважины составила 36 м, в том числе по углю 24 м..

В процессе гидродинамического воздействия было сделано 30 циклов. Время между циклами составляло от 10 до 20 мин., время сброса $t_c = 0,5...2$ с. Давление подачи жидкости находилось в пределах от 2 МПа до 4 МПа. Выход угля из технологической скважины начался после 3-го цикла воздействия. На 14, 28 и 30 циклах превышение содержания метана в выработке привело к срабатыванию системы АГЗ, при этом концентрация метана на пульте управления в течение 5 минут (в выработке сечением 18 м²) была равна 5,2 %. Общий выход газа составил около 2000 м³, или 1,5 % от расчетного количества газа в обрабатываемой зоне. Работы на скважине были прекращены с целью исключения аварийной обстановки в выработке и необходимостью установки пневмодвигателя для управления задвижкой.

Технологическая скважина № 2 (см. рис. 1) была пробурена из ниши, сооруженной на ПК-15, в ее правом углу под углом 30° к горизонтальной плоско-

сти в сторону забоя штрека и под углом 17° к вертикальной плоскости. Общая длина скважины составила 75 м, в том числе по углю – 61 м. Бурение скважины было начато 21.09.2001 г. и закончено 4.10.2001 г. (за 13 дней). Следует отметить, что давление CH_4 в скважине перед началом работ по гидродинамическому воздействию составило 1,7 МПа. Столь длительное бурение объясняется сильным истечением в выработку газа, а также троекратным присоединением скважины к системе вакуумирования, при этом концентрация газа в ставе вакуумотсоса находилась в пределах от 30 % до 45 % при расходе $10 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Работы по гидродинамическому воздействию были проведены 5.10.2001 г. Всего было проведено 7 циклов воздействия под давлением от 5 до 7 МПа. Во время воздействия газ из скважины выходил незначительно: концентрация метана в выработке повышалась всего на 0,1-0,2 % от фонового значения. Разрушение угля не происходило, так как скважина была пробурена в разгруженной зоне и радиус воздействия от скважины № 1 составил около 47 м (см. рис. 1). Эти результаты подтверждаются сейсмоконтролем, выполненным МакНИИ. Выход газа из двух скважин составил более 60,0 тыс. м^3 , но основной объем газа вышел из дегазационной скважины № 2. Инструментальные измерения скорости газовыделения из скважины № 1, 2 получены по данным на 30.08.2002 и представлены на рис. 2. Общий объем газа, вышедшего из угольного пласта на ПК-15, за этот период составил около 88 тыс. м^3 .

В результате на ПК 15 был дегазирован угольный пласт на площади 2262 м^2 ($b = 87 \text{ м}$, $l = 26 \text{ м}$) с коэффициентом дегазации более 0,70. Общий расчетный объем газа, содержащегося в зоне дегазации, составляет 125405 м^3 . Масса извлеченного из скважины угля превысила 20,0 т, что составляет 0,4 % от массы угля в дегазированной зоне.

Принятый режим гидродинамического воздействия оказался эффективным, принимая во внимание высокий коэффициент дегазации, но выход больших объемов газа в короткий промежуток времени создает опасные условия в горных выработках (концентрация метана до 6 %), необходимость вывода людей из забоя и их отсутствие на исходящей струе, а также последующее разгазирование выработки. В связи с этим было принято решение перейти на режимы работы, не приводящие к выбросам газа в атмосферу выработки. Такие работы были проведены на ПК 37+5. Для этого из ниши размером $3 \times 2 \text{ м}$ была пробурена технологическая скважина меньшего диаметра – 110 мм под углом 15° к горизонтальной плоскости и 17° к вертикальной плоскости. Общая длина скважины составила 100 м, в том числе по углю 88 м. Работы по гидродинамическому воздействию были начаты 2.11.2001 г. Всего было проведено 7 циклов воздействия под давлением от 1,0 до 4,5 МПа и извлечено 3 т угля. Однако, в связи с тем, что ранее неудачно пробуренная скважина длиной $l = 27 \text{ м}$ была некачественно затампонирована, не удалось обеспечить герметичность (потек весь забой) технологической скважины. Поэтому было принято решение пробурить 16 шпуров и затампонировать забой.

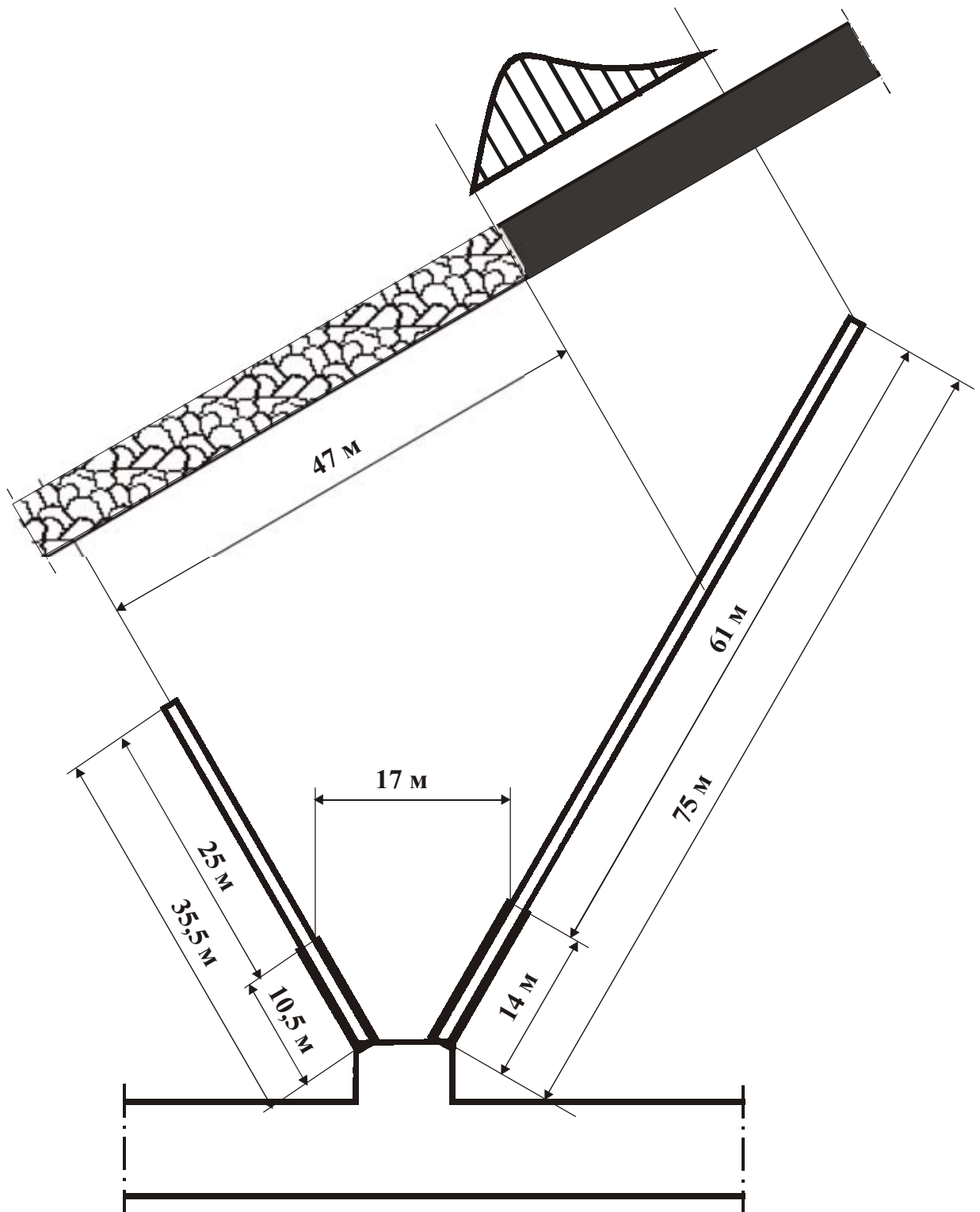


Рис. 1. Схема расположения технологической скважины и зоны разгрузки

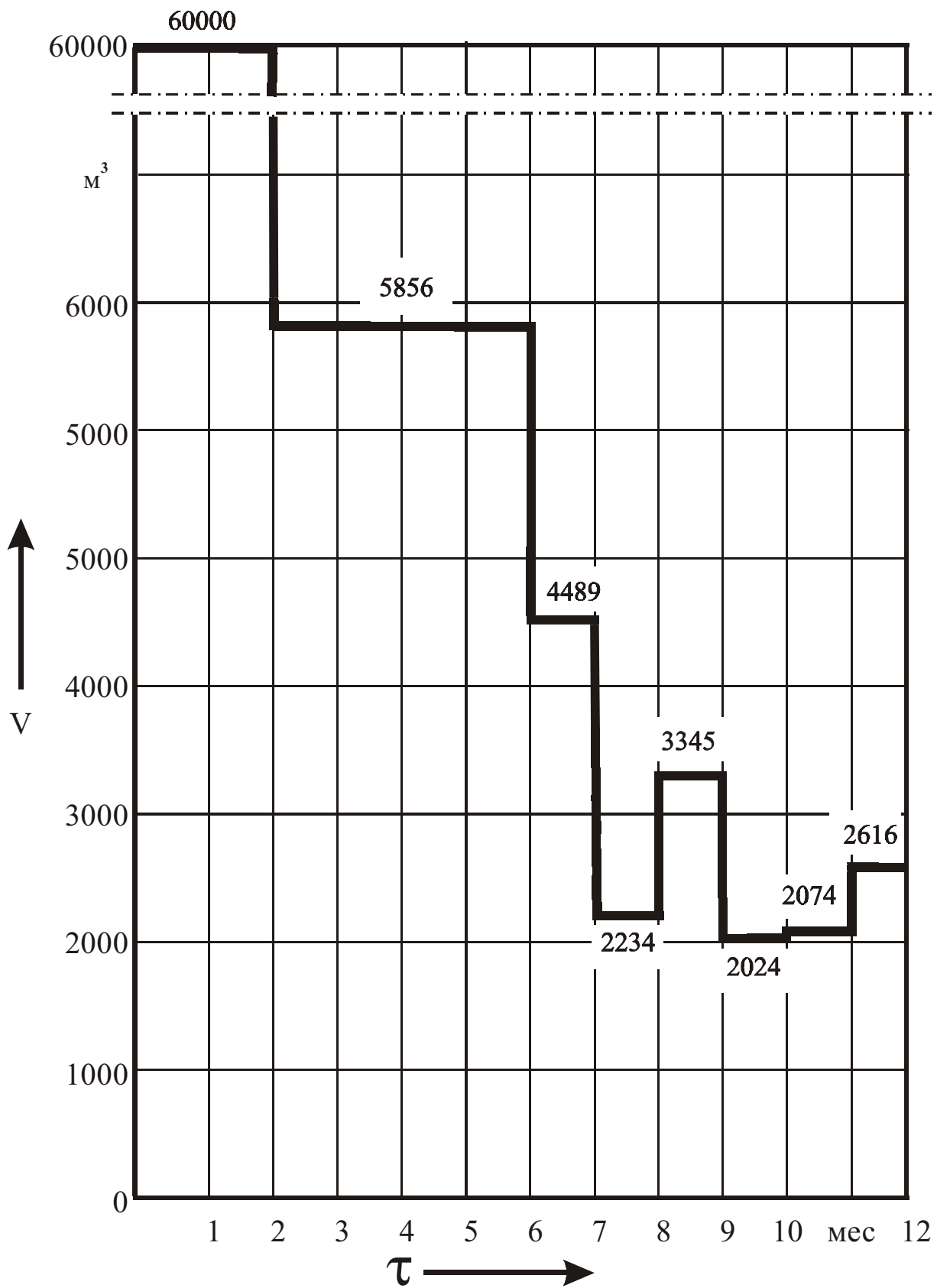


Рисунок 2 - Диаграмма выделения газа из скважины (ПК15)

Повторное гидродинамическое воздействие было произведено 20.11.2001 г. За прошедшие 17 суток выделилось 4380 м³ метана. Причем за 11 суток выделилось 3168 м³ при дебите скважины 288 м³/сутки и 1212 м³ за 6 суток при дебите 202 м³/сутки. Было произведено 22 цикла гидродинамического воздействия и добыто 22 т угля. Всего извлечено 25 т угля. При воздействии концентрация метана не превышала нормативных показателей. Гидродинамическое воздействие осуществлялось при давлении 7-8 МПа. Время между циклами колебалось от 4 до 5 мин. вначале процесса и до 20 минут в конце. После выпуска из скважины угля и воды скважина была закрыта. На следующий день концентрация газа в нише составляла 10 %. После проветривания ниши начали выпускать газ из скважины, при этом истечение газа происходило в течение 30 минут, а концентрация метана в нише находилась в пределах 5 %. В дальнейшем скважина была подключена к дегазационной системе. Вместе с разрушенным углем выделилось 550 м³ метана. Истечение газа из скважины происходило в течение более 10 месяцев. Максимальный выход газа составлял 417 м³/сут. постепенно снижаясь. В ноябре 2001 г. он колебался от 417 до 128,8 м³/сутки, в декабре – 128,8 до 118 м³/сутки, при этом на участке длиной в 21 м скважина прочищалась. В январе дебит скважины снизился от 118 м³/сутки до 37 м³/сутки. Вероятно, под воздействием 9 зап. лавы дебит скважины возрос до 116,3 м³/сутки. В дальнейшем, по сентябрь 2002 г., выход газа колебался от 75,9 м³ в сутки до 5,1 м³ в сутки. Диаграмма помесечного выделения газа представлена на рис. 3. Общий объем газа, вышедшего на ПК-37+5 за 10 месяцев, превысил 34122 м³. Коэффициентом дегазации при этом составил 0,28. Масса извлеченного угля из скважины превысила 25 т, что составляет 0,6 % от массы угля в дегазированной зоне.

На ПК 42+5 из ниши была пробурена технологическая скважина № 4 диаметром 110 мм под углом 15° к горизонтальной плоскости и 16° к вертикальной плоскости, общей длиной 94 м, в том числе по углю 82 м. Обработка массива была начата 3.11.2001 г., было проведено 26 циклов воздействия и извлечено 16 т угля при давлениях подачи от 7 до 9 МПа. Выход метана в атмосферу выработки в процессе воздействия был незначительным. Его концентрация в атмосфере выработки возросла всего на 0,1-0,2 %. После окончания воздействия газ из скважины не выходил, но через сутки газовыделение равнялось 700 м³/сутки, а с 5.11.2001 г. по 21.11.2001 г. составило 502,6 м³/сутки. После этого 21.11.2001 г. было проведено повторное гидродинамическое воздействие: в тех же режимах сделано 40 циклов и извлечено 25 т угля. Как и в предыдущем случае, интенсивное газовыделение началось на следующие сутки и составило 473 м³/сутки в течение 9 суток, т.е. по 30.11.2001 г. выделилось 13000 м³ газа. 30.11.2001 г. было проведено очередное гидродинамическое воздействие, сделано 14 циклов и извлечено 9,0 т. угля. Выход угля был очень интенсивным. Выходящая пульпа была похожа на густую нефть, а на поверхности пульпы была густая жирная пена. Это свидетельствует о том, что скважина работала по всей длине, т.к. уголь выходил из ее торца, который находился в верхней выбросоопасной пачке пласта l_1 . На последующем цикле уголь из скважины выходил сплошным потоком. Совершенно очевидно, что пропускная способность

скважины оказалась недостаточной, чтобы по ней можно было транспортировать такое количество угля. В этот момент в очередной раз произошло отключение электроэнергии и процесс воздействия был прекращен, а скважина осталась заполненной углем. Работы были приостановлены ввиду необходимости просушки электродвигателя. На следующий день скорость газовыделения снизилась и составила 177 м³/сутки. Затем она упала до 98 м³/сутки, а с 26.01.2002 г. по 21.01.2002 г. составила 26,5 м³/сутки. Наблюдение за выделением метана из скважины продолжались более 11 месяцев. Диаграмма помесичного выделения газа представлена на рис. 4. Всего из скважины за указанный период вышло более 32641 м³ газа. Коэффициент дегазации при этом составил около 0,29 %. Масса извлеченного угля из скважины превысила 50 т, что составляет около 1 % от массы угля в обработанной зоне.

На ПК 46 была пробурена технологическая скважина № 5 общей длиной 70 м, в том числе по углю 66 м. Длина породной пробки составила всего 4 м, вместо более 10 м по проекту. После обсадки скорость газовыделения была 220 м³/сутки. 9.11.2001 г. было сделано 3 цикла гидродинамического воздействия при давлениях подачи $P = 5,0$ МПа. Разрушение угля не наблюдалось, т.к. произошел гидроотжим породного забоя и была нарушена герметичность технологической скважины. Работы по воздействию были прекращены ввиду их нецелесообразности.

За 11 месяцев газовыделение из скважины находилось в пределах от 91,8 м³/сут. до 25,5 м³/сут. Динамика помесичного выделения газа из скважины на ПК-46 представлена на рис. 5. Всего выделилось более 15172 м³ газа. Коэффициент дегазации на этом участке составил 0,16.

На ПК 50 было пробурено 5 технологических скважин. Однако, в связи с тем, что направление их бурения было задано неправильно, ни одна из скважин не вышла на угольный пласт.

На ПК 53 была пробурена технологическая скважина № 6 общей длиной 40 м, в том числе по углю 28 м, скважина бурилась 7 дней. Работы по гидродинамическому воздействию были проведены 19.12.2001 г., было проведено 12 циклов и извлечено 5,0 т. угля. На следующий день скорость газовыделения составила 30,6 м³/сутки. 25.12.2001 г. повторно было проведено 28 циклов гидродинамического воздействия и извлечено 15 т угля. Процесс воздействия происходил очень быстро (подача – сброс 2-5 минут).

26.12.2001 г. были начаты работы по дальнейшему бурению скважины на ПК 53. Однако, в связи с тем, что давление сжатого воздуха в ставе не превышало 1-2 атм. буровой инструмент был зажат и вытащить его не удалось. Таким образом, скважина оказалась закрытой, а процесс газовыделения из нее на некоторое время прекратился, а затем суточное газовыделение находилось в пределах от 142,8 м³/сут до 23,8 м³/сут. Диаграмма помесичного газовыделения представлена на рис. 6. Анализ диаграммы показывает, что помесичное газовыделение возрастало и на 6-7 месяцы было максимальным – 6579 м³/мес. Всего выделилось более 17000 м³ газа. Коэффициент дегазации составил 0,43. Масса извлеченного угля из скважины превысила 12,0 т, что составляет 0,7 % от массы угля в обработанной зоне.

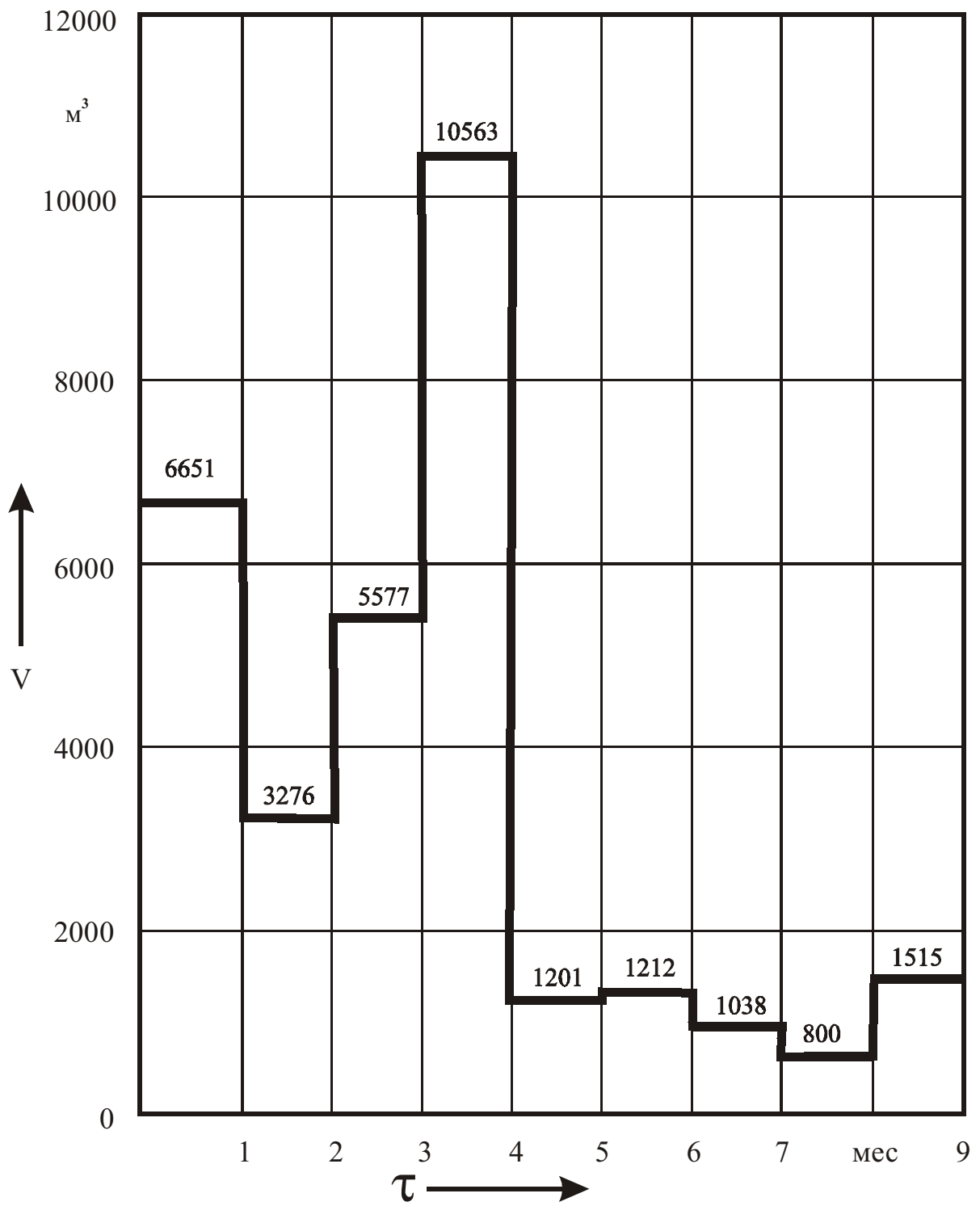


Рисунок 3 - Диаграмма выделения газа из скважины (К37)

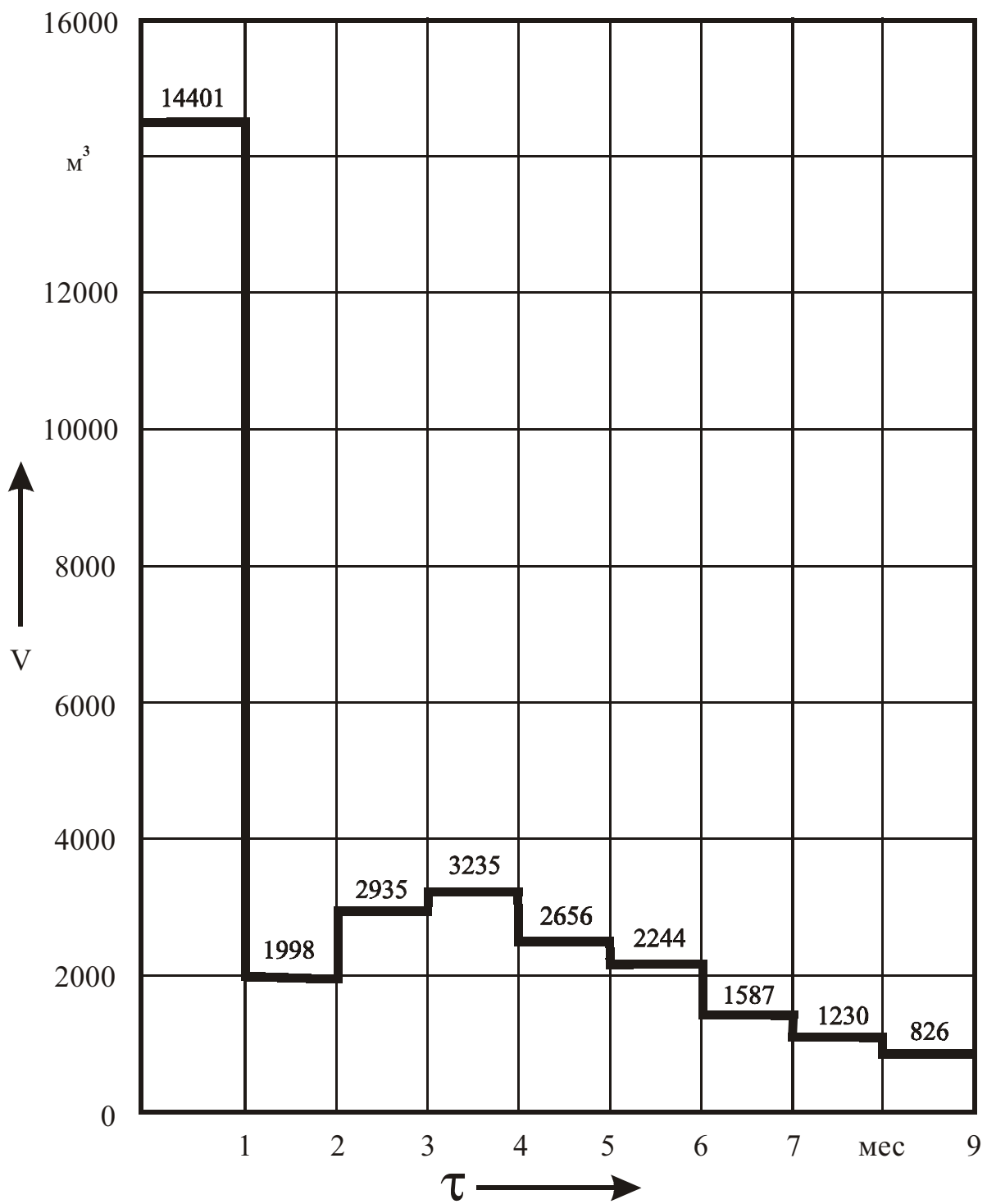


Рисунок 4 - Диаграмма выделения газа из скважины (ПК42)

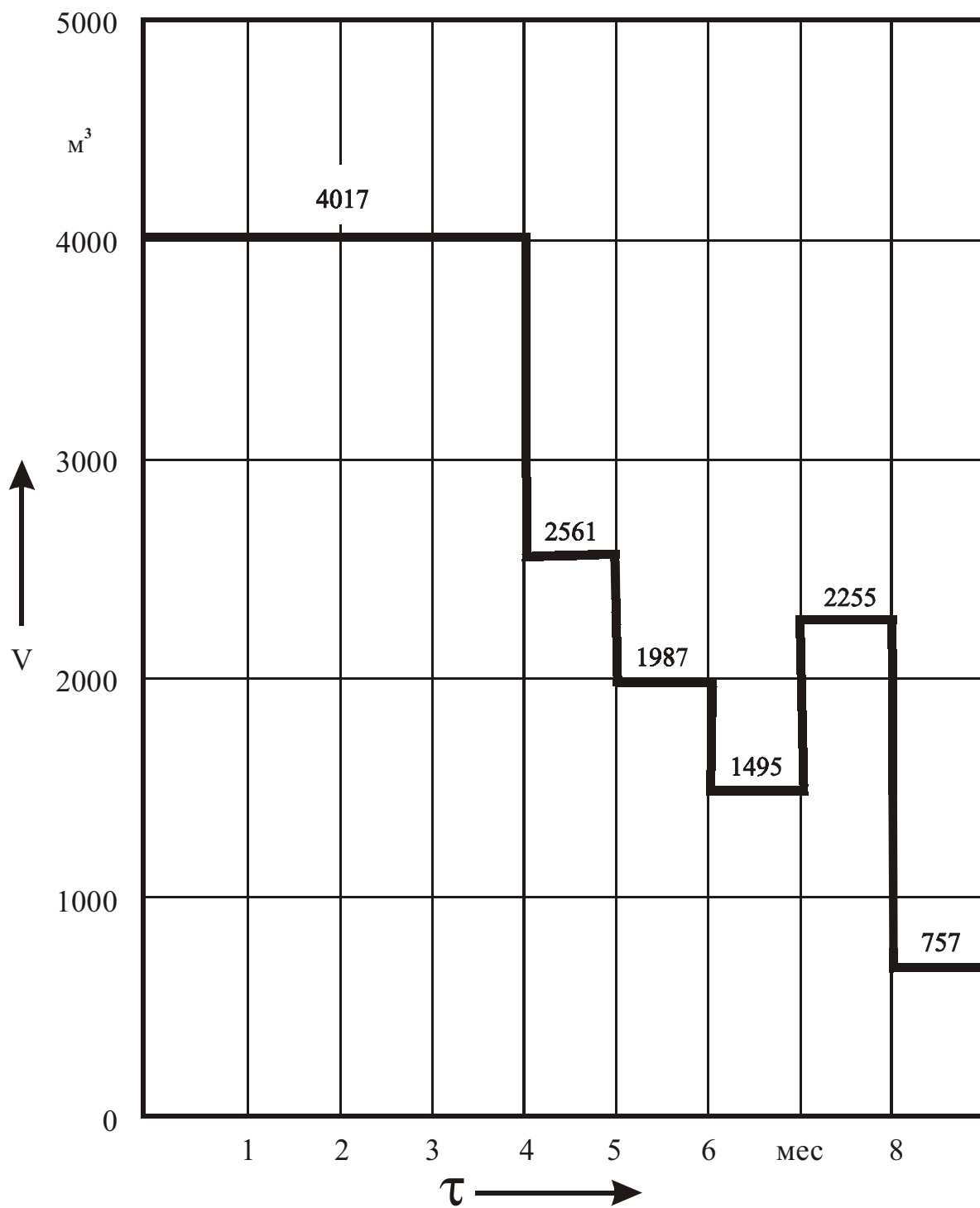


Рисунок 5 - Диаграмма выделения газа из скважины (ПК46)

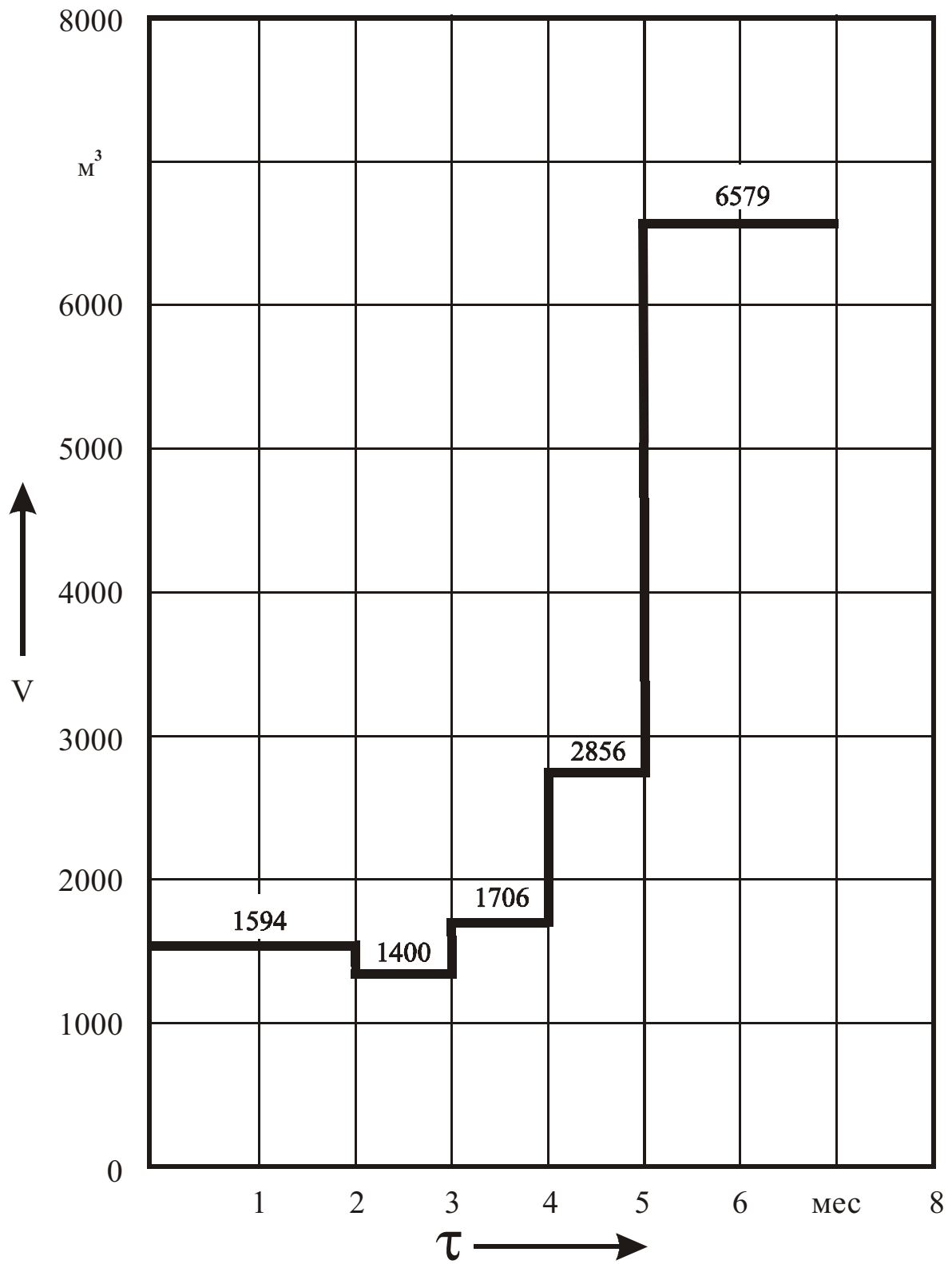


Рисунок 6 - Диаграмма выделения газа из скважины (ПК53)

Анализ динамики газовыделения из скважин, пробуренных для гидродинамического воздействия на пласт l_1 , выполнен за период от проведения обработки до настоящего времени. Пять скважин, процессы дегазации из которых наблюдались и изучались, были пробурены разной длины, а гидродинамическое воздействие отличалось условиями его проведения и режимными параметрами. Длина по углю скважины ПК-15 составляет 26 м. Гидродинамическая обработка производилась в условиях невысоких давлений нагнетания – 2-4 МПа, короткими циклами (10-20 мин.) и с малым временем сброса давления (0,5-2 с), при этом скважина в конце каждого цикла полностью опорожнялась от воды, т.е. в данном случае соблюдались условия гидродинамической обработки угольного пласта, принятые для его вскрытия. При таких режимах воздействия наблюдались выбросы газа в забой, вследствие чего были значительно превышены допустимые нормы его концентрации, поэтому гидродинамическое воздействие через скважину ПК-15 было прекращено.

Позднее под углом к первой была из этой же ниши пробурена по углю вторая скважина длиной 61 м, которая играла роль дегазационной. Объемы газа фиксировались суммарно по двум скважинам.

Диаграмма распределения объемов вышедшего из скважины газа по месяцам от начала гидродинамической обработки до настоящего времени (т.е. в течение 12 месяцев) представлена на рис. 2.

Общий объем газа, вышедшего из угольного пласта за этот период составляет около 87987 м^3 , из них 60 тыс. м^3 выделилось в течение первых двух месяцев после обработки. Далее скорость газовыделения снижалась и в последние 4 месяца ежемесячные объемы выделяющегося газа достаточно стабильно составляют порядка 2000 м^3 .

Учитывая негативный опыт загазирования забоя, было принято решение при гидродинамической обработке следующей скважины ПК-37+5 повысить давление нагнетания до 7-8 МПа, удлинить время цикла и производить из скважины частичный сброс воды (порядка $0,5 \text{ м}^3$ за цикл). Наличие в скважине в течение всей обработки столба воды предотвращает выбросы газа в забой. Газ после окончания воздействия выводится из пласта в дегазационную систему. Длина скважины ПК-37+5 по углю составляла 84 м. Диаграмма ежемесячного выделения газа из скважины ПК-37+5 (см. рис. 3) отражает неполадки, возникшие в начале гидродинамической обработки (нарушение герметичности забоя); после повторного тампонирования скважины и гидродинамического воздействия скорость газовыделения резко возросла и достигла более $10,5 \text{ тыс. м}^3/\text{мес}$. Затем наступило её резкое падение, и в настоящее время ежемесячные объемы извлекаемого газа составляют несколько более 1000 м^3 . Общий объем газа, вышедшего за 11 месяцев наблюдения составил более 34 тыс. м^3 .

Скважина ПК-42+5 (длина по углю 82 м) обрабатывалась без каких-либо нарушений или отклонений от технических и технологических норм, поэтому диаграмма ежемесячного выделения газа является наиболее корректным отражением характера этого процесса. Режимы гидродинамического воздействия в этом случае не отличались от применяемых при обработке скважиной ПК-37+5. В первый месяц после воздействия из скважины выделилось $14,4 \text{ тыс. м}^3$ газа.

Далее наступило резкое падение скорости газовыделения, при этом небольшой её всплеск наблюдался после бурения рядом скважины по углю. Всего за 10 месяцев работы из скважины выделялось около 33 тыс. м³ газа.

Скважиной на ПК-46 пласт l_1 практически не подвергался гидродинамической обработке. После 3-х циклов воздействия произошел гидроотжим и из забоя потекла вода. Это связано было с ошибкой в выборе угла наклона скважины при её бурении, в результате чего длина породной пробки составила 4 м, что недостаточно для длинной скважины. Однако в первые 4 месяца из скважины вышло 4017 м³ газа, затем ежемесячная скорость газовыделения составляла около 2000 м³. Всего из скважины выделилось более 15 тыс. м³ газа.

И, наконец, при бурении скважины на ПК-53 на 40 м происходило зажатие бурового инструмента. Было принято решение обработать скважину и после чего продолжить бурение. Несмотря на гидродинамическое воздействие, поначалу скорость газовыделения была низкой (см. рис. 5). Однако после повторной обработки, по-видимому, образовался новый магистральный канал и скорость газовыделения возросла. При дальнейшем бурении произошел обрыв инструмента. Всего из скважины выделилось более 17000 м³ газа.

Анализируя динамику нарастания суммарного объема выходящего газа (см. рис. 2) можно четко различить фазу выхода «быстрого» и «медленного» газа. При этом фаза «медленного» газа довольно длительна: из скважины ПК-15 газ с низкой скоростью выходит в течение 12 месяцев, из скважины ПК-37 – 10 месяцев, из скважины ПК-42 – 10 месяцев, при этом суммарные объемы этого газа достаточно существенны: на ПК-15 – 87987 м³, на ПК-37 – 34122 м³ и т.д.

За период, прошедший с начала гидродинамического воздействия и до настоящего времени получены следующие результаты.

Скважиной ПК-15 за 12 месяцев был дегазирован участок пласта l_1 площадью 2262 м² с эффективностью дегазации составила 70 %.

Скважиной ПК-37 за 11 месяцев дегазирован участок площадью 2262 м². Эффективность дегазации составила 28 %, скважиной ПК-42 за 1- месяцев дегазирована площадь 2050 м². Эффективность дегазации - 29 %, скважиной ПК-53 дегазирована площадь 700 м². Эффективность дегазации – 44 %.

При сегодняшней динамике газовыделения заданная эффективность дегазации – 30 % будет достигнута на ПК-37 через 2 месяца на ПК-42 через 1,5 месяца.

При отсутствии нарушений процессов бурения и гидродинамического воздействия основная часть газа выходит из пласта в первые 1-3 месяца, так, из скважины ПК-15, где применялись наиболее интенсивные параметры, за два месяца вышло около 70 % от объема всего вышедшего газа; из ПК-42 – 62 %, затем скорости газовыделения быстро падают и на всех скважинах, независимо от первоначальных скоростей, составляют 2400 м³/м до 1200 м³/мес. или 60-80 м³/сутки.

На рис. 7, изображающем динамику изменения коэффициента дегазации, обращают на себя внимание близкие по значению углы наклона кривых, отражающих изменение скорости выделения «медленного» газа – они практически параллельны, т.е. основная часть газа выходит из скважины в первые недели

после гидродинамического воздействия. Таким образом, следует применять такие параметры воздействия, чтобы в течение не более 2-х месяцев обеспечить необходимый для шахты коэффициент дегазации 0,3. Это может быть достигнуто невысокими давлениями нагнетания вначале процесса гидродинамического воздействия для предотвращения блокирования газа в капиллярах с небольшим диаметром, и, по возможности, коротким временем сброса давления. Создавать высокое давление в скважине целесообразно в конце обработки перед выпуском воды из скважины, чтобы заблокировать газ на время опорожнения скважины и подсоединения ее к дегазационной системе.

Кроме того, целесообразно при повторении на следующий день гидродинамического воздействия после первой обработки выпустить воду и газ из скважины, т.е. высокое давление газа в порах угля подавляет процесс его десорбции и снижает эффективность дегазации.

Нами были выполнены расчеты по пласту l_1 с учетом извлеченного газа и добытого угля на ПК 15, 37+5, 42+5 и 53 объемов воды, израсходованной в процессе воздействия, сравнение расчетных и фактических данных извлекаемого угля, эффективность дегазации и дополнительная пористость обрабатываемой полосы, а также расчетное количество извлекаемого угля, приводящее к 30 % дегазации обрабатываемой полосы (табл.).

Анализ таблицы и диаграмм показывает, что при всех режимах воздействия идет устойчивое разрушение угля. На ПК 37+5 и ПК 42+5 наблюдается удовлетворительное соотношение между массой добытого угля и объемов газа приведенного в свободное состояние. Так на ПК 37+5 расчетный объем свободного газа в массиве составил 9350 м^3 , а фактически вышло более 34122 м^3 метана. На ПК 42+5 расчетный объем свободного газа в массиве составил 18700 м^3 – фактически извлечено более 32641 м^3 .

На ПК 37+5 на 30.08.02 г. газовыделение прекратилось, эффективность дегазации составила – 28 %, при этом извлечено 0,6 % угля (25,0 т) от его общей массы в обрабатываемой полосе, а для 30 % дегазации необходимо извлечь не менее 95,0 т угля при общей длине скважины 100 м.

На ПК 42+5 из скважины общей длиной 94 м извлечено в 2 раза больше угля (50,0 т), чем на ПК 37+5, однако, это составляет всего 1 % от общей массы угля в полосе, а расчетное количество свободного газа и извлеченного из скважины совпадают, при этом эффективность дегазации составляет 29 %, а для 30 % дегазации необходимо извлечь 91,0 т угля.

В настоящее время практически отработаны оптимальные режимы гидродинамического воздействия, обеспечивающие заданную степень дегазации и не допускающие одномоментных выбросов газа в больших объемах, приводящих к загазированию выработки.

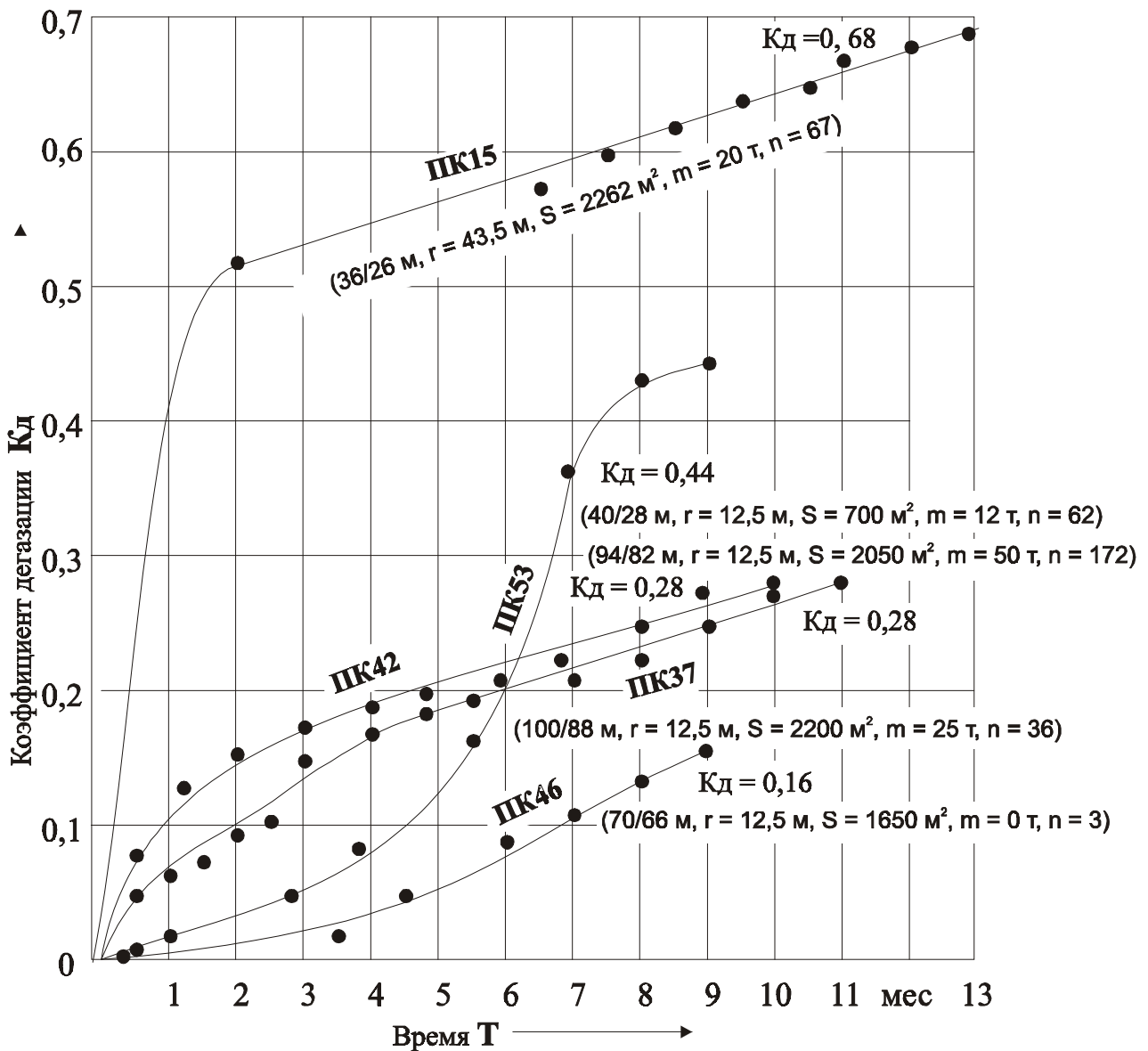


Рисунок 7 - Динамика дегазации угольного пласта l_1 с применением гидродинамического воздействия через скважины

Установлено, что скважины работают по всей длине. Это подтверждается соответствием расчетных объемов скважин объемам заполняющей их воды. Так, на ПК 37+5 расчетный объем скважины составляет $0,9 \text{ м}^3$, а фактический объем – $1,3 \text{ м}^3$; на ПК 42+5 расчетный объем составляет $0,75 \text{ м}^3$, а фактический $1,1 \text{ м}^3$; ПК 53 расчетный объем – $0,3 \text{ м}^3$, фактический – $0,28 \text{ м}^3$.

Общий расход воды на ПК 37+5 равнялся $5,6 \text{ м}^3$, что в расчете на 1 т извлеченного угля составляет $0,22 \text{ м}^3/\text{т}$, т.е. отношение жидкой фракции к твердой - Ж : Т = $0,22 : 1$.

Общий расход воды на ПК 42+5 составил $18,9 \text{ м}^3$, а на 1 т извлеченного угля приходится $0,38 \text{ м}^3/\text{т}$. Увеличение расхода воды объясняется значительным удалением технологической скважины от насосной установки (более 50 м), что

приводит к потере времени на ее закрытие, а следовательно дополнительному расходу воды.

Невысокий расход воды показывает, что она не проникает глубоко внутрь пласта.

Извлечение расчетного количества угля необходимо для создания дополнительного фильтрационного объема, позволяющего газу достаточно свободно передвигаться в сторону более низкого давления и покидать массив.

В связи с тем, что экспериментальные работы по интенсификации дегазации гидродинамическим воздействием на угольный пласт l_1 проводились через скважинах разной длины (от 28 м до 88 м по углю), расположенные на разном расстоянии друг от друга (220, 50, 40 и 70 м), наиболее корректна оценка интенсификации дегазации по значениям удельного газовыделения, т.е. по объемам газа снятого с 1 м скважины. Показатели удельного газовыделения представлены в таблице 1, п. 13.

Наивысшее значение этого показателя получено на скважине ПК-15, где были применены, как было сказано ранее, наиболее эффективные режимы воздействия. Факт достижения значения удельного газовыделения в 4,4 раза превышающего контрольный ($230 \text{ м}^3/\text{м}$ по данным необработанной скважины ПК-46) дает основание ожидать, что при условии технического решения проблемы загазовывания выработки при таких режимах воздействия, можно существенно интенсифицировать процесс дегазации угольных пластов.

В опубликованных исследованиях процесса дегазации скважинами, подключенными к дегазационным системам, работающим под вакуумом, среднее значение удельного газовыделения составляет $240 \text{ м}^3/\text{м}$. Это значение полностью соответствует полученному на скважине ПК-46, где гидродинамическая обработка оказалась невозможной, по причине малой длины породной пробки (4 м), поэтому оно может быть использовано для сравнения степени интенсификации дегазации при условии гидродинамического воздействия и без него.

Такое сравнение показывает, что на ПК-15 удельное газовыделение было увеличено в 4,4 раза, на ПК-37 и ПК-42 – в 1,7 раза, а на ПК-53 – в 2,8 раза. При общей длине скважин, равной 351 м, общий объем газа извлеченного в течение 12 мес. составил 187 тыс. м^3 , среднее удельное газовыделение равно $553 \text{ м}^3/\text{м}_{\text{скв}}$. Этот показатель рассчитанный только для обработанных скважин, составляет $603 \text{ м}^3/\text{м}$, т.е. превосходит контрольные данные в 2,6 раза.

Таблица 1 – Параметры гидродинамической обработки пласта l_1 шахта им. А.Ф. Засядько скважинами, пробуренными по пласту через породную пробку

№ п/п	Наименование параметров	Пикет, скважина				
		ПК15 скв. 1,2	ПК37+5 скв. 3	ПК42+5 скв. 4	ПК53 скв. 6	ПК46 скв. 5
1.	Природная газоносность пласта, м ³ /т	22	22	22	22	22
2.	Мощность пласта, м	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
3.	Ширина обработанной полосы, м	87	25	25	25	25
4.	Длина скважины по углю, м	87 (26+61)	88	82	28	66
5.	Масса обрабатываемой полосы, т	5700	5544	5166	1764	-
6.	Масса извлеченного угля, т	20	25	50	20	-
7.	Степень извлечения угля из полосы, %	1,22	0,45	1,0	1,13	-
8.	Объем газа в обрабатываемой полосе, м ³	125405	121968	113652	38808	91476
9.	Объем газа, извлеченного с углем, м ³	440	550	1100	440	-
10.	Объем фактически извлеченного газа, м ³	87987	34122	32641	17083	15172
11.	Коэффициент дегазации	0,70	0,28	0,29	0,44	0,16
12.	Время дегазации, мес.	13	10	9	9	9
13.	Удельное газовыделение $V_{\text{г}}/l_{\text{скв.}}$, м ³ /м	1012	388	398	611	230

Общий объем извлеченного газа	187 тыс.м ³
Общая длина скважин	351 м
Среднее удельное газовыделение	553 м ³ /м
Среднее удельное газовыделение из обработанных скважин (без скважины на ПК-46)	603 м ³ /м

Таким образом, по результатам проведенных экспериментальных работ по интенсификации дегазации гидродинамическим воздействием, обрабатываемого угольного пласта l_1 на шахте им. А.Ф. Засядько установлены параметры процесса, а также определены основные параметры технологии, что позволило разработать «Временное руководство по интенсификации дегазации гидродинамическим воздействием обрабатываемых угольных пластов».

Результаты проведенных работ позволяют сделать следующие выводы:

- подтверждена эффективность применения гидродинамического воздействия с целью интенсификации дегазации обрабатываемых угольных пластов; на всех обработанных участках была достигнута заданная эффективность дегазации 30%;

- опыт гидродинамического воздействия на ПК15 через скв. 1 и 2 показал, что воздействие было эффективным, о чем свидетельствует высокий коэффициент дегазации – 0,68, при этом установлена необходимость бурения дегазационной скважины, т.к. основной объем газа вышел через скважину № 2;

- принятые режимы воздействия на скважине № 1 оказались неприемлемыми, вследствие создания опасных концентраций газа в атмосфере выработки;

- скорректированные режимы гидродинамического воздействия, опробованные на технологических скважинах ПК37+5, ПК42+5, ПК53, позволили эффективно производить разрушение угольного массива, не допуская опасных концентраций метана в атмосфере выработки; повышение рабочего давления до 9 МПа позволило создать защитный гидравлический слой вокруг скважины, не позволяющий газу выходить в атмосферу выработки во время воздействия, чем объясняется начало выхода газа через сутки после воздействия;

- удаление насосной установки от технологических скважин на расстояние 50 м и более приводит к повышенному расходу воды и увеличению времени нагнетания и сброса, что снижает эффективность гидродинамического воздействия;

- для 30% дегазации угольного пласта необходимо извлечение угля до 2% от массы обрабатываемой полосы;

- достигнуто увеличение коэффициента дегазации на ПК15 в 4,4 раза на ПК37+5 – в 1,7 раза, на ПК42+5 – в 1,8 раза, на ПК 53 – в 2,8 раза по сравнению с ПК46;

- сравнение применяемых для оценки интенсивности дегазации показателей среднего удельного газовыделения из скважин, через которые было произведено гидродинамическое воздействие ($v_2/l_{скв.} = 603 \text{ м}^3/\text{м}$), с контрольным (203 м³/м) показывает увеличение средней интенсивности газовыделения из скважин пробуренных по пласту l_1 в 2,6 раза;

- максимальное значение удельного газовыделения ($1012 \text{ м}^3/\text{м}$) отмечено на скважине ПК-15, где применялись наиболее интенсивные режимы гидродинамического воздействия;

- оптимальное расстояние между технологическими скважинами должно составлять не менее 50,0 м и между ними на расстоянии 25,0 м от каждой должны быть пробурены дегазационные скважины диаметром 76 мм. до начала работ по гидродинамическому воздействию;

- разработано временное руководство по интенсификации дегазации гидродинамическим воздействием обрабатываемых угольных пластов (приложение Е).

Все вышеизложенное позволяет рекомендовать:

- проведение промышленных испытаний способа интенсификации дегазации гидродинамическим воздействием на угольные пласты;

- применить буровые станки, обеспечивающие сооружение скважин диаметром 76-80 мм длиной не менее 200 м;

- для эффективной очистки скважины от буровой мелочи применить высокопроизводительные промывочные насосы;

- обеспечить специальным оборудованием для качественной герметизации технологических скважин (установка для закачивания тампонажного раствора под давлением или гидрозатворы для скважин 150-190 мм);

- для обеспечения параметров процесса гидродинамического воздействия использовать насосные установки производительностью не менее 100 л в минуту;

- для контроля ведения работ использовать измерительную аппаратуру замера расхода воды и дебита газа из скважины;

- для оперативного контроля состояния горного массива применить сейсмоакустические методы;

- применить метод гидродинамического воздействия в качестве противовыбросного мероприятия при проведении подготовительных выработок смешанным забоем.