

УДК 622.243.2:622.831

В.В. Лукинов, А.П. Клец, А.А. Тихонов,
И.А. Ефремов, В.Г. Ильюшенко, В.С. Грязнов,
В.В. Бобрышев, Б.В. Бокий, В.П. Иванов

**СОСТОЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН
ПРЕКРАТИВШИХ РАБОТУ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ
ВОССТАНОВЛЕНИЮ НА ШАХТЕ ИМ. А. Ф. ЗАСЯДЬКО**

Досліджений газодинамічний та фізичний стан дегазацийних свердловин, пробурених з поверхні, які вийшли із експлуатації, та надані рекомендації щодо їх відновлювання.

**THE STATE OF THE SURFACE DEGASSING WELLS IN THE MINE
NAMED AFTER A.F. ZASJADKO WHERE THE MINING WAS CEASED
AND RECOMMENDATIONS FOR RESUME THEIR OPERATION**

Gas-dynamic and physical states of degassing wells drilled from the surface, which are not in operation, are analyzed, and recommendations for their renewal are presented.

Дегазация подработанного углепородного массива поверхностными дегазационными скважинами (ПДС) на шахте им. А.Ф. Засядько уже в течении многих лет осуществляется по рекомендациям МакНИИ, согласно “Проекту дегазации...”. Извлекаемый ими метан используется в качестве горючего для автомобилей.

Параметры скважин изменялись в широких пределах (табл. 1).

Таблица 1 - Параметры ПДС на шахте им. А.Ф. Засядько

Параметры	Диапазон
Диаметр обсадной колонны, мм	108-127
Диаметр газоприемной части, мм	73-108
Длина газоприемной части, м	37-600
Расстояние от забоя скважины до разрабатываемого пласта, м	10-80
Расстояния между скважинами, м	200-400

Скважины подключали к газопроводу, по которому под естественным давлением газ транспортировался к компрессорной станции. Общие сведения о работе ПДС, подработанными горными выработками, по пластам m_3 и l_1 сведены в таблицу 2.

Анализ показывает, что эффективность работы дегазационных скважин, подработанных лавами пласта m_3 в 2 раза выше эффективности аналогичных скважин, подработанных лавами пласта l_1 . Такая тенденция сохраняется как по количеству эффективно работающих скважин (64 % на пласт m_3 и 30 % на пласт l_1) по среднесуточному дебиту (4,7 и 2,4 тыс. м³ в сутки, соответственно), так и по извлекаемости 1 тысячи м³ газа на 1 пог. м эффективной скважины (1,8 и 0,95 тыс. м³/пог. м., соответственно).

Таблица 2 – Общие сведения о работе ПДС, подработанными горными выработками, по пластам m_3 и l_1

Показатели	По пласту m_3		По пласту l_1		По пластам m_3 и l_1	
	объем	%	объем	%	объем	%
Количество скважин	25	71	10	29	35	100
Объем бурения, м	26883	75	8952	25	35835	100
Объем извлеченного газа, млн. м ³	31,05	92,7	2,44	7,3	33,49	100
Количество эффективно работающих скважин	16	$\frac{64}{84}^*$	3	$\frac{30}{16}^*$	19	$\frac{54}{100}^*$
Объем эффективного бурения, м	17102	$\frac{64}{87}^*$	2577	$\frac{28,8}{13}^*$	19679	$\frac{54,9}{100}^*$
Средняя глубина скважин, м	1075	-	895	-	1024	-
Средняя глубина эффективных скважин, м	1069	-	859	-	1043	-
Средний дебит эффективных скважин, тыс. м ³ /сутки	4,72	-	2,23	-	4,3	-
Средняя добыча 1 эффективной скважины, млн. м ³	1,94	-	0,8	-	1,76	-
Количество неэффективных скважин	9	36	7	70	16	46
Потенциальные потери газа из-за неэффективности скважин, млн. м ³	17,5	36**	5,6	70**	23,1	41**
Извлекаемость 1 тыс. м ³ газа на 1 пог. м эффективной скважины	1,8	-	0,95	-	$\frac{m_3}{l_1} = 1,9$	
Извлекаемость 1 тыс. м ³ газа на 1 пог. м всех скважин	1,15	-	0,27	-	$\frac{m_3}{l_1} = 4,2$	

* – в числителе приведены проценты объемов эффективного бурения от общего бурения по пласту, в знаменателе – от общего эффективного бурения по двум пластам.

** – потенциальные потери вычисляются как произведение количества неэффективных скважин на среднюю добычу 1 эффективной скважины.

Полученные статистические данные свидетельствуют о различном влиянии геологических и геомеханических факторов на формирование техногенных скоплений в углепородном массиве над этими пластами в период их отработки, что требует, по-видимому, различного подхода к проведению буровых работ, в частности к конструкции скважин и, особенно, к технологии освоения скважин.

Основными причинами прекращения работы скважин являются:

– перекрытие ствола скважины горными породами при формировании мульды сдвига;

– в первоначальный «дегазационный» период при полностью открытой скважине и практически 100 % депрессии на массив теряется устойчивость коллектора - подработанной углепородной толщи, что приводит к разрушению призабойной зоны и образованию пробок;

– заштыбовка ствола скважины при длительной работе в «добычной» период;

– заполнение скважины водой до уровня, при котором гидростатический напор превышает давление газа.

В то же время, скважины, на которых была осуществлена откачка воды (МТ-264 и МТ-284), работали эффективно, из них было извлечено соответственно 3,8 и 4,0 млн. м³ метана.

Кроме того, по результатам проведенных аналитических и экспериментальных исследований было установлено, что некоторые ПДС, отработавшие свой срок и отключенные от магистрального газопровода, имеют большой остаточный объем запасов шахтного метана (намного больший, чем извлеченный объем). Эти данные были получены после экспериментов, проведенных на закончившей работу ПДС Щ-1347. Скважина пробурена в породы кровли пласта m_3 13 западной лавы. По организационным неувязкам скважина недобурена до проектной отметки и в декабре 1997 г. была подработана 13 западной лавой, а затем была добурена до отметки 1212 м (на 12 м ниже пласта m_3), и в августе 1998 г. вступила в эксплуатацию. Скважина обсажена до глубины 1028 м, в интервале 1028...1212 м не обсаженный ствол скважины диаметром 76 мм. В интервале 738...1028 м, в скважине диаметром 112 мм установлены перфорированные трубы диаметром 89 мм. За период эксплуатации (август 1998 г. – май 2002 г.) из скважины было добыто и утилизировано в качестве моторного топлива 820 тыс. м³ метана. Водопроявления из скважины не наблюдались, газ “сухой”.

Выполнены замеры устьевого давления P_y в статическом режиме, определение кривой восстановления давления (КВД) и замеры свободного дебита скважины.

Свободный дебит определяется по скорости истечения метана в расчетном узле, состоящим из трубы с внутренним диаметром 37 мм, длиной 0,8 м и прибора измерения скорости газа АПР-2. При установившемся режиме истечения ($P_y = 2$ мм. рт. ст., $V_{\text{газа}} = 1,5$ м/с), абсолютный дебит составил $Q_0 = 96$ л/мин.

Давление на устье скважины измерялось стандартным образцовым манометром с классом точности 0,4.

Измерения производились непрерывно в течение 80 часов, отсчет устьевого давления снимался в зависимости от темпа его нарастания: через 5 мин., 20 мин., 1 час. Измеренное установившееся давление составило $P_y = 13,4$ кгс/см². Форма кривой восстановления давления показана на рис. 1.

Выполненные исследования позволили констатировать газодинамическую связь устья скважины с порово-трещинным пространством подработанного углеспородного массива, а давление $P_y = 13,4$ кгс/см² свидетельствует о приемлемых по технико-экономическим соображениям запасах метана в окрестностях скважины Щ-1347.

В связи с необходимостью оперативной информации о физическом состоянии ПДС разработано устройство рулеточного типа для каротажа ПДС. Устройство состоит из корпуса, барабана с измерительной нитью, направляющего шкива и двух отвесов с различной удельной массой.

Устройство позволяет определять глубины скважин до отметки 1500 м и отметку уровня воды в этом интервале. Совместно со специалистами шахты проведены испытания устройства на трех ПДС, пробуренных в породы кровли пласта m_3 . Результаты испытаний положительны, установлена надежность ра-

боты установки. Точность измерений зависит от квалификации оператора, ошибка измерений $\pm 1,0$ м.

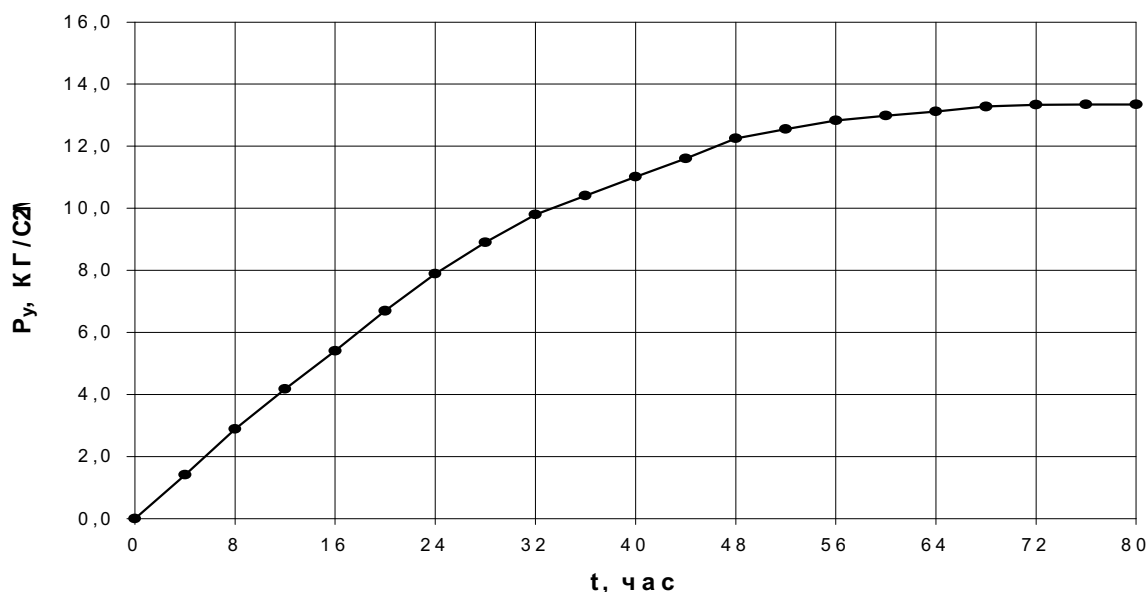


Рис. 1 – Кривая восстановления давления в скважине Ц-1347

Задача исследований состояла в определении состояния проходного сечения ствола скважины, отметки перекрытия ствола скважины, наличия и уровня воды в скважине. Геофизические исследования, выполненные с помощью разработанного и изготовленного устройства позволили установить следующее.

1. Скважина Ц-1345 прошаблонирована до глубины 922 м шаблоном диаметром 25 мм. Ниже 922 м шаблон не проходит. Статический уровень жидкости в скважине составляет 334 м.

2. Скважина Ц-1347 прошаблонирована до глубины 258 м. Ниже шаблон не прошел, остановился в вязком пороодо-угольном мелкодисперсном растворе. Жидкость в скважине отсутствует.

3. Скважина МТ-317 прошаблонирована до глубины 169 м. Статический уровень жидкости в скважине составляет 152 м.

4. Скважина МТ-327 прошаблонирована до глубины 295 м, ниже шаблон не проходит. Статический уровень жидкости в скважине составляет 170 м.

5. Геофизические исследования на скважинах МТ-323 и Ц-1350 выполнены Донецкой ГРЭ ПО «Укргеология» в ноябре 2001 г. установлено:

5.1 Скважина МТ-323 прошаблонирована до глубины 697 м шаблоном диаметром 73 мм, ниже шаблон не прошел. Промывочная жидкость в скважине отсутствует.

5.2 Скважина Ц-1350 прошаблонирована до глубины 817 м, ниже шаблон не проходит. Статический уровень жидкости в скважине составляет 363 м.

Результаты исследований сведены в таблицу 3, где в графе «Прогноз добычи метана...» приведены величины оставшегося после извлечения газа.

Таблица 3 - Прогноз объемов добычи метана после ремонта скважин
(шахта им. А.Ф. Засядько, сентябрь 2002 г.)

№ скважины	Глубина скважины L , м	Расстояние от забоя скважины до пласта, м	Величина интервала перфорации h , м	Диаметр перфорирован. интервала, мм	Лавы, пласты, даги подработки	Плотность извлекаемых запасов $P_{зап}$, м ³ /м ²	Шаблонирование		Количество извлеченного метана, млн. м ³	Прогноз добычи метана после ремонта скважин, млн. м ³	Наличие газопровода вблизи скважины
							Глубина шаблонирования, м	Статический уровень жидкости, м			
Щ-1345	1173	17	473	112	13з, m_3 06.97	76,3	922	334	1,2	4,2	есть
Щ-1347	1212	переб-12	462	112	13з, m_3 12.97	109,6	258	-	0,82	6,9	есть
Щ-1350	1270	7	110	93	15з, m_3 11.00	97,6	817	363	0,12	6,1	есть
МТ-317	1136	70	445	93	14в, m_3 02.97	69,7	169,0	152	0,65	4,2	есть
МТ-323	1227	8	110	93	15в, m_3 02.00	94,3	697,0	-	-	6,6	есть
МТ-327	1210		181	112	15в, m_3 11.99	85,5	295,0	170	0,6	5,4	есть

Как видно из таблицы, из 6 скважин, эксплуатация которых прекращена по разным причинам, прогнозируемый объем добычи составляет 33,4 млн. м³ метана высокой концентрации. Все скважины расположены вблизи газопроводов, что снизит затраты на включение их в сеть газозаправочной станции. Необходимо отметить, что скважина МТ-323 уже включена в эксплуатацию после ее вторичной подработки 16-й восточной лавой по пласту m_3 в апреле 2002 г.

По другим скважинам следующие рекомендации.

1. Скважина Щ-1347 заполнена углепородной пульпой до глубины 258 м, а воды до этой отметки нет. Восстановление скважины необходимо выполнить путем ее очистки мобильным буровым станком с последующей обсадкой перфорированными трубами диаметром 73 мм интервала 1028...1212 м и осушкой через буровой инструмент. Установка НКТ в этой скважине не требуется.

2. Скважина Щ-1345 заштыбована от забоя (1173 м) до отметки 922 м, то есть на половину интервала перфорации, а отметка уровня воды – 334 м. Здесь необходима установка НКТ, удаление воды с помощью компрессора и последующая осушка по мере заполнения водой.

3. Скважины Щ-1350, МТ-317 и МТ-327, в которых перекрыт ствол и находится вода, могут быть восстановлены по двум вариантам:

а) очистка скважины буровым станком до забоя, установка НКТ, удаление воды с помощью компрессора и периодическая их осушка по мере заполнения водой;

б) очистка скважин буровым станком до забоя, углубление скважины диаметром 93...76 мм на 10...20 м ниже отработанного пласта с обсадкой углубленного интервала перфорированной трубой. В случае, если после очистки и углубки скважина не будет осушена, необходимо выполнить ее осушку на максимально возможную глубину.

УДК 622.834:622.411.332.023.623

М.С. Четверик, Е.В. Андрощук

СДВИЖЕНИЕ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ, МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ГАЗОВЫДЕЛЕНИЕ В ГЛУБОКИХ ШАХТАХ

Викладена геомеханічна модель зсунення земної поверхні, масиву газонасичених гірських порід при вийманні вугілля на великих глибинах. З урахуванням швидкості переміщення очисного вибою та визначеної швидкості розвитку деформацій по площині зсунення встановлена зона розшарування гірських порід, яка розділяє підроблений масив: нижній – зсунення блоками, верхній – плавне опускання. Накопичений газ при опусканні верхньої зони витісняється в робочий простір шахти і постійно ступінчато підвищується при вийманні вугілля. Приведена методика визначення тривалості процесу зсунення.

DISPLACEMENT THE TERRESTRIAL SURFACE, THE FILE OF ROCKS AND THEIR INFLUENCE ON GAS EVOLUTION IN DEEP MINES

The geomechanical model displacement a terrestrial surface, a file of the gas-sated rocks is stated at dredging coal on the big depths. In view of speed of moving clearing face and the calculated speed of development of deformations on a plane displacement the zone of stratifications of rocks which divides underdevelopment a file is established: bottom - displacement blocks, top - smooth lowering. The saved up gas at subsidence of the top zone is superseded in the produced space of mine (shaft) and constantly in steps increased at dredging coal. The technique of definition of duration of process displacement is given.

Сдвигение подработанного массива горных пород и земной поверхности является одним из основных факторов влияющих на выделение метана в подземные выработки и на поверхность, повышенное оседание земной поверхности в связи с дегазацией геологической толщи. Знание закономерностей образования, скорости развития и смыкания газопроводящих трещин, места образования коллекторов газа, зависимость параметров трещин от параметров сдвигения, а также от параметров очистных работ позволяют принять рациональные технические решения. За газопроводящие (эксплуатационные) трещины принимаем зоны деформаций растяжения (расширения) динамической мульды, которые образуются при сдвигении подработанного массива горных пород. В зоне деформаций растяжения наблюдается падение давления, содержащегося в пласте газа и интенсивное газовыделение [1].

При выемке угля на больших глубинах процесс сдвигения подработанного массива горных пород происходит циклично, блоками и плавным опусканием