

Канд. техн. наук А.П. Клец,
м.н.с. А.А. Тихонов
(ИГТМ НАН Украины),
инж. В.П. Иванов
(АП «Шахта им. А.Ф. Засядько»)

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Досліджено газодинамічні параметри дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні, та надані рекомендації щодо їх раціональних режимів експлуатації.

EXPERIMENTAL RESEARCHES OF THE RATIONAL MODES EXPLOITATIONS OF SUPERFICIAL METHANE DRAINAGE BOREHOLES

The gasdynamic parameters of the methane drainage boreholes drilled from a surface are explored. Recommendations of the rational modes of exploitation of the methane drainage boreholes are given.

В настоящее время на угольных шахтах Украины, разрабатывающих газоносные угольные пласты, применяется в основном текущая дегазация, осуществляемая как скважинами, пробуренными из горных выработок, так и поверхностными дегазационными скважинами (ПДС) [1]. ПДС после активной текущей дегазации выполняют постэксплуатационную дегазацию выработанного пространства.

Основным показателем, определяющим эффективность работы ПДС, является количество извлекаемого ими метана. ПДС, пробуренные задолго до влияния очистных работ, начинают дегазировать массив только после прохода лавой створа скважины. ПДС устроены таким образом, чтобы их газоприемная часть пересекала образовавшиеся зоны пород с повышенной трещиноватостью и проницаемостью. Метан поступает в скважину в период её подработки лавой, когда подрабатываемый углепородный массив разгружается от горного давления, разуплотняется, растрескивается, и таким образом создаются благоприятные условия для свободного перемещения газа по трещинам к стволу скважины. Источниками поступления метана являются подработанные угольные пласты и пропластки, десорбирующие метан, а также песчаники, выделяющие свободный метан.

Основной проблемой дегазации скважинами, пробуренными с поверхности, является низкая эффективность работы ПДС [2]. Одна из таких причин – большая начальная депрессия, которая разрушает призабойную часть породно-угольного коллектора, тем самым, ухудшая его фильтрационные характеристики для перетока газа. При этом вода, поступающая в скважины и заполняя трещины, усиливает эффект запечатывания газа, который остается в подработанном углепородном массиве, частично медленно дренируя в горные выработки.

Для решения данной проблемы необходимо определить рациональные режимы эксплуатации ПДС, обратив особое внимание на водопритоки, которые, заливая скважину, сокращают срок её эксплуатации, и на вынос пыли, забивающую скважины.

Под рациональными режимами эксплуатации приняты следующие параметры: давление на устье скважины, при котором величина депрессии на подработанный дегазируемый углепородный массив не превышает 50 %, и дебит метана, обеспечивающий скорость движения газа в эксплуатационной колонне скважины менее 7,0 м/с для предотвращения поступления пластовой воды в скважину.

Для экспериментальных исследований по определению рациональных режимов эксплуатации были выбраны ПДС МТ-342, МТ-331 и МТ-330, пробуренные на поле шахты имени А.Ф. Засядько. Исследования выполнялись согласно разработанной сотрудниками ИГТМ НАН Украины и специалистами шахты имени А.Ф. Засядько методики экспериментальных исследований по определению состояния и газодинамических характеристик поверхностных дегазационных скважин.

Методика заключается в следующем. Исследования проводятся при стационарных режимах фильтрации методом установившихся отборов, базирующихся на связи между установившимся забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа на различных режимах [3].

Порядок работ на скважине следующий: устье скважины закрывается фланцем, оборудованным запорной арматурой с двумя вентилями и образцовым манометром. На выходе одного вентиля устанавливается расчетный узел, позволяющий определять расход метана в пределах 0,06–6,0 м³/мин. Расчетный узел состоит из измерительного участка трубы, длиной l не менее $20d$ (где d – внутренний диаметр) и анемометра для определения скорости истечения метана из трубы. Предусмотрено два измерительных участка труб: $d_1 = 37$ мм, $l_1 = 0,8$ м; $d_2 = 56$ мм, $l_2 = 1,35$ м. Скорость струи метана измеряется анемометрами АПР-2 с пределами измерений 0,1–20 м/с или АПР-3 с пределами измерений 0,1–40 м/с.

Измеряемыми параметрами в момент времени t были давление газа в устье скважины P_y и расход газа Q .

Порядок проведения исследований на скважине следующий:

– если скважина открыта с выпуском газа на «свечу», то выполняется обратный ход снятия кривой стабилизированных давлений (КСТ), заключающийся в установке перед расчетным узлом шайб с калиброванными отверстиями, начиная с наибольшего диаметра (10,0 мм, 9,0 мм, 8,0 мм, 7,0 мм, 6,0 мм, 5,5 мм, 5,0 мм, 4,5 мм, 4,0 мм, 3,5 мм, 3,0 мм, 2,5 мм, 2,0 мм, 1,5 мм). При работе на каждой шайбе снимаются показания стабилизированного давления и определяется расход газа при этом давлении;

– в случае, когда скважина закрыта, и определено максимальное статическое устьевое давление P_y , тогда, аналогично обратному, выполняется прямой ход снятия КСТ – начиная с шайбы с наименьшим диаметром отверстия (1,5 мм, 2,0 мм, 2,5 мм, 3,0 мм, 3,5 мм, 4,0 мм, 4,5 мм, 5,0 мм, 5,5 мм, 6,0 мм, 7,0 мм, 8,0 мм, 9,0 мм, 10 мм).

Скважина МТ-342 подработана 12 восточной лавой пласта l_1 , и через неделю начал выделяться газ с дебитом около 800 м³/сутки, а через две недели – около

2,5 тыс. м³/сутки. Через три недели свободный дебит составил 17,3 тыс. м³/сутки (температура метана на устье скважины $t = 18\text{ }^{\circ}\text{C}$). В течение 36 последующих суток скважина работала в «дегазационном» режиме (свободный выход метана в атмосферу) с таким же дебитом.

Через два месяца после подработки на скважине выполнен цикл газодинамических исследований. Максимальное установившееся давление на устье скважины составляло 12,8 кгс/см², а время восстановления было 1 час 52 мин. Кривая восстановления давления приведена на рисунке 1. Средний темп восстановления давления $\Delta P_{\text{вд}} = 6,86\text{ кгс/см}^2 \cdot \text{ч}$.

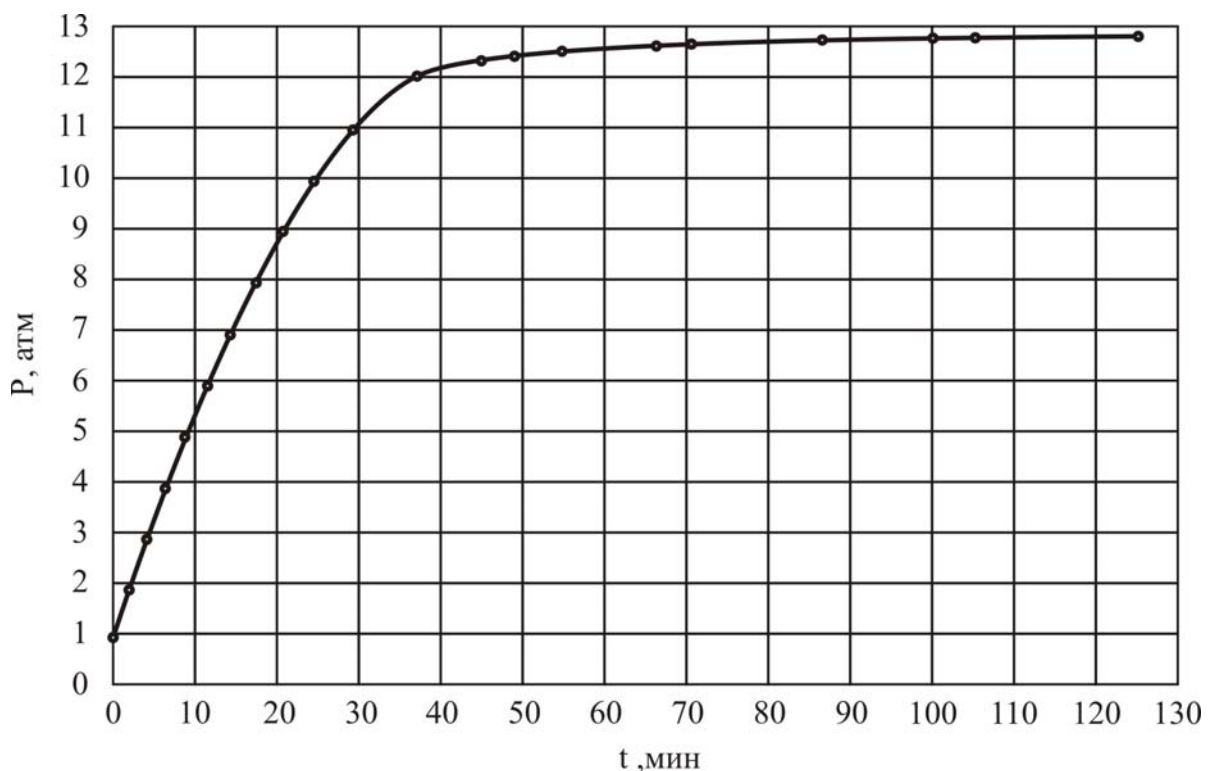


Рис. 1 – Кривая восстановления давления в ПДС МТ-342

Исследования режимных характеристик выполнены методом ступенчатых отборов, базирующихся на связи между установившимся забойным давлением и дебитом газа. Выпуск метана осуществлялся в атмосферу через шайбы с диаметром проходных отверстий 1,5; 3,0; 5,0; 7,0 мм, давление измерялось образцовым манометром, а дебит – расчетным узлом с прибором АПР-3. Результаты исследований сведены в таблицу 1.

Результаты исследований позволили построить индикаторную линию, характеризующую режимы эксплуатации скважины МТ-342 которая показана на рисунке 2. Как видно, зависимость $P_{\text{пл}}^2 - P_3^2$ от Q является линейной, что свидетельствует об устойчивой работе скважины [3].

Таблица 1 – Режимные характеристики ПДС

ПДС	Диаметр шайбы $d_{ш}$, мм	Давление стабилиза- ции на устье $P_{уст}$, кгс/см ²	Дебит метана при стабилизации давления $Q_{ст}$, м ³ /мин	Время стабилизации давления $t_{ст}$, мин	Забойное давление стабилизации $P_{з ст}$, кгс/см ²
МТ 342	1,5	12,57	1,10	22	13,62
	3,0	12,40	1,75	22	13,44
	5,0	11,83	4,48	22	12,82
	7,0	11,13	8,00	22	12,06
МТ 331	2,0	2,47	0,185	120	2,267
	3,0	1,84	0,328	120	2,00
МТ 330	2,0	3,80	0,306	55	4,20
	3,0	3,20	0,543	58	3,40
	4,0	2,38	0,79	67	2,60

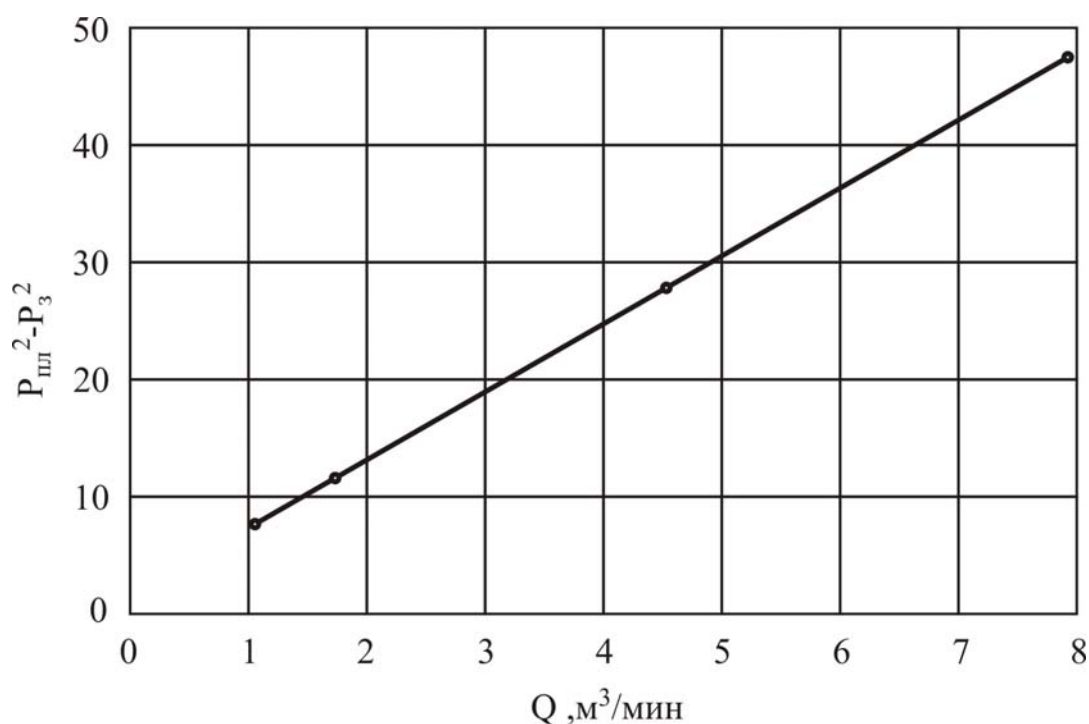


Рис. 2 – Индикаторная линия ПДС МТ-342

Аналогичные исследования были выполнены на ПДС МТ-331 и МТ-330.

Скважина МТ-331 пробурена на глубину 1245 м, обсажена до глубины 1073 м обсадной трубой диаметром 127 мм с цементацией затрубного пространства. С глубины 1053 м до забоя установлена перфорированная труба диаметром 108 мм. Длина перфорированного участка равна 172 м. Скважина подработана 16 восточной лавой по пласту m_3 и в течение двух месяцев работала в «дегазационном» режиме, а после этого была подключена к поверхностной дегазационной сети с водоотделителем. Данных о количестве извлеченного ме-

тана нет. Полученные в двух режимах газодинамические характеристики скважины МТ-331 показаны в таблице 1.

Скважина МТ-330 пробурена на глубину 1246 м, обсажена до глубины 1115 м трубой диаметром 127 мм с цементацией затрубного пространства, далее, до забоя, скважина оборудована перфорированной трубой диаметром 108 мм длиной 131 м. Скважина подработана 15 восточной лавой пласта m_3 , и в течение трех лет из нее извлечено 1260 тыс. м³ метана.

После этого на скважине были выполнены газодинамические исследования. Давление на устье восстановилось за 70 минут и составило 4,3 кгс/см², средний темп восстановления давления $\Delta P_{\text{вд}} = 3,68$ кгс/см²·ч.

Полученные по трем ПДС газодинамические характеристики позволили выполнить сравнительный анализ их энергетических показателей, который приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Энергетические показатели ПДС

ПДС	Энергетическая характеристика		Фильтрационная характеристика $k_{\text{пр}}$, мД	Характеристика ПДС	Время после подработки, месяцев
	Темп восстановления давления, МПа/ч	Продуктивность массива, м ³ /мин·МПа			
МТ-330	0,37	4,1	4,3	Снижившая дебит	37
МТ-331	0,03	2,8	1,53	Снижившая дебит	17
МТ-342	0,69	44	2,88	Вновь подработанная	2

На основании полученных результатов сделаны следующие выводы и даны рекомендации.

Для ПДС МТ-342 определены рациональные режимы эксплуатации по депрессии и приведены в таблице 3. Такие параметры режима эксплуатации обеспечивают величину депрессии 14–22 % и скорости движения газового потока в эксплуатационной колонне 8–13 м/с, но для этого необходима установка сепаратора на устье скважины для отделения пластовой воды.

Таблица 3 – Рекомендуемые режимы эксплуатации ПДС МТ-342

Параметры	Показатели
Давление на устье ПДС, кгс/см ²	10-11
Дебит, м ³ /мин	5-8

Режим эксплуатации ПДС МТ-342 без установки сепаратора возможен при максимальном дебите 4,2 м³/мин. и давлении 11,8 кгс/см². Такой режим может быть обеспечен выпуском газа через шайбу с проходным отверстием $d = 5,0$ мм. Для регулирования дебита и давления на скважине может быть установлен штуцер с изменяющимся проходным сечением.

ПДС МТ-331 по своим энергетическим показателям ниже, чем МТ-330 (см. табл. 2). Это можно объяснить особенностями ее расположения в массиве – в зоне спокойного залегания и в срединной части отработанного столба 16 восточной лавы пласта m_3 . Учитывая, что давление в поверхностном дегазационном трубопроводе не должно понижаться менее $2,0 \text{ кгс/см}^2$ (по условию давления на входе компрессора АГНС), скважину МТ-331 необходимо или вывести из эксплуатации, или же выполнить на ней мероприятия по стимуляции газопритока.

ПДС МТ-330, проработавшая 37 месяцев (более чем в 2 раза дольше, чем МТ-331) может работать в напорном режиме при давлении в газопроводе $2,3\text{--}2,8 \text{ кгс/см}^2$ с дебитом $1200\text{--}440 \text{ м}^3/\text{сутки}$. Высокий (относительно) коэффициент проницаемости скважины объясняется рациональным расположением, как в геологическом, так и в геодинамическом плане. Т.е. скважина расположена в месте оси антиклинальной складки, а ее газоприемная часть пересекает песчаник $m_4Sm_4^1$ в зоне пониженных напряжений, ограниченном краем зоны активных сдвижений со стороны отработанного пространства 15 восточной лавы и зоной опорного давления – со стороны нетронутого массива 16 восточной лавы. Затем, после вторичной подработки скважины 16 восточной лавой, уплотнение подработанного массива было незначительным, проницаемость его остается высокой, а давление газа ниже, чем в окружающем массиве, что благоприятствует его перетокам к газоприемной части скважины. В аналогичных условиях была расположена скважина МТ-284, из которой было извлечено более $4,0 \text{ млн. м}^3$ метана.

Таким образом, разработанная методика позволяет определять рациональные режимы эксплуатации ПДС, соблюдая которые можно продлить срок службы дегазационных скважин и увеличить объем извлекаемого метана при их стабильных газодинамических характеристиках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схеми дегазації. – К., 2005. – 162 с.
2. Дегазация углепородного массива на шахте им. А.Ф. Засядько скважинами, пробуренными с поверхности / А. Ф. Булат, В. В. Лукинов, Е. Л. Звягильский [и др.] // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 2002. – Вып. 37. – С. 49–57.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1980. – 33 с.