

УДК 622.324



Б. В. БОКИЙ,
доктор техн. наук
(ПАО «Шахта им. А. Ф. Засядько»)



П. Е. ФИЛИМОНОВ,
канд. техн. наук
(ПАО «Шахта им. А. Ф. Засядько»)



С. Г. ИРИСОВ,
канд. техн. наук
(ПАО «Шахта им. А. Ф. Засядько»)

Исследование физики потока газа к поверхностным дегазационным скважинам

Исследованы некоторые аспекты физики потока газа к поверхностным дегазационным скважинам. Установлено, что данный двухфазный поток газа с водой подчиняется закон несжимаемой жидкости. Для интенсификации этого потока целесообразно снижать уровень воды в скважине, а ее вакуумирование, как правило, не даст практического результата.

На шахте им. А. Ф. Засядько в течение длительного времени используются поверхностные дегазационные скважины (ПДС), а каптируемый ими метан утилизируется. Однако дебит газа и его суммарный объем в разных ПДС различен.

Чтобы добиться эффективности эксплуатации ПДС, необходимо установить факторы, влияющие на дебит газа. Одним из таких факторов является физика потока метана от коллектора к скважине. Без выяснения типа потока невозможно оценить баланс потерь давления газа по всей цепочке его движения, что требуется для разработки мероприятий по эффективной эксплуатации скважин.

Для установления баланса потерь надо знать следующие параметры: давление газа на контуре питания P_k и на входе в скважину (давление в точке стока) P_c ; высоту столба воды в скважине H_b ; потери давления на перенос газа по скважине и в околоскважинной зоне. Однако в технической лите-

ратуре данной теме уделено мало внимания.

Задача статьи – оценить указанные параметры и установить характер газового потока, что позволит достичь главной цели – выбрать эффективные меры для повышения дебита ПДС и срока их службы.

Известны попытки увеличения дебита газа созданием вакуума на устье скважины, а для «оживления» прекращенного дебита газа – нагнетания воды и сжатого воздуха. Подключение вакуумных установок к ПДС и закачивание в них воды практиковали при проведении научно-исследовательских работ в МакНИИ и Московском горном институте. Воздух нагнетали в ПДС шахты им. А. Ф. Засядько по рекомендации других институтов.

Оценка эффективности данных мероприятий затруднена по нескольким причинам, в том числе из-за процессов, протекающих до и после подработки скважины. В ряде случаев до ее подработки бурение останавливают на расстоянии 10 – 20 м от пласта, тогда уровень воды поднимается до глубины 300 – 400 м и менее. После подработки ПДС лавой вода дренирует в выработанное пространство, которое может засасывать воздух с поверхности. Затем по мере удаления лавы породы кровли уплотняются, что создает условия для накопления воды

в скважине. Одновременно увеличивается дебит газа, который частично выносит воду на поверхность, если позволяет скорость его потока.

В практике добычи природного газа поддержание высокой скорости его потока достигается за счет уменьшения поперечного сечения насосно-компрессорных труб (НКТ), по которым газодонная смесь отводится на поверхность. Однако при эксплуатации ПДС уменьшение диаметра НКТ может быть неприемлемо: возрастает забойное давление газа P_c и как следствие снижается дебит скважины q , в результате увеличивается загазованность выработок. Это свидетельствует о том, что ПДС является одной из параллельных ветвей на пути метана к поверхности.

Таким образом, можно утверждать, что дебит газа q зависит как от аэродинамических характеристик ветвей, параллельных ПДС, так и от аэродинамической характеристики самой скважины. Для изучения этих характеристик нужны специальные исследования. Попытаемся положить начало таким исследованиям и определиться с их направлением.

Для изучения типа потока газа в околоскважинной зоне необходимо установить зависимости его депрессии ΔP от расхода газа q . Однако начальное давление газа на контуре питания P_k нельзя измерить, а можно получить только косвенно – по нескольким значениям q при разных значениях забойного давления P_c , т. е. давления в точке стока.

Такую возможность представляют результаты измерений на скважине МТ-304 шахты им. В. М. Бажанова [1]. Давление газа на устье скважины P_y и дебит q регулировали установкой на поверхностном трубопроводе шайбы с диаметрами проходного отверстия 3 и 5 мм. Получены две группы пар значений P_y и q . Первая группа: $P_y = 0,05$ МПа – $q = 10,2$ м³/мин и $P_y = 1,2$ МПа – $q = 6,8$ м³/мин; вторая группа: $P_y = 0,76$ МПа – $q = 5,4$ м³/мин и $P_y = 2,43$ МПа – $q = 2,4$ м³/мин (значение P_y указывает: на сколько давление в устье скважины выше атмосферного).

Можно было полагать, что значения q для каждой группы получены при одном и том же значении P_k , но P_k для первой группы больше, чем для второй, так как измерения для второй группы проводились через 84 сут после первой (лава удалялась от скважины и значения q закономерно убывали).

Для определения P_c и ΔP дополнительно требовались следующие параметры: высота столба воды H_b ; высота точки стока над забоем скважины H_q ; давление газа на контуре питания P_k ; снижение P_k при

замерах второй группы относительно первой ΔP_k ; коэффициент k_p зависимости плотности столба воды от расхода газа. Кроме того, необходимо рассчитать давление газа на столб воды P_{bx} по общеизвестной формуле для турбулентного потока:

$$P_{bx} = (P_y^2 + q^2 L/k)^{0,5}, \quad (1)$$

где L – расстояние от зеркала воды до устья скважины, км;

k – коэффициент аэродинамического сопротивления, зависящий от внутреннего диаметра скважины, температуры газового потока, относительной плотности газа и его сжимаемости, м⁷/(с² · МПа)².

Выражение $q^2 L/k$ характеризует депрессию «сухой» части скважины, для расчета которой разные авторы предлагают различные формулы расчета коэффициента k . Таким образом, для расчета P_c требуются значения шести факторов. В результате при шести неизвестных величинах в наличии имеются всего четыре уравнения, что исключает их решение строгими математическими способами. Наиболее весомым из неизвестных представляются факторы H_b и H_q .

Значение H_b изменяется во времени t , которое можно отсчитывать от условного начального момента и выражать как его функцию вида

$$H_b = H_0 t^{0,25}, \quad (2)$$

где H_0 – высота столба воды в начальный момент времени, м.

Высота источника газа над забоем скважины ограничивается $H_q < 95$ м (выше данной отметки межтрубное пространство зацементировано, поэтому для газа и воды непроницаемо). Давление столба воды на источник газа определяется разностью величин $(H_b - H_q)$ и плотностью водогазовой смеси, которую можно считать зависимой от q :

$$P_h = 0,01(H_b - H_q)(1 - qk_p). \quad (3)$$

В общем виде зависимость ΔP от расхода газа q

$$\Delta P = P_k - P_c = P_k - (P_h + P_{bx}) = R_t q^2 + R_l q, \quad (4)$$

где R_t и R_l – турбулентная и ламинарная составляющие аэродинамического сопротивления потоку в околоскважинной зоне, где, по общепринятому мнению газодобытчиков, всегда имеет место плоскорадиальный поток.

Анализ показал, что при фактических значениях q и P_y двучленный или квадратичный режимы движения в околоскважинной зоне невозможны: при любых реальных параметрах (H_0 , H_q , k , k_p , P_k и ΔP_k) даже приблизительное спрямление линий графиков в координатах q , $\Delta P/q$ или q^2 , ΔP не наблюдается.

В то же время в координатах q , ΔP все четыре точки на рис. 1 располагаются вдоль прямой линии при следующих значениях: $H_0 = 185$ м; $H_q = 65$ м; $k = 1,6 \cdot 10^8$ м⁷/(с · МПа)²; $k_p = 0,07$; $P_k = 10,3$ МПа; $\Delta P_k = 0,4$ МПа. Такая линейная зависимость ΔP от q (при очень высокой корреляции $\eta^2 > 0,99$) – свидетельство плоскорадиального течения несжимаемой жидкости. Можно считать, что данные параметры, хотя и полученные методом подбора, достаточно точны, так как корреляционное отношение η^2 резко снижается даже при незначительном отклонении каждого из них от указанных выше значений.

Кроме того, правильность подбора параметров косвенно подтверждает, что $H_q = 65$ м и $P_k = 10,3$ МПа получены без учета глубины скважины ($H_{скв} = 1095$ м), но хорошо вписываются в формулу, устанавливающую линейную зависимость давления газа P от глубины H [2], которая в данном случае равна разности значений $H_{скв}$ и H_q .

$$P_k = 0,01(H_{скв} - H_q). \quad (5)$$

При бурении глубокой скважины ЗГ-1 в поле шахты им. А. Ф. Засядько проведено достаточное количество замеров P , чтобы утверждать: значение P , измеренное в МПа, на 7 – 12 % превосходит $0,01H$. Поэтому можно полагать, что в период максимального дебита скважины МТ-304 значение P_k немногим уступало давлению газа в нетронутом массиве. (Надежность выводов можно было бы повысить за счет увеличения числа манипуляций с заменой регулировочных шайб при большем разнообразии их проходных отверстий).

Линейная зависимость ΔP от q справедлива только для несжимаемой жидкости, к которой метан не относится. Поэтому следует полагать, что для околоскважинной зоны характерен двухфазный поток метана и воды. Такой вывод согласуется с результатами новейших фундаментальных исследований: гидродинамика микродисперсного двухфазного потока подчиняется законам несжимаемой жидкости [3]. Характер линии графика на рис. 1 (практически прямая) указывает на ламинарный поток несжимаемой жидкости. Поэтому можно считать, что приток воды в скважину обусловлен не только водоносными горизонтами, представленными известняками, но и угольными пластами в зоне разгрузки, десорбирующими метан и воду (такую десорбцию неоднократно удавалось наблюдать при подъеме проб угля по стволу, когда в результате падения давления бурно начинался процесс десорбции воды, конден-

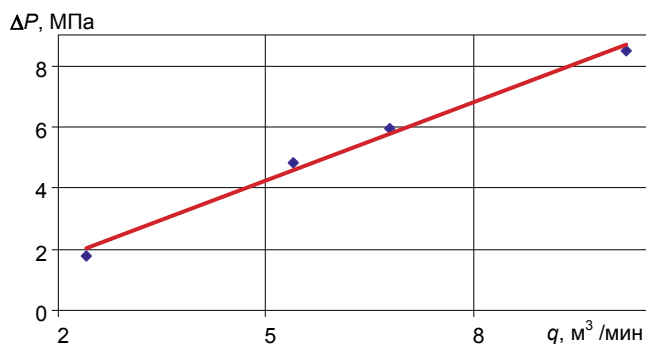


Рис. 1. Зависимость ΔP от q для околоскважинной зоны МТ-304 шахты им. В. М. Бажанова.

сирующей в капилляре измеряющего десорбцию прибора).

Результаты расчета основных параметров потока газа приведены в табл. 1 и свидетельствуют о следующем: в начальный период функционирования скважины МТ-304 процессы, протекающие в ней, мало влияют на q ; наиболее влиятелен фактор ΔP ; со временем на q увеличивается влияние P_h . Данные табл. 1 позволяют сделать практические выводы относительно мероприятий по увеличению дебита газа и срока службы ПДС. Очевидно, что применение вакуумной установки для ПДС в указанных условиях нецелесообразно, поскольку может снизиться «противодавление» потоку на $0,03 - 0,07$ МПа, что на два порядка ниже «противодавления» столба воды в скважине. Депрессия «сухой» части скважины $h_{скв}$ также значительно уступает давлению столба воды P_h , который со временем становится доминирующим фактором в балансе потерь давления.

Таблица 1

Параметры потока газа					
измеренные		рассчитанные, МПа			
P_y , МПа	q , м³/мин	$h_{скв}$	P_h	P_k	ΔP
0,15	10,2	0,73	0,9	10,3	8,5
1,3	6,8	0,12	2,9	10,3	6,0
0,9	5,4	0,09	4,1	9,9	4,8
2,53	2,4	0,01	5,5	9,9	1,8

Исходя из изложенного можно констатировать, что для поддержания в течение длительного времени дебита газа на достаточно высоком уровне необходима надежная изоляция водоносных горизонтов (известняков). Однако даже их полная изоляция не решит проблемы затопления ПДС, так как некоторая часть воды поступает в скважину с потоком газа. Вероятно, себестоимость мероприятий по обезво-

живанию ПДС будет определять область их применения в качестве газодобывающих.

На скважинах шахты им. А. Ф. Засядько поток газа в околоскважинной зоне исследовали при снятии кривой восстановления давления (КВД). Это дало возможность получать достаточное число пар значений q и P_y , необходимых для анализа физики потока газа. При этом в скважины были опущены насосно-компрессорные трубы и установлены манометры, фиксирующие давление газа в полостях НКТ и межтрубьях. Кривая восстановления давления на скважине МТ-335 была снята после того, как ее дебит практически иссяк. Для его искусственно «оживления» были проведены циклы нагнетания и сброса воды и воздуха.

Особенности конструкции скважины МТ-335 и характер изменения показаний манометров, установленных на НКТ, – P_n , и на межтрубье – P_z , обусловили возможность дополнительной оценки уровня воды в скважине. Продолжительная фиксация значений P_n и P_z во времени позволила надежно установить характер зависимости ΔP от q . При этом значения P_k и H_q были найдены методом подбора. (Применение эхолота позволило бы контролировать уровень воды в скважине в начале и в конце снятия КВД и тем самым значительно повысить надежность выводов).

В результате первого снятия КВД установлен характер потока в околоскважинной зоне МТ-335 (рис. 2).

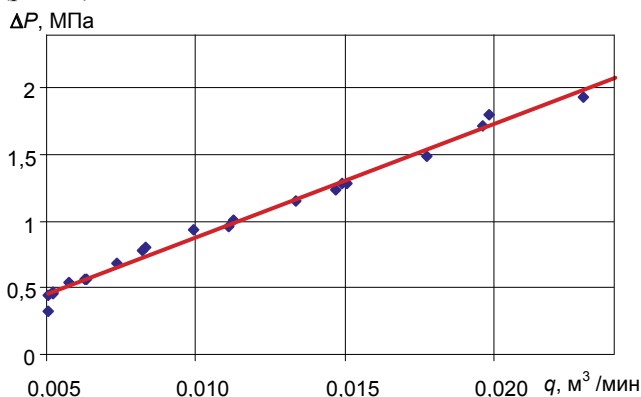


Рис. 2. Зависимость ΔP от q для околоскважинной зоны МТ-335 шахты им. А. Ф. Засядько после нагнетания воды и сжатого воздуха.

Линии графиков на рис. 1 и 2 отражает формула

$$\Delta P = R_{\text{л}} q. \quad (6)$$

После снятия первой КВД провели еще пять циклов продувки околоскважинной зоны сжатым воздухом, но без предварительного нагнетания воды.

Затем была повторно снята КВД и определен характер зависимости ΔP от q , которая оказалась аналогичной формуле (6). Значения коэффициентов сопротивления $R_{\text{л}}$ после снятия первой и второй КВД отличались на 18 %. Статистическая оценка значимости данного различия невозможна, но в пользу ее существования косвенно свидетельствуют значения P_k . Давление газа на контуре питания при первой КВД составили 3,33, при второй – 3,49 МПа. Эти значения P_k подтверждают точность определения параметров потока, так как перед первой КВД нагнетание воздуха было прекращено при давлении 3,2, перед второй КВД – при 4,06 МПа. Не исключено, что в данном случае КВД определяли не природным газом, а закачанным в массив сжатым воздухом.

Измерения на скважине МТ-304 проводили в период ее активной работы ($q = 2,4 \dots 10,2$ м³/мин), когда подработанный газопроводящий массив еще не был уплотнен, а на скважине МТ-335 – уже после остановки очистных работ ($q < 0,02$ м³/мин), более чем через 1100 сут после ее подработки. За это время подработанный массив около скважины МТ-335 должен был уплотниться, а сопротивление $R_{\text{л}}$ возрасти. Результаты определения значений $R_{\text{л}}$, приведенные в табл. 2, подтверждают данное положение: сопротивление потоку около скважины МТ-335 на два порядка выше, чем сопротивление около скважины МТ-304.

Данные табл. 2 свидетельствуют, что аэродинамическое сопротивление $R_{\text{л}}$ околоскважинной зоны МТ-335 после первого цикла обработки, включающего нагнетания воды, почти в 1,2 раза превосходит сопротивление той же зоны после второго цикла, где воду не нагнетали.

Таблица 2

Скважина	Сопротивление $R_{\text{л}}$, МПа · мин/м³	Примечание
МТ-304	0,854	Активный дебит
МТ-335	100,64	После промывки
МТ-335	85,24	То же

Это указывает на то, что нагнетание воды, по крайней мере, не снижает $R_{\text{л}}$, но неизбежно повышает высоту столба воды в скважине, чем может препятствовать ее дебиту. Нагнетание в скважину сжатого воздуха при давлении 3 – 5 МПа могло иметь лишь осушающий эффект, но не разуплотнить массив за счет увеличения трещин, так как для этого требуется давление, превышающее горное. Однако при нагнетании воздуха возможно появление в сква-

жине взрывоопасной смеси и самовозгорание угольных пластов. Поэтому нецелесообразно «оживлять» дебит скважины, удаленной от очистных работ во времени и пространстве. Необходимо удалять воду из скважины хотя бы в период интенсивного дебита газа, используя для продувки метан. Это уменьшит столб воды и понизит значение P_c , за счет чего возрастет ΔP и приток газа к скважине, но снизится в горные выработки.

Такую продувку широко используют при добыче газа: в межтрубье подают метан под давлением, а через НКТ выпускают воду. Если же при этом на ПДС применять водоотделитель, то можно избежать заметных потерь газа, который во время и после продувки будет поступать в трубопровод утилизации.

Выводы. Поток газа в околоскважинной зоне представляет собой плоскорадиальное течение в ламинарном режиме. Поток двухфазный – газ и вода подчиняется закону течения несжимаемой жидкости. Нагнетание воды через поверхностные дегазационные скважины для «оживления» дебита газа нецелесообразно, так как возрастает сопротивление потоку в околоскважинной зоне. Столб воды в скважине – наиболее значимое препятствие для дебита газа в основной период ее эксплуатации. Чтобы увеличить дебит и снизить долю газа, проникающего в горные выработки, целесообразно осушать скважину, нагнетая в межтрубье метан и выдавливая воду через НКТ. Бесполезно «оживлять» приток газа

к скважине, удаленной от горных работ. Если в скважине есть значительный столб воды, нецелесообразно применять вакуумную установку, так как это только повысит себестоимость эксплуатации ПДС, но не увеличит дебит газа. Для повышения точности исследований необходимо применять эхолот и увеличивать частоту измерений дебита скважины при разных устьевых давлениях.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Звягельский Е. Л. Добыча метана из угольных месторождений Донбасса / Е. Л. Звягельский, Б. В. Бокий, О. И. Касимов. – Донецк: Ноулидж, Донецк. отд-ние, 2011. – 149 с.
2. Фергль У. Х. Аномальные пластовые давления / У. Х. Фергль. – М.: Недра, 1980. – 398 с.
3. Бошнятов Б. В. Гидродинамика микропузырьковых газожидкостных сред / Б. В. Бошнятов // Изв. Томского политехн. ун-та. – 2005. – № 6. – 308 с.

Выписывайте журнал «Уголь Украины» на 2012 год

Журнал освещает важнейшие проблемы угольной промышленности в области науки, техники, технологии, безопасности труда, обогащения, шахтного строительства, экономики, экологии шахтерских регионов.

На журнал можно подписаться в любом отделении связи.
Индекс журнала в Каталоге изданий Украины 2012 г.
74492 (с. 171).