

УДК 622.831.325.3:622.241

**И. А. ДЕДИЧ, специалист ПраО «Донецксталь» – металлургический завод, аспирант МакНИИ, г. Макеевка**

### **ОСОБЕННОСТИ МЕТАНОДОБЫВАЕМОСТИ СКВАЖИН ДЕГАЗАЦИИ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА ДЕЙСТВУЮЩИХ ОЧИСТНЫХ ЗАБОЕВ, ПРОБУРЕННЫХ С ПОВЕРХНОСТИ**

*Отображены результаты применения в ШУ «Покровское» способа дегазации выработанных пространств движущихся очистных забоев скважинами, пробуренными с поверхности. Выполнен анализ факторов, влияющих на метанодобываемость скважин. Сформулированы предложения по повышению эффективности способа дегазации.*

**Ключевые слова:** дегазация, скважина, очистной забой, выработанное пространство, сдвигение пород, геологическое строение, дебит, конструкция.

В условиях современного уровня развития техники и технологии добычи угля существующие способы нормализации газовой обстановки на выемочных участках, базирующиеся на использовании систем вентиляции и дегазации, основанной на применении скважин, пробуренных из выработок, достигли максимальной эффективности и не могут в полном объеме обеспечить наращивание нагрузок на очистные забои. Типичным примером такой ситуации является ШУ «Покровское» (ранее шахта «Красноармейская-Западная №1»). Геологические условия добычи угля в ШУ «Покровское» являются типичными для Донбасса (отрабатывается одиночный пласт, средней и малой мощности, уголь высокогазоносный марки К, основная кровля представлена труднообрушаемыми песчаниками).

Для расширения возможностей системы дегазации может быть использована технология извлечения метана из выработанных пространств движущихся очистных забоев скважинами, пробуренными с поверхности. Накопленный опыт применения способа дегазации скважинами, пробуренными с поверхности, позволил определить основные его параметры [1]. В ШУ «Покровское» данный способ дегазации является частью комплексной системы по обеспечению безопасности работ по газовому фактору и применяется только как дополнительная мера в тех случаях, когда возможности вентиляционной и подземной дегазационной систем исчерпаны, но ни в коем случае не заменяет их.

Целью работы является анализ факторов, влияющих на метанодобываемость дегазационных скважин, пробуренных с поверхности и разработка предложений по оптимизации параметров способа дегазации.

В аспекте роста цен на электроэнергию и природный газ для промышленных потребителей одним из путей повышения энергонезависимости и снижения себестоимости продукции угледобывающего предприятия является применение технологий эффективного использования сопутствующих угледобычи природных ресурсов, основным из которых является метан. Немаловажным фактором, вызывающим интерес к данной теме со стороны угледобывающих предприятий, является доступность техники утилизации метана, которая позволяет обеспечить природным газом собственных потребителей (шахтные котельные, производство электроэнергии на когенерационных станциях, оснащение автотранспорта газобаллонным оборудованием и т.п.). Однако, метановоздушная смесь, извлекаемая системой подземной дегазации, в большинстве случаев, характеризуется нестабильностью концентрации метана, что может вызвать перебои в работе оборудования. Следовательно, обоснована потребность получения источника концентрированного метана для стабилизации параметров метановоздушной смеси. Такими источниками могут являться дегазационные скважины, пробуренные с поверхности. Кроме того, что метан ценный энергоноситель, он также является парниковым газом. Снижению сроков окупаемости инвестиций, направленных на применение технологий сокращения выбросов парниковых газов, способствует реализация механизма Киотского протокола по продаже квот.

В ШУ «Покровское» способ дегазации выработанных пространств скважинами, пробуренными с поверхности, эффективно применяется более 5 лет. В целях оценки эффективности его применения в геологических условиях участка «Красноармейский-Западный» с 2005 по 2011 год сооружено 17 скважин. В результате наблюдений подтверждено снижение метановыделения в очистные и подготовительные выработки, позволяющее соответственно повысить нагрузки на очистные забои по газовому фактору [2]. Суммарный объем извлекаемого метана из единичной скважины за время наблюдений составлял от 0.5 до 1 млн. м<sup>3</sup>.

Более 70% добычи угля в ШУ «Покровское» приходится на высоконагруженные очистные забои, отрабатывающие пласт средней мощности. Следовательно, обеспечение безопасности высоконагруженных забоев по газовому фактору является актуальной задачей. Основываясь на результатах опытного применения технологии, принято решение осуществлять системное применение способа дегазации выработанных пространств движущихся очистных забоев скважинами, пробуренными с поверхности. Для

этого компанией «Донецксталь» – металлургический завод» (управляющая компания) совместно с МакНИИ и ГРГП «Донецкгеология» был разработан проект дегазации выработанных пространств очистных забоев скважинами, пробуренными с поверхности [3]. Интенсивность отработки запасов угля в ШУ «Покровское» определяет потребность в дегазационных скважинах, которая составляет 3 скважины в месяц. Анализ оснащенности буровых подрядных организаций в Донбассе показал необходимость создания в структуре компании «Донецксталь» – металлургический завод» собственного бурового подразделения и его оснащения высокопроизводительным буровым оборудованием. Практическая реализация данного подхода позволила снизить затраты на сооружение скважин в 3 раза и повысить темпы сооружения скважин в 5-7 раз в сравнении с подрядными организациями [4]. Такие показатели достигнуты в первую очередь за счет профессионализма буровых бригад, в полной мере использующих возможности современного бурового комплекса Ultra Single 150 (Канада). В период с июня 2011 по ноябрь 2012 года пробурено 53 скважины. Метан, извлекаемый из скважин, по сети подземных полиэтиленовых трубопроводов направляется на вакуум-насосную станцию, что позволяет стабилизировать параметры метановоздушной смеси, извлекаемой системой подземной дегазации.

Системные наблюдения в ШУ «Покровское» за дегазационными скважинами, пробуренными с поверхности, показали существенные различия в динамике и суммарном объеме извлечения метана по отдельным скважинам, в некоторых случаях отличающиеся более чем в 4 раза. Следовательно, присутствует ряд неучтенных факторов при оценке метанодобываемости скважин.

Для анализа факторов, влияющих на метанодобываемость, приняты дегазационные скважины 1-й и 2-й южных лав блока №10 ШУ «Покровское». Расположение скважин на участках лав показано на рис. 1. Схема проветривания выемочных участков: 1 южная лава – возвратноточная; 2 южная лава – прямоточная. Проектом [3] предусмотрено сооружение первых скважин на расстоянии 70 метров от монтажного ходка. Расстояние между скважинами 300 м. На участках лав от монтажного ходка до скважин № 6 (1 южная) и №3 (2 южная) расстояние между скважинами составляет 150 м. Устья скважин расположены на расстоянии около 90 метров от проекции на земную поверхность вентиляционного штрека 1 южной лавы блока №10 и около 70 метров от 2 южного конвейерного штрека.

Первоначальная конструкция скважины предусматривала сооружение специального хвостовика в качестве газоприемной колонны скважины.

Диаметр эксплуатационной колонны составлял 146 мм, хвостовика 108 мм (рис. 2 а). Данную конструкцию имеют скважины №1, 2, 3, 5, 6, 11, 12.

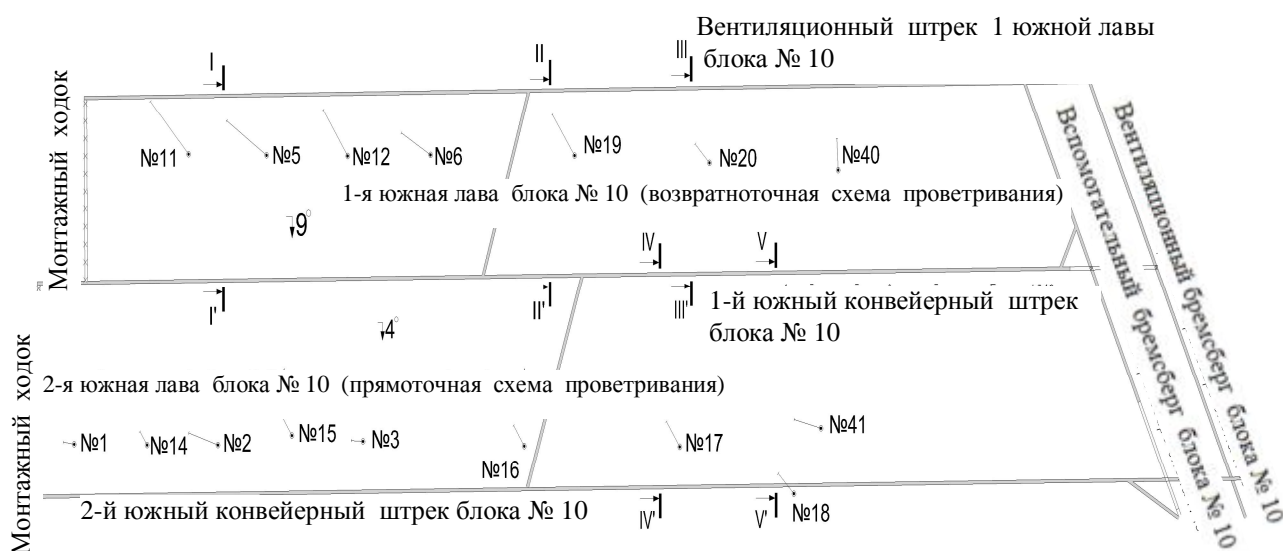


Рис.1. Схема расположения скважин на 1 и 2 южных лавах блока №10 ШУ «Покровское». I-I'... V-V' – линии секущих плоскостей

В целях уменьшения затрат времени при спускоподъемных операциях внесены изменения в конструкцию, предусматривающие бурение основной и эксплуатационной (перфорированной) колонны одним диаметром 194 мм и крепление трубами диаметром 146 мм (рис. 2 б), а также бурение кондуктора без устья. При цементации основной колонны используются разделительные пакеры. Такую конструкцию имеют скважины №14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 40, 41.

Степень влияния природных и технологических факторов на эффективность данного способа дегазации определяется динамикой газовыделения из скважин, при прочих равных условиях. В ШУ «Покровское» активное газовыделение наблюдается только после подрботки лавой забоя скважины. Отход лавы при этом составляет от 6 до 77 метров. Дегазационные скважины значительно различаются по дебиту и продолжительности метановыделения. На рис. 3 – 7 показано изменение во времени дебита скважин №5, №19, №20 (аналог для скважин №12, 6, 40), №17 (аналог для скважин №2, 3, 16, 41) и №18.

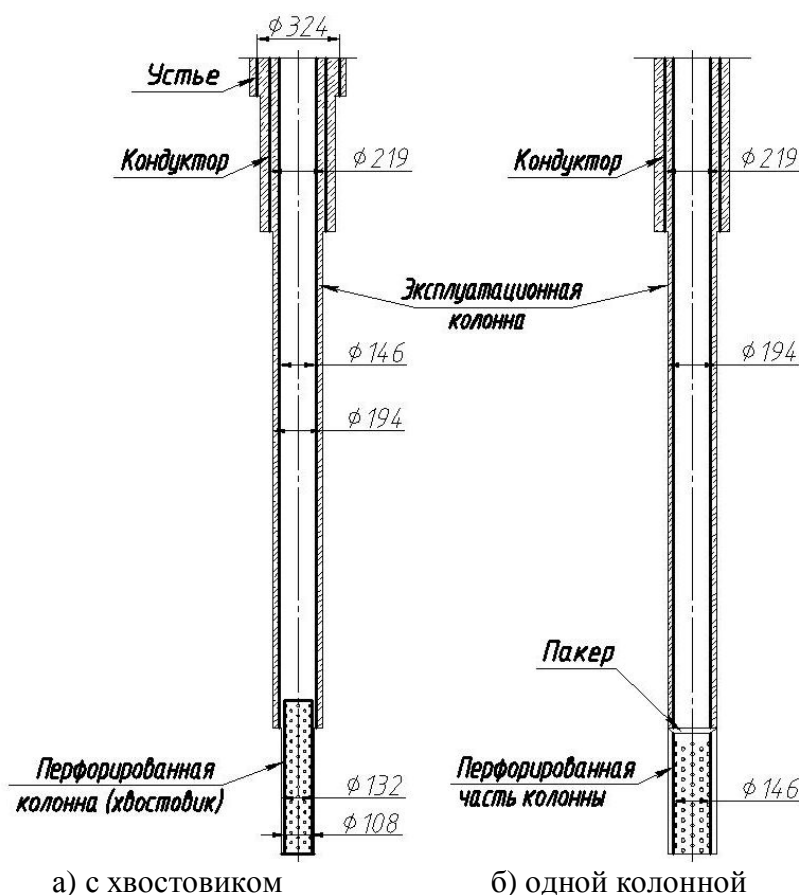


Рис. 2. Конструкции дегазационных скважин

Следует обратить внимание на наличие повторных "пиков" дебита скважин №5 (рис. 3. 6-я декада) и №19 (рис. 4. 7-я декада), которые наблюдались после пересечения забоем 2 южной лавы блока №10 проекции забоя скважин №5, №19 на 1 южный конвейерный штрек. В данном случае повторное повышение дебита можно объяснить формированием общего выработанного пространства 1 и 2 южных лав блока №10. Повторный "пик" дебита по скважине №18 (рис. 7) сопровождался снижением дебита скважины №41 на сопоставимую величину. Забои этих скважин находятся на расстоянии 100 метров, следовательно, наблюдается их взаимное влияние.

При анализе факторов, влияющих на метанодобываемость, особое внимание следует уделить геологическому строению шахтного поля. Промышленная угленосность рассматриваемого участка связана с отложениями свиты  $C_1^4$ , в которой для добычи пригоден только один пласт  $d_4$ . Пласты-спутники  $d_4^1$  и  $d_6^1$  имеют рабочую мощность только на небольших обособленных площадях. Уголь среднезольный и малосернистый.

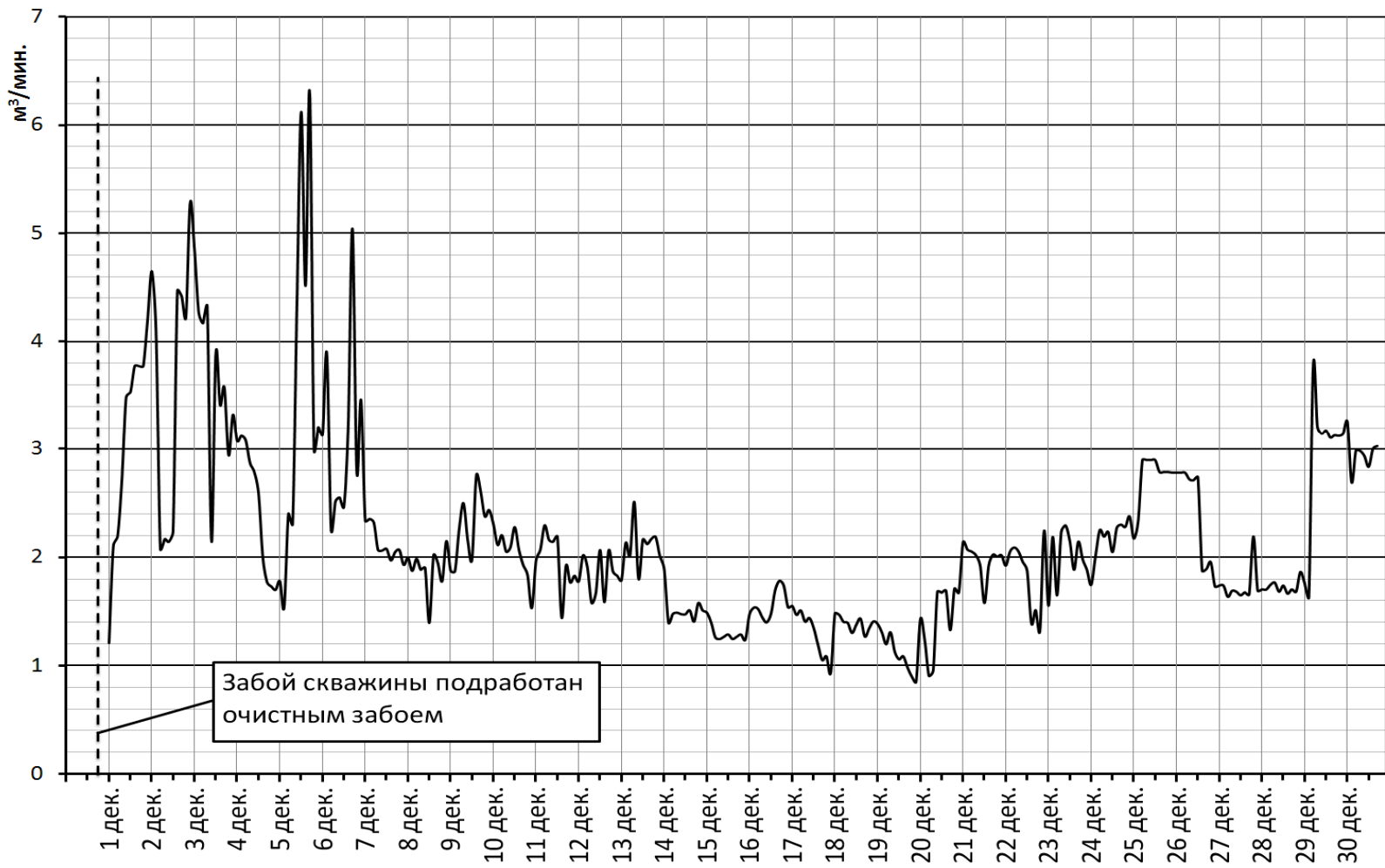


Рис.3. Дебит скважины №5

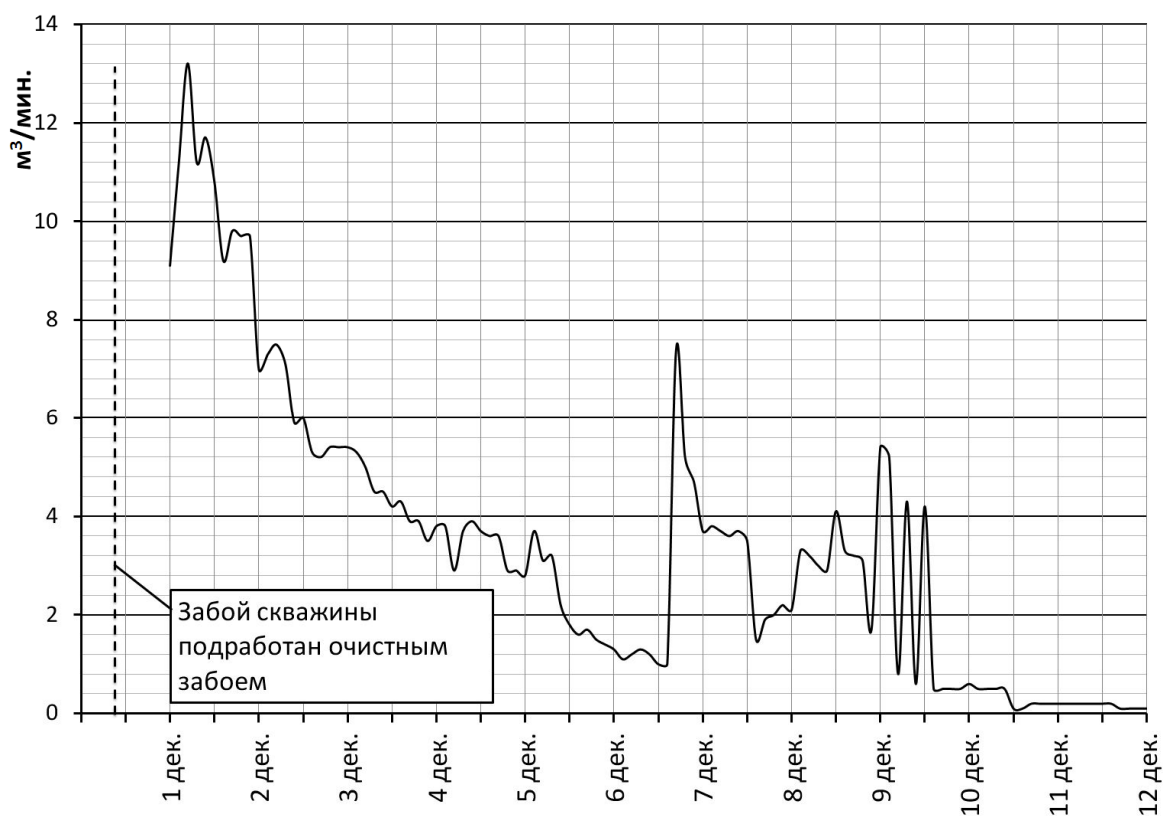


Рис. 4. Дебит скважины №19

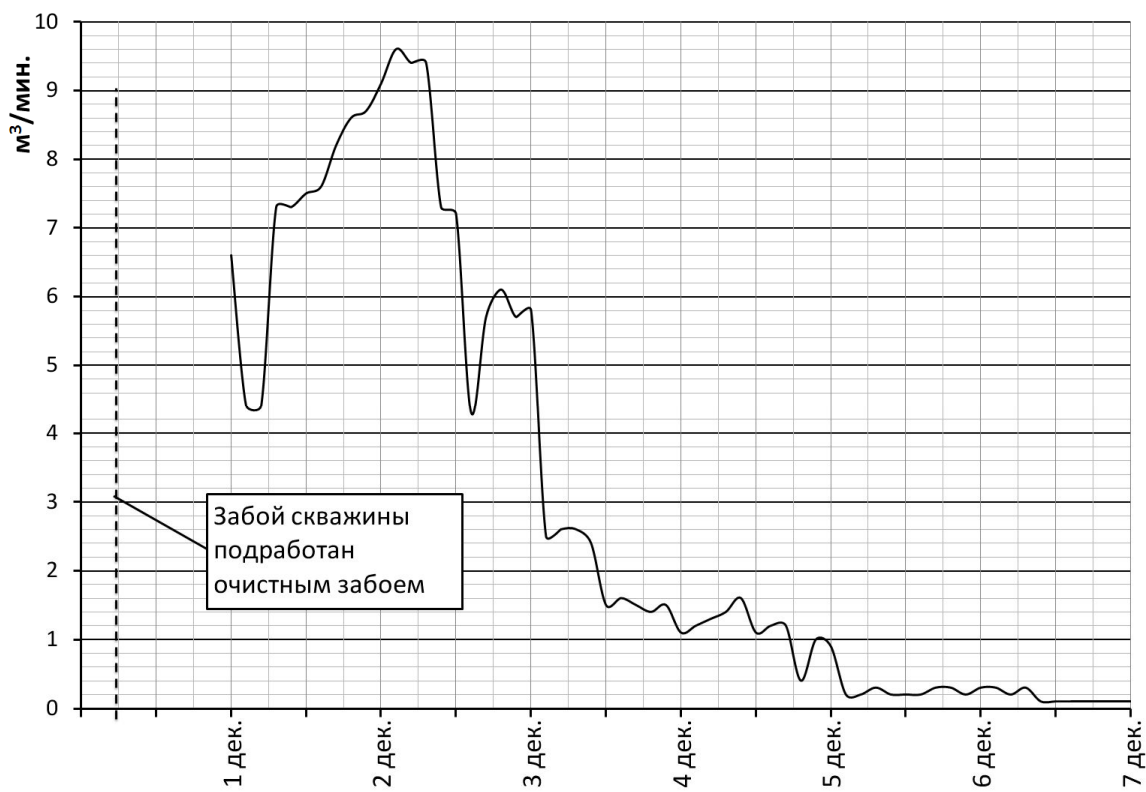


Рис. 5. Дебит скважины №20

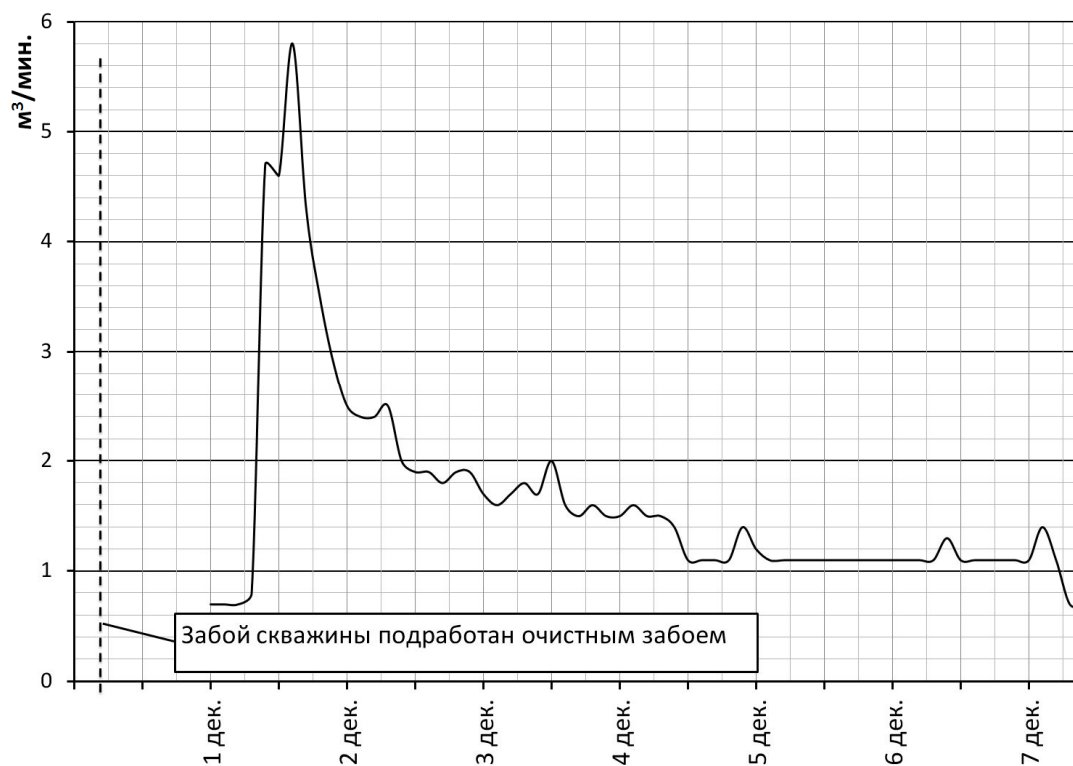


Рис. 6. Дебит скважины №17

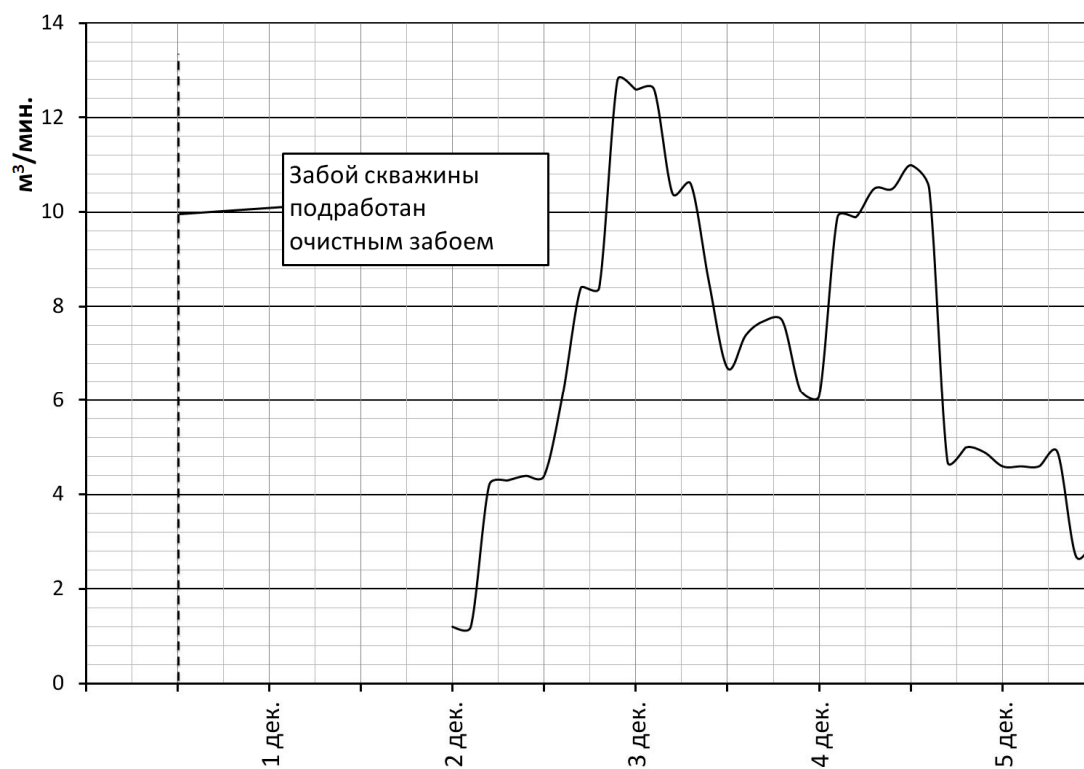


Рис. 7. Дебит скважины №18



Вынимаемая мощность пласта составляет 2 м. Материнская зольность основной пачки угля изменяется в пределах 3,5 –14%. Выход летучих веществ 26-30%. Природная газоносность пласта 9 –18 м<sup>3</sup>/т с.б.м. Углевмещающие породы в пределах описываемой площади представлены переслаивающейся толщей аргиллитов, алевролитов, песчаников и известняков. На большей части участка, непосредственно над угольным пластом d<sub>4</sub>, залегает алевролит прочностью в среднем 60 МПа. На отдельных площадях непосредственно над угольным пластом залегает средне - и мелкозернистый песчаник. В кровле пласта d<sub>4</sub> представлены пласты-спутники d<sub>4</sub><sup>1</sup>, d<sub>4</sub><sup>2</sup>, d<sub>4</sub><sup>3</sup>, d<sub>4</sub><sup>4</sup>, d<sub>5</sub>, d<sub>5</sub><sup>1</sup>, d<sub>6</sub>, d<sub>6</sub><sup>1</sup> с мощностью до 0,1...0,5 м. Данные о пластах-спутниках приведены в таблице.

Таблица

Мощность пластов-спутников по данным геологоразведочных скважин

Номер скважины	Индекс пласта	Мощность по каротажу, м	Зольность, %	Выход летучих, %
<b>1 южная лава блока №10</b>				
<b>4067</b>	d <sub>4</sub> <sup>4</sup>	0,2	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>3</sup>	0,2	-	-
	<b>Суммарно</b>	<b>0,4</b>		
<b>2766</b>	d <sub>4</sub> <sup>4</sup>	0,3	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>3</sup>	0,3	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>2</sup>	0,3	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>1</sup>	0,55	6	30
	<b>Суммарно</b>	<b>1,45</b>		
<b>4039</b>	d <sub>4</sub> <sup>4</sup>	0,1	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>3</sup>	0,15	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>2</sup>	0,4	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>1</sup>	0,5	20	31,1
	<b>Суммарно</b>	<b>1,15</b>		
<b>2 южная лава блока №10</b>				
<b>4032</b>	d <sub>4</sub> <sup>4</sup>	0,15	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>3</sup>	0,15	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>1</sup>	0,35	51	-
	<b>Суммарно</b>	<b>0,65</b>		
<b>4042</b>	d <sub>4</sub> <sup>4</sup>	<b>0,15</b>	-	-
<b>4040</b>	d <sub>4</sub> <sup>4</sup>	0,2	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>3</sup>	0,15	-	-
	d <sub>4</sub> <sup>2</sup>	0,3	10,2	33,3
	d <sub>4</sub> <sup>1</sup>	0,4	88,1	33,3
	<b>Суммарно</b>	<b>1,05</b>		

В соответствии с [1] газоприемная часть скважины должна пересекать угольные пласты, которые являются основными источниками метана, и

принимается не менее 30 вынимаемых мощностей пласта. Расстояние между забоем скважины и кровлей разрабатываемого пласта должно быть не меньше 8-10 вынимаемых мощностей пласта. Для условий ШУ «Покровское» основными источниками поступления метана в выработки являются угольные пласты-спутники  $d_4^1, d_4^2, d_4^3, d_4^4$ , которые располагаются на расстоянии около 60 метров от пласта  $d_4$ . На расстоянии около 140 метров располагаются пласты  $d_5, d_5^1$ . Проектом [3] предусмотрено располагать газоприемную часть скважин так, чтобы угольные пласты  $d_4^1, d_4^2, d_4^3, d_5, d_5^1$  находились в зоне перфорации. Таким образом, размер газоприемной колонны скважины составляет около 140 м.

Из таблицы видно, что мощность пластов-спутников на участке существенно изменяется. Влияние мощности пластов-спутников на дебит и суммарный объем извлечения метана скважинами прослеживается на примере 2 южной лавы блока №10. Скважина №3, в непосредственной близости от которой пробурена геологоразведочная скважина 4042, имеет наименьший суммарный объем извлечения метана. В момент начала работы скважины №3 дебит ближайшей от нее дегазационной скважины №15 составлял около  $0,2 \text{ м}^3/\text{мин.}$ , поэтому взаимное их влияние можно исключить. Данная закономерность справедлива и для скважин 1 южной лавы блока №10, за исключением скважины №5.

Несмотря на схожую конструкцию, каждая из скважин имеет уникальную особенность – расположение газоприемной колонны в выработанном пространстве. Эта особенность вызвана отклонением при бурении ствола скважины от вертикальной оси. Одной из основных причин отклонения ствола скважин является пересечение пород с различной прочностью. Практика сооружения скважин показывает, что ствол скважины стремится принять перпендикулярное положение к плоскости напластования пород. Величина отклонения зависит от ряда факторов: режима бурения; типа привода; компоновки буровой колонны; типа долот и т.д.

На рис. 8 и 9 показано расположение газоприемной колонны скважин (штриховая утолщенная линия) относительно выработок выемочных участков (секущие плоскости см. на рис. 1).

На разрезах показаны проекции ствола скважин на секущую плоскость, расположение участков выработок, обрабатываемый пласт и пласты-спутники в кровле. Также показаны условные границы зон: I – обрушения; II – полных сдвижений или шарнирно-блокового перемещения пород; III – наибольших изгибов с возможным образованием полостей и раскрытых трещин, оконтуривающих зону II [4].

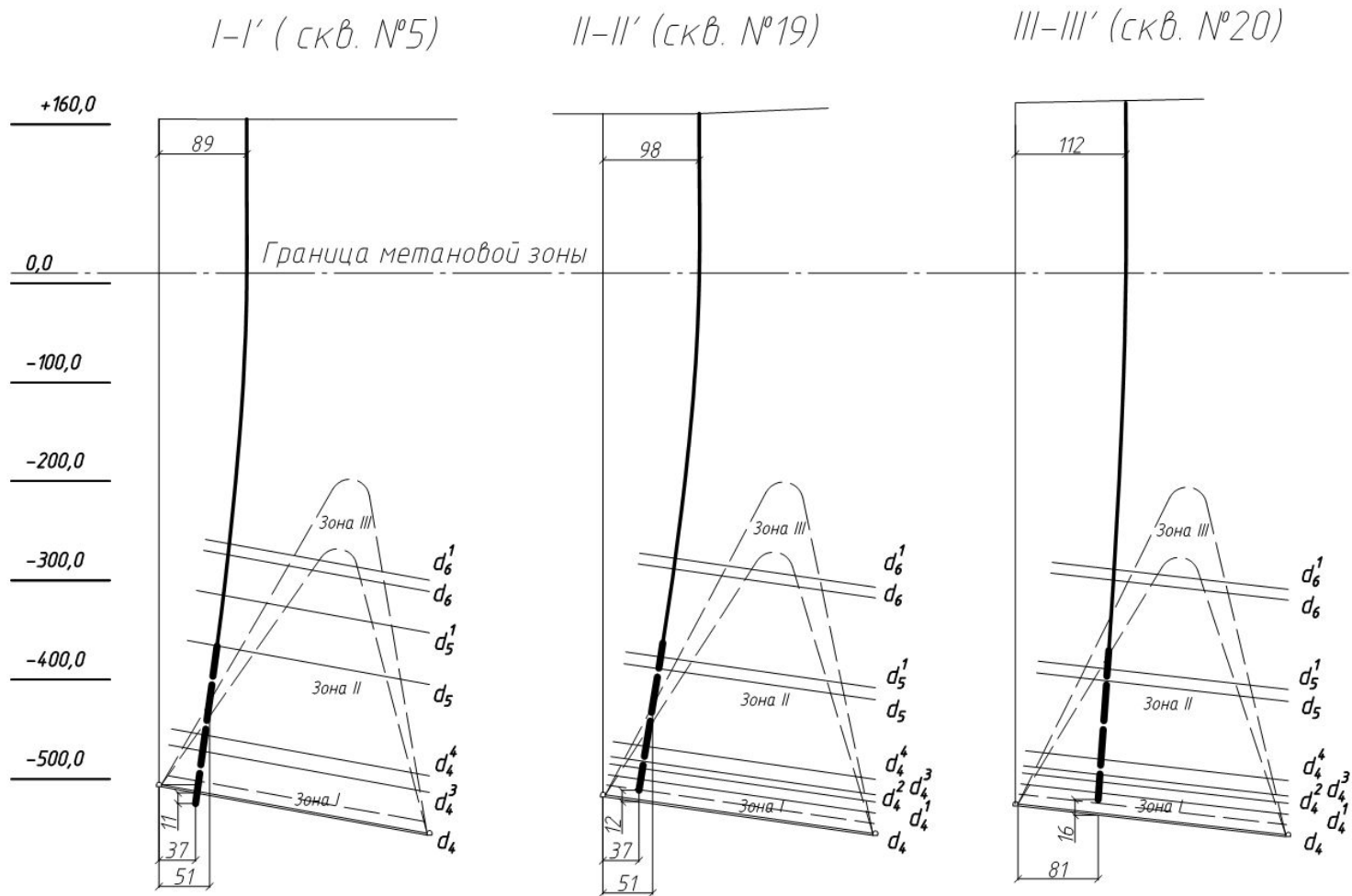


Рис. 8. Разрезы I-I', II-II', III-III' параллельные фронту очистного забоя 1 южной лавы блока №10

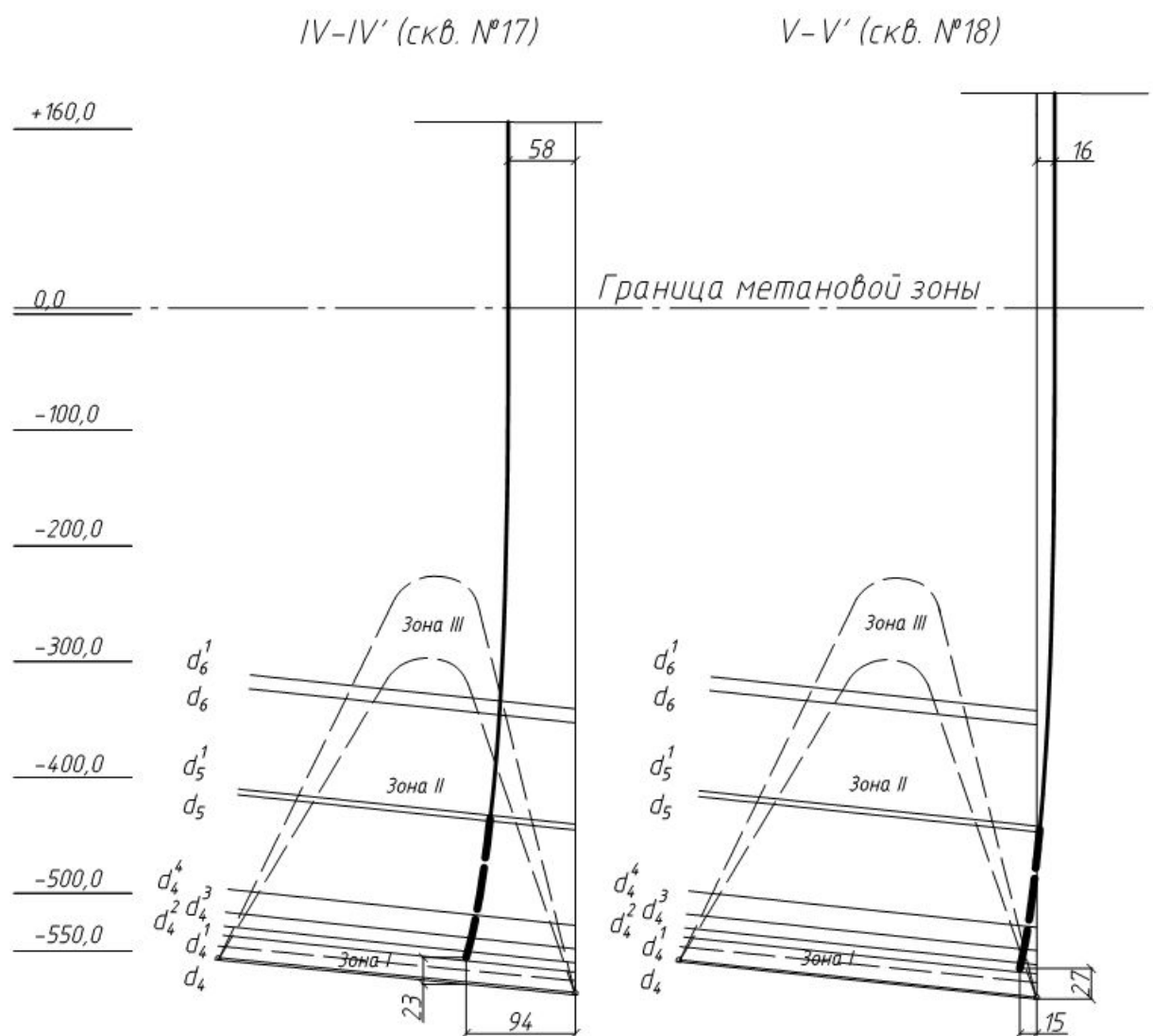


Рис. 9. Разрезы IV-IV', V-V' параллельные фронту очистного забоя 2 южной лавы блока №10

По разрезам I-I' и II-II' видно, что перфорированная часть скважин №5 и №19 (имеющих наибольшие показатели дебита и продолжительности работы) расположена на расстоянии около 50 метров от вентиляционной выработки и пересекает пласты-спутники  $d_4^1$ ,  $d_4^2$ ,  $d_4^3$ ,  $d_4^4$ . Также перфорированная часть скважины пересекает зону III. Пласты  $d_5$ ,  $d_5^1$  пересечены, но находятся вне зоны разгрузки. Вследствие чего можно сделать вывод, что доминирующим источником метана, поступающего в скважину, являются пласты-спутники  $d_4^1$ ,  $d_4^2$ ,  $d_4^3$ ,  $d_4^4$ . Эти пласты находятся на расстоянии около 60 метров над пластом  $d_4$ , что в полной мере соответствует рекомендациям СОУ[1]. Сравнительно высокие показатели метанодобываемости

этих скважин можно объяснить, используя данные исследований [6], которые показывают, что газ выделяется через разгруженную от давления дугу или зону нарушения, которая образуется над выработанным пространством лавы. На рис. 10 изображена гипсовая модель, наглядно представляющая результаты разгрузки от давления пород кровли после образования выработанного пространства. По аналогичному принципу объясняется наличие повторных пиков газовыделения в скважинах №5 и №19. Предполагается, что полости зоны III имеют значительно большую остаточную проницаемость после прохода лавы в сравнении с зонами I и II и позволяют метану направляться к скважинам №5 и №19 с большей площади выработанного пространства. На разрезе III-III' (скважина №20) показано положение газоприемной колонны, которое аналогично скважинам №6 и №40. Суммарный объем каптированного метана и продолжительность работы таких скважин в 2 раза ниже, чем по скважинам №5 и №19. Интенсивное снижение дебита скважин может объясняться уплотнением пород в выработанном пространстве по мере подвигания очистного забоя.

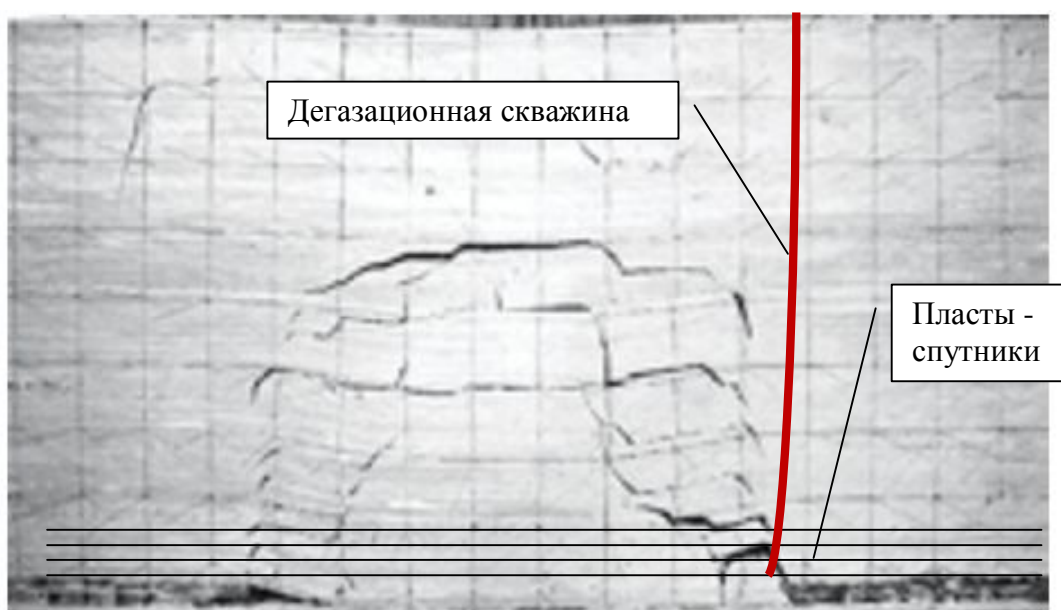


Рис.10. Типовой разрез толщи пород, параллельный фронту очистного забоя, на котором показано формирование трещиноватости в пластах при выемке угля и образования выработанного пространства [6]

Таким образом, в случае расположения вентиляционной выработки выемочного участка у неразгруженного от горных работ массива (со стороны целика), исключая влияние выработанного пространства смежных лав на формирование зон сдвижения пород, предлагается размещать

газоприемную часть скважины на расстоянии от вентиляционной выработки, рассчитанным по формуле:

$$l_o = \frac{h_c \cos(\lambda \pm \alpha)}{\operatorname{tg} \psi \cos \lambda}, \text{ м} \quad (1)$$

где  $h_c$  – расстояние от разрабатываемого пласта до наиболее удаленного пласта-спутника в дегазируемом интервале, м;

$\psi$  – угол полных сдвижений (обрушения) пород;

$\alpha$  – угол залегания разрабатываемого пласта;

значение "+" восходящая, значение "-" нисходящая схема проветривания выемочного участка;

$\lambda$  – углы границ зоны (зона III в соответствии со схемой сдвижений толщи горных пород по данным исследования ДонНТУ [4]) наибольших изгибов слоев с возможным образованием полостей и раскрытых трещин.

Длину газоприемной (перфорированной) колонны предлагается определять по формуле:

$$l_n = l_o \operatorname{tg}(\lambda), \text{ м} . \quad (2)$$

Точку заложения устья скважины на поверхности необходимо определять проектом на сооружение скважин, принимая в расчет ожидаемую величину зенитного угла и азимут искривления скважины. Оптимальным профилем для вновь сооружаемых скважин можно считать фактический профиль скважин №5 или №19 при восходящей схеме проветривания и №18 при нисходящей схеме проветривания.

## ВЫВОДЫ

Метанодобываемость дегазационных скважин, пробуренных с поверхности, в значительной степени зависит от геологического строения участка и свойств зон выработанного пространства, в которых расположена газоприемная колонна. С целью повышения эффективности способа дегазации, газоприемная (перфорированная) колонна скважины должна пересекать зону наибольших изгибов слоев с возможным образованием полостей и раскрытых трещин.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации: СОУ 10.1.00174088.001-2004. – Офиц. изд. – К., 2004. – 162с. – (Нормативный документ).
2. Стариков А. П. Когенерационные установки на базе шахтного метана – надежный источник обеспечения электрической энергией и теплом

- предприятий МПО "Кузбасс"/ А. П. Стариков, В. Д. Снижко// Уголь. – 2008. – №10. – С. 38 – 41.
3. Касимов О. И. Проект извлечения метана скважинами, пробуренными с поверхности на поле ОАО «УК «Шахта «Красноармейская-Западная №1» с целью использования его в качестве энергоносителя. / Касимов О. И., Кочерга В. Н. – Макеевка – МакНИИ, 2010. – 93с.
  4. Филатов Ю. В. Заблаговременная дегазация метаноугольных месторождений (внедрение бурового комплекса Ultra Single 150) / Ю. В. Филатов // Уголь Украины. – 2011. – №6. – С.30 - 32.
  5. Зборщик М. П. Охрана выработок глубоких шахт в зонах разгрузки / Зборщик М. П., Назимко В. В. – К.: Техника, 1991. – 248с.
  6. Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах: серия публикаций ЕЭК по энергетике №31. – Нью-Йорк, Женева: Организация Объединенных Наций, Европейская экономическая комиссия, 2010. – 88с.

Получено: 18.12.2012 г.

*Відображено результати застосування в шахтоуправлінні «Покровське» засобу дегазації вироблених просторів очисних вибоїв свердловинами, пробуреними з поверхні. Виконано аналіз факторів, що впливають на метановидобуток свердловин. Сформульовані пропозиції щодо підвищення ефективності засобу дегазації.*

**Ключові слова:** дегазація, свердловина, очисний вибій, вироблений простір, зсув порід, геологічна будова, дебіт, конструкція.

*The results of application of degassing technology of mined-out spaces of active longwalls with the use of wells drilled from the surface at mine «Pokrovskoe» are presented. Analysis of the factors affecting methane production ability of wells is performed. Proposals to increase technology efficiency are laid down.*

**Key-words:** degassing, well, longwall, mine-out space, strata movement, subsurface geology, production rate, well design.