

УДК 622.831.325.3:622.241



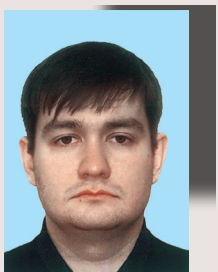
**О. Д. КОЖУШОК,**  
канд. техн. наук  
(ПрАО «Донецксталь» —  
металлургический завод)



**А. В. АГАФОНОВ,**  
доктор техн. наук  
(ПрАО «Донецксталь» —  
металлургический завод)



**В. Н. КОЧЕРГА,**  
канд. техн. наук  
(МакНИИ)



**И. А. ДЕДИЧ,**  
инж.  
(ПрАО «Донецксталь» —  
металлургический завод)

# Оптимизация схемы размещения и конструкции дегазационных скважин, пробуренных с поверхности

Приведены результаты исследований влияния расположения скважин на их метано-добываемость. Представлены технические решения по оптимизации конструкции дегазационных скважин.

В шахтоуправлении «Покровское» в целях системного применения текущей дегазации выработанных пространств скважинами, пробуренными с поверхности, компанией «Донецксталь» совместно с Макеевским государственным научно-исследовательским институтом по безопасности работ в горной промышленности (МакНИИ) и ГРГП «Донецкгеология» разработан проект [1], который определил основные технологические параметры. Оптимальные значения этих параметров, определяющих метано-добываемость скважин, зависят от управляемых и неуправляемых факторов:

- геологического строения участка, на котором пробурена скважина;
- физико-механических и гидрогеологических свойств вмещающих пород;
- суммарной мощности пластов-спутников;
- газоносности подрабатываемых пластов и толщи пород;
- технологических параметров добычи угля, определяющих свойства и геометрию выработанного пространства;
- расположения скважин относительно выработок, а также их конструкции.

Естественно, оптимизации подверглись управляемые факторы — расположение скважин и их конструкция. Для анализа приняты дегазационные скважины, пробуренные на 1-й и 2-й южных лавах блока № 10. Схемы проветривания выемочных участков: 1-я южная лава — возвратноточная; 2-я южная лава — прямоточная, но была переведена на возвратноточную при доработке запасов (рис. 1). При определении оптимума конструкции и расположения скважин во внимание приняты технологические и экономические аспекты.

**Расположение скважин.** Отраслевым стандартом Украины по дегазации угольных шахт [2] регламентировано, что проекции забоя скважин на разрабатываемый пласт должны находиться не далее половины длины лавы от вентиляционной выработки. Плотность размещения скважин определяется требуемой эффективностью дегазации и фактором времени, т. е. к моменту окончания бурения необходимо, чтобы проекция забоя скважины на разрабатываемый пласт была на расстоянии не менее 30 м впереди очистного забоя. Отметим, что отраслевым стандартом [2] не регламентированы принципы точного рас-

## ДЕГАЗАЦИЯ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

положения устья или газоприемной (перфорированной) колонны скважины, при этом выбор места заложения скважины на выемочном участке может существенно варьироваться.

На стадии проектирования [1] выполнен сравнительный анализ метанодобываемости скважин при интервале между устьями 100, 200 и 300 м. Для каждого интервала принимали диаметры скважин 93; 112 и 132 мм. Расчет ожидаемого дебита скважин на участках 1-й и 2-й южных лав блока № 10 показал: для достижения требуемого коэффициента дегазации и минимизации затрат скважины следует соорудить с интервалом между устьями 300 м; конечный диаметр скважин должен быть не менее 93 мм.

Устья дегазационных скважин, пробуренных с поверхности для 1-й южной лавы блока № 10, располагались на расстоянии около 75 м от проекции монтажного ходка на поверхность и на расстоянии примерно 90 м от проекции вентиляционной выработки. По 2-й южной лаве устья скважин размещались на расстоянии около 75 м от монтажного ходка и вентиляционной выработки (см. рис. 1). Вентиляционные выработки 1-й и 2-й южных лав блока № 10 находились у неразгруженного от горного давления массива (со стороны целика), исключаяющего влияние выработанного пространства смежных лав на формирование зон сдвига пород.

Наблюдения за скважинами показали, что в сопоставимых геологических условиях через скважины, у которых перфорированная колонна приближена к вентиляционной выработке, извлекают существенно больший суммарный объем метана, больше и продолжительность работы в сравнении со скважинами, у которых перфорированная колонна приближена к центру лавы. В качестве примера

положительного влияния места расположения перфорированной колонны в выработанном пространстве можно привести показатели дебита скважины ДС 5 (рис. 2).

Активное метановыделение из скважин наблюдается только при условии подработки газоприемной колонны очистным забоем. Породы в выработанном пространстве очистных забоев разрушаются неоднородно и условно разделены на зоны [3]: обрушения пород кровли пласта; прогиба напластований толщи пород в сторону выработанного пространства с образованием трещин и расслоений (полных сдвижений); плавного прогиба пород без расслоения; опорного давления в кровле пласта.

Кроме того, принято выделять зону наибольших изгибов слоев с возможным образованием полостей и раскрытых трещин, оконтуривающих зоны обрушения и полных сдвижений. Поскольку указанные зоны отличаются степенью и видом разрушения пород после подработки очистным забоем, в них также различны проницаемость массива непосредственно в момент подработки и остаточная проницаемость после завершения формирования выработанного пространства [4]. Следовательно, на метанодобываемость дегазационных скважин, пробуренных с поверхности, существенно влияют свойства зон выработанного пространства, в которых расположена газоприемная колонна.

На фактическое месторасположение газоприемной колонны влияет искривление скважины в процессе бурения. На выемочных участках 1-й и 2-й южных лав блока № 10 искривление оси дегазационных скважин произошло в сторону восстания пласта в южном и юго-западном направлениях. Отклонение скважин, пробуренных на выемочном

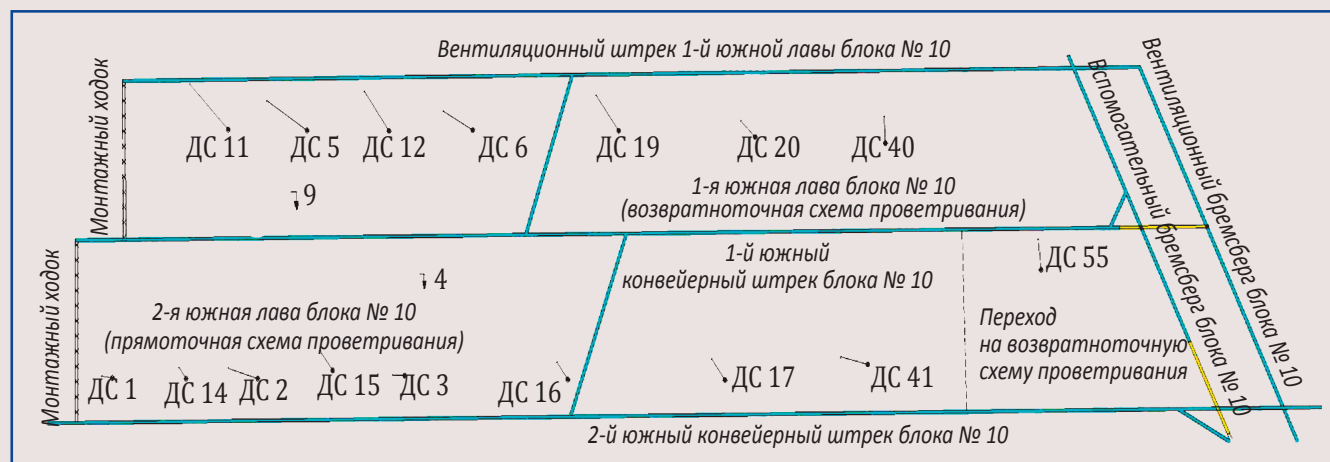
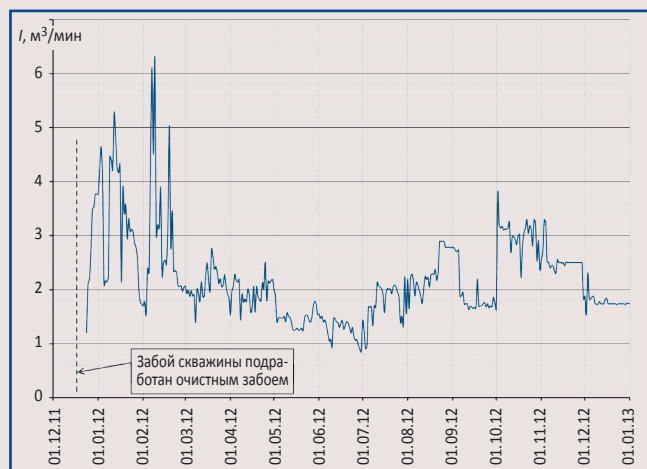


Рис. 1. Схема расположения скважин на выемочном поле 1-й и 2-й южных лав блока № 10.



**Рис. 2.** Показатели дебита  $I$  скважины ДС 5, пробуренной для 1-й южной лавы блока № 10.

поле 2-й южной лавы, составило в среднем  $4^\circ$  (зенитный угол), на поле 1-й — в среднем  $7^\circ$ . На основании фактических отклонений оси скважин принято решение внести коррективы в параметры расположения устьев для выемочного поля 1-й южной лавы и для последующих лав с восходящим проветриванием: скважины располагать на расстоянии 125–140 м от проекции вентиляционной выработки выемочного участка на поверхность; первую скважину на выемочном поле лавы разместить на расстоянии 100–150 м от монтажного хода.

Учитывая изложенное, при определении места заложения скважин предлагается располагать газоприемную колонну на расстоянии от проекции вентиляционной выработки, рассчитанном по формуле [4]

$$l_0 = [h_c \cos(\lambda \pm \alpha) / (\operatorname{tg} \psi \cos \lambda)] \geq 30,$$

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

$\lambda$  — углы границ зоны наибольших изгибов слоев с возможным образованием полостей и раскрытых трещин;

$\alpha$  — угол залегания разрабатываемого пласта; значение «+» — восходящая, значение «-» — нисходящая схемы проветривания выемочного участка;

$\psi$  — угол полных сдвижений (обрушения) пород.

Длину газоприемной (перфорированной) части предлагается рассчитывать по формуле

$$l_{\text{п}} = l_0 \operatorname{tg}(\lambda).$$

При определении места заложения устья скважины необходимо учитывать геологическое строение участка, существенно влияющее на размер и направление искривления, которые в случае отсут-

ствия дополнительных средств контроля и управления искривлением в процессе бурения можно обеспечить подбором технологии бурения (использование прямого вращения бурового става или винтового забойного двигателя) и компоновки бурового снаряда\*. Действенность применяемых мер по обеспечению требуемых параметров искривления оценивается геофизическими методами.

**Конструкция скважин.** При разработке или совершенствовании конструкций необходимо соблюдать ряд условий: беспрепятственное перемещение метана из выработанного пространства действующего очистного забоя; исключение связи скважины с водоносными горизонтами и водоносных горизонтов между собой; предотвращение преждевременной деформации скважины до ее подработки; срок службы не менее года. В зависимости от геологических условий и применяемого бурового оборудования возможны различные варианты конструкции вертикальных скважин. Однако, учитывая относительно небольшой суммарный объем извлечения метана скважинами (в среднем до 1 млн  $\text{м}^3$ ), конструкция определяется прежде всего по фактору минимизации затрат.

Проектом [1] предусмотрено сооружение специального хвостовика, который перекрывает незакрепленный ствол скважины и заходит в предыдущую техническую колонну на 20 м. Верхняя часть хвостовика внутри технической колонны не герметизируется. Газоприемная колонна скважины должна иметь перфорационные отверстия по всей длине. Перфорированная колонна не цементируется.

Глубина дегазационных скважин обусловлена глубиной залегания разрабатываемого угольного пласта  $d_4$  (в южном крыле блока № 10 мощность 1,5–2 м) за вычетом размеров зоны обрушения, которая для условий шахтоуправления «Покровское» составляет до шести вынимаемых мощностей угольного пласта. Перфорационные отверстия  $\varnothing 15$ –20 мм предусмотрено располагать в шахматном порядке: в нижней части колонны длиной 50 м — по 20 отверстий на 1 м трубы, а далее — по 10 отверстий на 1 м трубы [2]. Не перфорируется верхний участок газоприемной колонны длиной 20 м, который входит внутрь технической колонны. Также не перфорируется нижний участок длиной примерно 1 м, чтобы предотвратить его смятие при спуске колонны в скважину.

В первоначальной конструкции скважины (рис. 3, а) устье закрепляли трубой  $\varnothing 393,7$  мм и це-

\* Бурильная колонна со скважинным буровым оборудованием и инструментом.



ментировали на всю высоту. Водоносные пески, залегающие на глубине до 50–70 м, перекрывали кондуктором  $\varnothing 219$  мм при диаметре бурения 295 мм. Нижнюю часть кондуктора устанавливали в крепких породах на глубине 60–80 м, затрубное пространство цементировали раствором на всю глубину под давлением. В целях исключения поступления в скважину воды водоносных горизонтов, залегающих на глубине до 500 м, установили техническую колонну  $\varnothing 146$  мм при диаметре бурения 193 мм. Установка окончания технической колонны предусмотрена в крепких известняках, приблизительно за 110–120 м до кровли угольного пласта. Для хвостовика применялись трубы ниппельного соединения  $\varnothing 108$  мм.

Анализ затрат времени на выполнение технологических операций, а также практический опыт сооружении скважин с хвостовиком  $\varnothing 108$  мм показал:

- суммарное время на сооружение скважины глубиной 800 м составляет в среднем 283 ч, в том числе непосредственно бурение занимает в среднем около 100 ч;

- конструкция не позволяет повысить скорость сооружения скважины при переходе на бурение скважины с  $\varnothing 193,7$  мм на  $\varnothing 132$  мм под хвостовик. Это объясняется необходимостью использования долот, рассчитанных на небольшую осевую нагрузку. Вследствие этого механическая скорость бурения снижается с 8–9 м/ч (под техническую колонну) до 5–7 м/ч (под хвостовик). При увеличении осевой нагрузки ствол скважины начинает интенсивно искривляться (до 7–10°), что в большинстве случаев приводит к разрушению долота;

- при спуске хвостовика  $\varnothing 108$  мм наблюдались подклинивания в месте перехода с бурения  $\varnothing 193,7$  мм на  $\varnothing 132$  мм. Это усложняло спуск обсадных труб и иногда приводило к смятию нижней части хвостовика;

- использование устьевого трубы для укрепления неустойчивых пород верхней устьевого части значительно увеличивает время на сооружение скважины.

Указанные недостатки конструкции скважин существенно ограничивали производительность современного бурового комплекса Ultra Single 150. Учитывая высокую интенсивность работ в шахтоуправлении «Покровское», достигнутые темпы сооружения дегазационных скважин не соответствовали заданным требованиям.

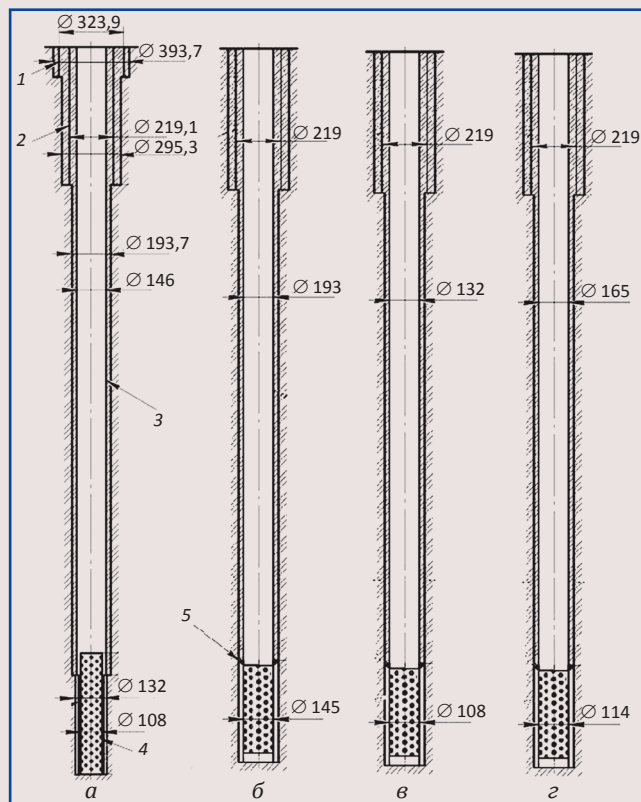
Чтобы устранить недостатки конструкции скважин с устьевого трубой, а также для сокращения сроков сооружения дегазационных скважин без потери эксплуатационных характеристик, был разрабо-

тан вариант конструкции без направляющей трубы (рис. 3, б). В приведенном варианте устьева труба не устанавливается. Бурение скважины выполняется  $\varnothing 295,3$  мм сразу от устья под кондуктор с креплением трубами  $\varnothing 219$  мм.

Для устранения недостатков установки хвостовика разработана конструкция скважины под бурение технической и эксплуатационной колонн  $\varnothing 193,7$  мм с выходом обсадочных труб  $\varnothing 146$  мм муфтового соединения на поверхность (см. рис. 3, б). Такое соотношение диаметра бурения и эксплуатационной колонны обеспечивает соблюдение технологических зазоров при спуске обсадной трубы в скважину, а также возможность применения технологии манжетного цементирования затрубного пространства.

Анализ времени выполнения производственных операций при сооружении скважин с креплением одной колонной  $\varnothing 146$  мм показал:

- сокращение на 5–6 ч времени непосредственного бурения. Бурение выполняется одним рейсом без затрат времени на переоснастку низа буровой колонны для бурения скважины под хвостовик;



**Рис. 3.** Конструкции дегазационных скважин: 1 — устье; 2 — кондуктор; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — хвостовик; 5 — пакер.

- сокращение на 9 ч времени на крепление скважин из-за исключения операции по спуску обсадных труб хвостовика;

- при бурении скважины  $\varnothing 193,7$  мм появляется возможность использовать утяжеленные буровые трубы  $\varnothing 165$  и  $171$  мм (вместо  $108$  мм), которые позволяют создать дополнительную осевую нагрузку на долото и как следствие увеличить механическую скорость бурения с  $5-7$  до  $8-9$  м/ч.

В процессе сооружения скважин с креплением одной колонной  $\varnothing 146$  мм установлены следующие преимущества и недостатки: время на сооружение скважин глубиной  $800$  м сокращается до  $230$  ч; возрастает металлоемкость в сравнении с конструкцией с хвостовиком; появляется возможность эффективного использования винтовых забойных двигателей; при увеличении диаметра бурения повышается нагрузка на систему промывки скважины и как следствие больше изнашиваются насосы; применение винтовых забойных двигателей существенно снижает нагрузку на систему верхнего привода, что позволяет продлить межремонтный период буровой установки.

Учитывая указанные преимущества и недостатки сооружения скважин при обсадке трубами  $\varnothing 146$  мм, был рассмотрен вариант перехода на крепление скважин трубами  $\varnothing 108$  мм ниппельного соединения (рис. 3, в). Расчеты показали существенные недостатки данного варианта: трапецеидальная резьба труб  $\varnothing 108$  мм не позволяет удерживать колонну на весу во избежание разрушения резьбы под собственным весом; толщина колонны ( $4,75$  мм) ослабляет устойчивость длинной колонны при установке ее на забой скважины. Крепление скважины трубами  $\varnothing 108$  мм колонны требуют применения технологии спуска «на плаву», что для дегазационных скважин неэффективно.

Принимая во внимание недостатки крепления скважины трубами  $\varnothing 108$  мм, приняли компромиссный вариант конструкции скважины с креплением эксплуатационной колонны трубами  $\varnothing 114$  мм муфтового соединения (рис. 3, г). Для соблюдения технологических зазоров при спуске обсадной трубы бурение осуществляется  $\varnothing 165$  мм. В настоящее время при сооружении скважин в шахтоуправлении «Покровское» применяется именно такая конструкция.

Сравнительный анализ технико-экономических показателей пробуренных скважин конструкции с хвостовиком (см. рис. 3, а) и одноколонного варианта с креплением трубами  $\varnothing 114$  мм (см. рис. 3, г) свидетельствует о преимуществах последнего, выражающихся в снижении затрат материально-технических ресурсов на  $30\%$  и себестоимости скважи-

ны в среднем на  $15\%$ , а также сокращении сроков сооружения скважин в среднем не менее чем на  $35\%$ .

**Выводы.** Для повышения метанодобываемости и эффективности дегазации скважинами, пробуренными с поверхности, газоприемная (перфорированная) часть колонны должна в обязательном порядке: пересекать угольные пласты-спутники, находящиеся в кровле разрабатываемого пласта; располагаться в зоне полных сдвижений и наибольших изгибов слоев с возможным образованием полостей и раскрытых трещин; находиться не ближе  $30$  м к вентиляционной выработке.

При определении места заложения устьев скважин необходимо принимать в расчет геологическое строение участка, имеющее существенное влияние на показатели искривление. Расположение газоприемной части скважины в заданном диапазоне возможно за счет подбора технологии бурения и компоновки бурового снаряда. Действенность применяемых мер по обеспечению требуемых параметров искривления оценивается геофизическими методами.

Суммарный объем извлечения метана скважинами (в среднем до  $1$  млн м<sup>3</sup>), пробуренными с поверхности, определяет выбор конструкции с позиции минимизации затрат на их сооружение. Самые затратные статьи — стоимость обсадных труб, амортизация бурового комплекса и расходы на заработную плату. Дополнительный объем извлечения метана при увеличении диаметра скважин не сопоставим с увеличением уровня затрат. Учитывая указанные экономические и технологические факторы, наиболее приемлема конструкция (см. рис. 3, г) с креплением скважины трубами  $\varnothing 114$  мм муфтового соединения.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Касимов О. И. Проект извлечения метана скважинами пробуренными с поверхности на поле ОАО «Угольная компания» Шахта «Красноармейская-Западная № 1» с целью использования его в качестве энергоносителя / О. И. Касимов, В. Н. Кочерга. — Макеевка: МакНИИ, 2010. — 93 с.
2. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации: СОУ 10.1.00174088.001-2004. — К., 2004. — 162 с.
3. Зоря Н. М. Схема механизма сдвижения толщи пород при выемке пологих пластов угля одиночной лавой / Н. М. Зоря, Ф. И. Музафаров // Уголь Украины. — 1966. — № 12. — С. 9–12.
4. Анциферов А. В. Учет особенностей техногенных коллекторов для оптимизации систем дегазации метана закрытых шахт / А. В. Анциферов, Е. Д. Ходырев // Геолог Украины. — 2011. — № 2.
5. Дедич И. А. Особенности метанодобываемости скважин дегазации выработанного пространства действующего очистного забоя, пробуренных с поверхности / И. А. Дедич // Сб. науч. тр. МакНИИ. — Макеевка: МакНИИ, 2012. — № 2 (30).