

УДК 622.324.5: 622.016.25

**ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ДОБЫЧИ МЕТАНА ЧЕРЕЗ
ПОВЕРХНОСТНЫЕ СКВАЖИНЫ ПНЕВМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ
ВОЗДЕЙСТВИЕМ**

Агаев Р.А., Власенко В.В., Дудля Е.Е., Клюев Э.С., Притула Д.А.
Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова Национальной
академии наук Украины

В работе установлено влияние горно-геологических условий на добычу метана через поверхностные скважины с помощью пневмогидродинамического воздействия на газоносный углепородный массив. При обработке данных использовали аналитические методы математической статистики. Получена последовательность породных слоёв с определенным соотношением их мощности.

Ключевые слова: метан, скважина, пневмогидродинамическое воздействие, мощность

**ПНЕВМАТИКАЛЫК ГИДРОДИНАМИКАЛЫК ТААСИР МЕНЕН
СКВАЖИНАЛАР АРКЫЛУУ ЖЕР ҮСТҮНДӨГҮ МЕТАН ӨНДҮРҮҮНҮН
ТОО-КЕН-ГЕОЛОГИЯЛЫК ФАКТОРЛОРУ**

Агаев Р.А., Власенко В.В., Дудля Е.Е., Клюев Э.С., Притула Д.А.
Украинанын Улуттук илимдер академиясынын
Поляков ат. геотехникалык механика институту

Документте газды камтыган көмүр тектеринин массасына пневмогидродинамикалык таасирди колдонуу менен жер үстүндөгү скважиналар аркылуу метан өндүрүүгө тоо-геологиялык шарттардын таасири белгиленген. Маалыматтарды иштетүү үчүн математикалык статистиканын аналитикалык ыкмалары колдонулган. Алардын калыңдыгынын белгилүү катышы бар тоо тек катмарларынын ырааттуулугу алынган.

Баштапкы сөздөр: метан, скважина, пневмогидродинамикалык аракет, күч.

MINING AND GEOLOGICAL FACTORS OF METHANE EXTRACTION THROUGH SURFACE BOREHOLES BY PNEUMOHYDRODYNAMIC IMPACT

Ahaiev R.A., Vlasenko V.V., Dudlia Ye.Ye., Kliuiev E.S., Prytula D.A.

Institute of Geotechnical Mechanics named by N. Poljakov of National Academy of Sciences of Ukraine

The influence of mining and geological conditions on methane extraction through the surface boreholes using pneumohydrodynamic impact on a gas-bearing coal-rock mass is presented in the article. Analytical methods of mathematical statistics were used for data processing. A sequence of rock layers with a certain ratio of their thickness was obtained.

Key words: methane, well, pneumohydrodynamic action, power

Введение. В современных условиях потребность Украины в природном газе удовлетворяется за счет собственной добычи всего лишь наполовину. Поэтому большое внимание уделяется внебалансовым источникам энергии, среди которых большое значение занимает метан угольных месторождений (МУМ), запасы которого, в пересчёте на условное топливо, занимают четвертое место в мире после нефти, угля и природного газа.

Добыча метана при разработке угольных месторождений предполагает бурение поверхностных дегазационных скважин (ПДС) с соблюдением следующих геолого-технологических требований: газоёмкость угольных пластов, их глубина залегания и мощность, зольность, петрографический состав углей и степень метаморфизма, тектоника месторождений, геодинамическое состояние угленосной толщи, физические характеристики угольных пластов и пластов-коллекторов, наличие зон повышенной проницаемости.

Однако этого недостаточно для обеспечения высокого уровня добычи метана из скважин. Одной из основных причин низкого дебита ПДС и малого их срока службы является кольтматация порового пространства прискважинной зоны, которая может наблюдаться при поглощении бурового раствора в процессе бурения скважин, и определяется процессами, протекающими в окрестности ПДС и вызванными влиянием горного давления в углепородном массиве. Это в итоге приводит к закупорке техногенных и естественных трещин и пор скважин, а, следовательно, к прекращению функционирования ПДС и ее изоляции от недегазируемой части массива [1].

Проблема добычи МУМ через ПДС усложняется ещё и тем, что в условиях Донбасса пластовое давление, обычно ниже гидростатического давления жидкости, что делает невозможным применение гидродинамических способов воздействия и также способствует

запиранию газа в порах и трещинах продуктивных газоносных или водогазоносных горизонтов.

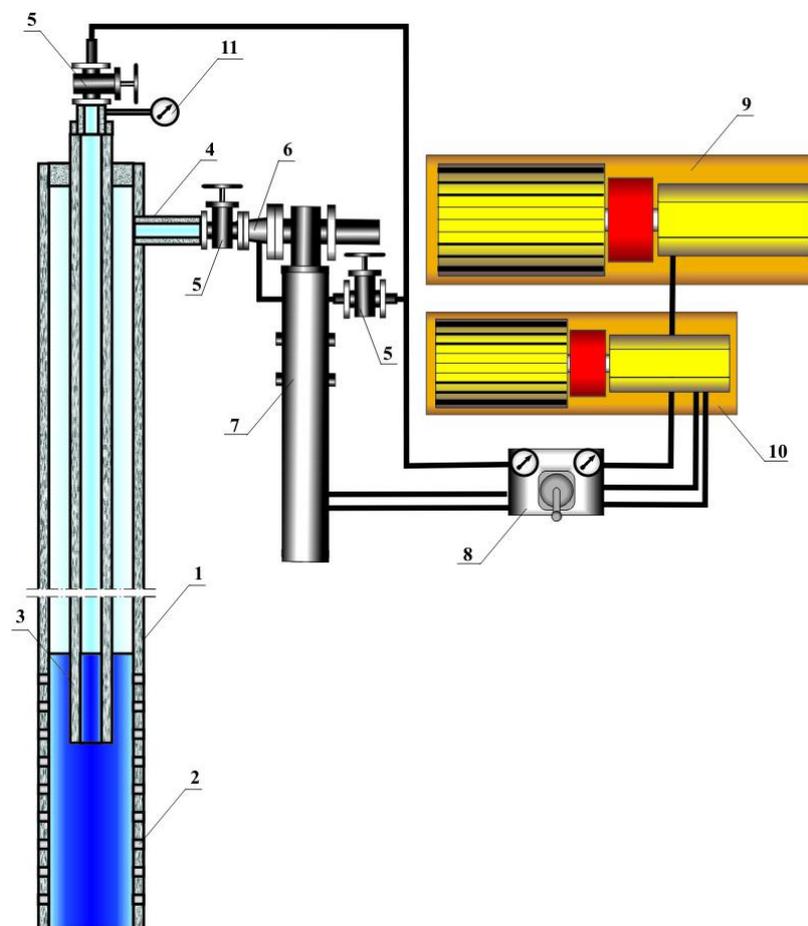
Ввиду невозможности существующими методами достигнуть расколматации прискважинной части массива, в большинстве случаев метан из этих ПДС не пригоден для эффективной реализации на рынке и попросту сжигается или выбрасывается в атмосферу.

Поэтому Институтом геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины совместно с ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько» разработан способ воздействия на ПДС, который заключается в интенсификации дегазации и добычи метана угольных месторождений на основе расколматации массива пневмогидродинамическим воздействием (ПГДВ) [2].

Для повышения эффективности применения разработанного способа следует изучить влияние горно-геологических условий прискважинной зоны газонасыщенного массива на добычу метана через ПДС путём определения последовательности породных слоёв с соответствующим соотношением их мощности, что является актуальной научной задачей для горной отрасли.

Методика исследования. Способ основан на создании знакопеременных нагрузок на продуктивный горизонт с использованием энергии горного массива и находящегося в нем метана.

Сущность способа заключается в следующем (рис. 1). С земной поверхности бурится ПДС до угольного пласта и не добурируется до пласта на расстояние не менее 5 его мощностей. По всей длине скважина обсаживается металлическими трубами 1 с тампонажем затрубного пространства. На участках продуктивных горизонтов создается перфорация обсадных труб 2. ПДС заполняется водой на 30-80 м выше продуктивного горизонта. Для создания связи между фильтрационным объемом горного массива и скважиной в неё опускают насосно-компрессорные трубы (НКТ) 3. Устье скважины оборудуется устройствами ПГДВ 7 для управления процессом воздействия как через НКТ, так и через межтрубное пространство (МТП). Компрессором высокого давления 9 создается в ПДС расчётное давление и осуществляется сброс его во времени не превышающем 18 мин. Процесс воздействия повторяется не однократно с параметрами, зависящими от условий проведения работ и показателей реакции горного массива (изменение газовыделения, выброс твердой фракции и т.п.), т.е. производятся знакопеременные нагрузки на закольматированный фильтрационный объём. В результате воздействия происходит вынос кольматационных материалов в ПДС, что способствует эффективному соединению прискважинного фильтрационного объёма с фильтрационным объёмом горного массива.



1 - обсадные трубы; 2 - перфорационные отверстия; 3 - насосно-компрессорные трубы; 4 - патрубок; 5 – вентиль; 6 - переходник; 7 - устройство ПГДВ воздействия; 8 - пульт дистанционного управления; 9 - компрессор высокого давления; 10 - масляный насос; 11 - манометр

Рис. 1 - Схема оборудования способа пневмогидродинамического воздействия

Результаты исследований. Испытания проводились в пределах поля шахты им. А.Ф. Засядько на восьми ПДС, четыре из которых дали дебит метана от 1 до 24 тыс. м³/сут (табл. 1). Все ПДС были пробурены на одном шахтном поле, одним буровым оборудованием с соблюдением единых требований по добычи МУМ.

Таблица 1 – Экспериментальные данные по скважинам в пределах поля шахты им. А.Ф. Засядько, полученные при ПГДВ

Фактор	МТ-340	ЗД-2	ЗД-3	Д-5	ЗД-4	ЗД-5	1185-Д	МС-598
Зона перфорации, м	273	310	355	362,5	319	370	331	244
Глубина скв., м	1277	1310	1325	1282,5	1300	1330	1356	1273
Дебит, тис м ³	–	–	–	–	24	1	10	24
Порода	Суммарная мощность геологических породных слоёв, м							
Аргиллит	56,3	36,8	58,9	90,7	96,5	87,2	139,7	72,7

Алевролит	96,8	179,7	114,3	183,1	151,3	121,8	66,7	82,8
Уголь	1,4	2,5	9,6	5,5	3,7	9,3	2,9	1,7
Песчаник	123,0	95,3	171,5	149,6	60,8	149,9	119,3	87,3
Известняк	2,5	2,0	4,6	3,3	6,1	5,2	2,5	0,4
Всего	280	316,3	358,9	432,2	318,4	373,4	331,1	244,9

В таблице 1 представлены результаты расчёта суммарной мощности геологических породных слоёв в зоне перфорации скважин. Установлено, что на наличие газовыделения из скважины не влияет мощность, количество угля, песчаников, аргиллитов, алевролитов и известняков.

Оценка количественных и качественных показателей слоев пересекаемых перфорационным интервалом представлена в табл. 2.

Таблица 2. – Процентное соотношение мощностей породных слоёв в каждой скважине

Порода	МТ-340	ЗД-2	ЗД-3	Д-5	ЗД-4	ЗД-5	1185-Д	МС-598
Аргиллит	20,11	11,63	16,40	18,85	30,30	23,36	42,21	29,69
Алевролит	34,57	56,81	31,86	40,00	47,53	32,63	20,14	33,81
Уголь	0,50	0,79	2,66	0,91	1,16	2,49	0,88	0,69
Песчаник	43,93	30,13	47,80	39,82	19,10	40,15	36,03	35,65
Известняк	0,89	0,63	1,27	0,41	1,92	1,38	0,76	0,16

Из таблиц 1 и 2 стоит выделить процентное содержание суммарной мощности аргиллита в зоне перфорации. Так, в скважинах, в которых не было зафиксировано газовыделение, этот показатель составил 11,63-20,11 %, а с газовыделением – 23,36-42,21 %. При этом в ЗД-4 и МС-598, дебит которых составил 24 тыс.м³, этот показатель оказался равным 30,3 и 29,69% соответственно. Этот же параметр для скважины ЗД-5, с дебитом 1 тыс.м³, составил 23,36 %, что ближе к показателям «безгазовых» скважин и позволяет говорить о влиянии суммарной мощности аргиллита на газовыделение.

Проведем сравнение отношения зоны перфорации к мощностям породных слоёв (табл. 3) и мощности аргиллита к алевролиту, углю, песчанику и известняку (табл. 4).

Из таблицы 3 видно, что тенденция сохраняется. Так, на скважинах без дебита, соотношение перфорационной зоны к аргиллиту составил 4,74-8,42, а с дебитом – 2,37-4,24. Для ЗД-4 и МС-598 с дебитом 24 тыс.м³ этот показатель равнялся 3,31 и 3,36 соответственно. А для ЗД-5 с дебитом 1 тыс.м³ такая же величина составила 4,24, что ближе к показателям «безгазовых скважин».

Таблица 3 – Соотношение зоны перфорации к мощностям породных слоёв по каждой скважине

Порода	МТ-340	ЗД-2	ЗД-3	Д-5	ЗД-4	ЗД-5	1185-Д	МС-598
Аргиллит	4,85	8,42	6,03	4,74	3,31	4,24	2,37	3,36
Алевролит	2,82	1,73	3,11	2,35	2,11	3,04	4,97	2,95

Уголь	195,00	124,00	37,17	78,32	86,22	39,78	114,14	145,24
Песчаник	2,22	3,25	2,07	2,88	5,25	2,47	2,78	2,79
Известняк	109,20	155,00	78,02	132,31	52,30	71,71	132,40	610,00

Таблица 4 – Соотношение мощности породных слоёв аргиллита к мощностям алевролита, песчаника, угля, известняка

Порода	МТ-340	ЗД-2	ЗД-3	Д-5	ЗД-4	ЗД-5	1185-Д	МС-598
аргиллит/ алевролит	0,58	0,20	0,51	0,50	0,64	0,72	2,10	0,88
аргиллит/ уголь	40,21	14,72	6,16	16,53	26,07	9,38	48,17	43,27
аргиллит/ песчаник	0,46	0,39	0,34	0,61	1,59	0,58	1,17	0,83
аргиллит/ известняк	22,52	18,40	12,93	27,92	15,81	16,90	55,88	181,75

Из соотношений, представленных в таблице 4, просматривается закономерность влияния аргиллита. На скважинах с дебитом аргиллит к алевролиту имеют коэффициент соотношения, который изменяется в пределах 0,64-2,1, а без дебита – 0,2-0,58. По показаниям соотношения аргиллита с песчаником для скважины Д-5 встречаются исключения, которые не согласуются с общим представлением последовательности изменения мощности породных слоёв.

Для установления закономерности влияния горно-геологических условий на добычу метана через поверхностные скважины на газоносный углепородный массив проведен анализ 46 комбинаций без повторений определенной последовательности расположения породных слоёв скважин. Оказалось, что у работающих скважин с такой последовательностью пластов: аргиллит, песчаник и алевролит получены соотношения их мощностей в такой форме: аргиллит к песчанику – более 1,78; аргиллит к алевролиту – более 0,78; песчаник к алевролиту – более 0,2.

Выводы.

1. Геологический анализ поверхностных дегазационных скважин показал, что при пневмогидродинамическом воздействии наличие в перфорационной зоне угольных пластов мощностью от 1,4 до 9,8 м, газоносных песчаников мощностью от 87,3 м до 150 м и аргиллитов от 56,3 до 139,7 м не является гарантией постоянного газовыделения из скважин, пробуренных в пределах одного шахтного поля одним буровым оборудованием с соблюдением единых требований по добычи МУМ.

2. Доказано, что на наличие газовыделения из скважин не влияет количественный и качественный показатель отдельных породных слоёв в зоне перфорации, а влияет их взаимосвязь и определенная последовательность.

3. Математический анализ полученных результатов показал, что на наличие газовыделения влияет такой показатель, как отношение интервала зоны перфорации к суммарной мощности аргиллита. Так, для скважин без дебита этот показатель колеблется в пределах от 4,9 до 3,4, а для скважин с дебитом от 1 до 24 тыс. м³/сут - от 3,2 до 1,6. Причем, для скважин с дебитом 24 тыс. м³/сут вышеупомянутая величина оказалась равной 3,2 и 2,42, а для скважин с дебитом 1 и 10 тыс. м³/сут – 1,58 и 1,62 это соответственно.

4. После тщательного изучения стратиграфических колонок скважин было установлено определенную отличительную особенность. Она заключается в том, что у работающих скважин со следующей последовательностью пластов: аргиллит, песчаник и алевролит получены соотношения их мощностей в таком виде: аргиллит к песчанику – более 1,78; аргиллит к алевролиту – более 0,78; песчаник к алевролиту – более 0,2.

Применение способа ПГДВ на конкретные идентифицированные горно-геологические условия позволит значительно повысить производительность и срок эксплуатации поверхностных дегазационных скважин, пробуренных на газонасыщенный углепородный массив.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агаев Р.А. Анализ геотехнологических способов добычи газа из угольных и техногенных месторождений [Текст]/ Р.А. Агаев, Э.С. Ключев, И.А. Сапунова // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. ИГТМ НАНУ – Днепропетровск, 2017.- Вып. 136. - С.205-220.
2. Софийский К.К. К вопросу о кольматации поверхностно-дегазационных скважин в процессе их эксплуатации [Текст] / К.К. Софийский, Е.Л. Звягильский, И.А. Ефремов, В.В. Бобрышев // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. ИГТМ НАНУ.- Днепропетровск, 2004. – Вып. 49. – С. 17-22.
3. Агаев Р.А. Интенсификация добычи метана угольных месторождений через поверхностные дегазационные скважины [Текст] / Р.А. Агаев, Д.П. Силин // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. ИГТМ НАНУ - Днепропетровск, 2012– Вып. 103. - С. 5-9.