

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ

УДК 550.832.92:622.245.542.3

СКВАЖИННЫЙ ПРИБОР ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ГАЗОТДАЧИ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

С. В. Сердюков, Т. В. Шилова, Л. А. Рыбалкин

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, E-mail: ss3032@yandex.ru,
Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия*

Разработан скважинный прибор для газодинамических исследований в угольных пластах. Прибор выполнен по схеме сдвоенного пакера с регулируемым интервалом. Конструкция прибора обеспечивает выполнение гидроразрыва, проведение газодинамических исследований методами индикаторных диаграмм, кривых падения и восстановления давления в комплексе с локальной разгрузкой углепородного массива за счет радиально-симметричного нагружения стенок скважины в интервале, содержащем трещину гидроразрыва.

Угольный пласт, скважина, газодинамические исследования, гидроразрыв, скважинный прибор

Газодинамические исследования на шахтах проводятся для определения давления и содержания газа в продуктивном пласте, проницаемости пород, заблаговременного обнаружения суфляров. Эти данные необходимы для прогноза притока газа, создания эффективных систем предварительной дегазации.

В известных способах и средствах шахтных газодинамических исследований дебит, температуру и давление газа измеряют на выходе скважин, в том числе при их бурении. Устьевые замеры дают интегральные значения наблюдаемых величин в целом по скважине, что затрудняет картирование газодинамических и фильтрационных свойств угольного пласта. Существенное значение эта проблема приобретает в протяженных скважинах направленного бурения, длина которых может достигать более 1000 м [1].

Другой проблемой является несоответствие между газоотдачей угольного пласта в скважину и в призабойное пространство очистного забоя. Основной объем газа выделяется при бурении скважин. Замеры объемов этого газа, как и исследования кернового материала, позволяют установить газосодержание угля, но не газодинамические свойства углепородного массива, который находится в напряженном состоянии, а поверхность его обнажения на контуре скважины мала и дополнительно сжата. Это значительно отличается от условий в очистном забое и не позволяет прогнозировать поступление в него газа из породного массива.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (проект RFMEF160414X0096).

Более адекватные данные получают с помощью газодинамических исследований скважин в зоне регулируемой разгрузки пласта [2]. Такие методы дают зависимость газоотдачи угольного пласта от его сжатия (рис. 1), но их применение ограничено окрестностями горных выработок.

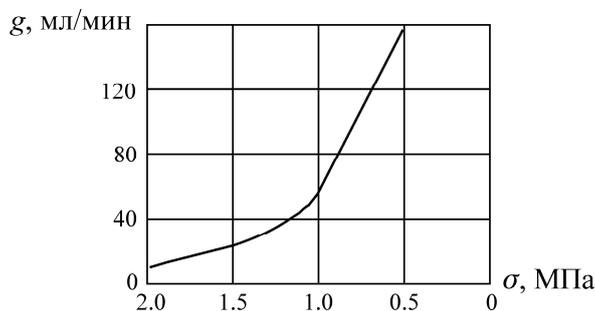


Рис. 1. Зависимость дебита g газа короткой пластовой скважины от горного давления σ в зоне щелевой разгрузки угольного пласта [2]

В данной статье приведены методические и технические решения, обеспечивающие выполнение интервальных газодинамических исследований в комплексе с регулируемой разгрузкой угольного пласта на большом удалении от устья протяженных скважин.

Разгрузка пласта в интервале измерений осуществляется путем его локального гидроразрыва и последующего раскрытия сформированной трещины на заданную глубину с помощью регулируемого радиально-симметричного нагружения стенок скважины. Это позволяет измерять зависимость газоотдачи угольного пласта от площади поверхности трещины, свободной от напряжений. Обнажение этой поверхности осуществляется после герметизации интервала газодинамических исследований. Отсюда расширенные возможности по изучению динамики газоотдачи вне зоны влияния бурения.

Перспективность предлагаемого способа газодинамических исследований угольных пластов будет определена по результатам опытных работ в промышленных условиях. Здесь мы ограничимся вопросами его технической реализации.

Проведение наблюдений на большом удалении от устья необсаженных горизонтальных и восстающих скважин является технически сложной и затратной задачей. Для снижения стоимости газодинамических исследований разработанный прибор оборудован встроенной роботизированной системой передвижения по стволу скважины и сплошными гибкими линиями для подсоединения к насосному и измерительному оборудованию, устанавливаемому в горной выработке. Аналогичный подход был применен при создании скважинного прецизионного дилатометра [3].

Рассматриваемый прибор предназначен для герметизации короткого интервала необсаженной скважины, подачи в него под давлением рабочего агента (сжатый азот, водомасляная эмульсия) или откачки пластовых флюидов с контролем их давления, температуры и объемного расхода.

Прибор выполняет следующие операции и измерения:

- гидроразрыв угольного пласта рабочим агентом и измерение давления запираения P_s и повторного открытия P_r формируемой трещины;
- повышение или понижение давления в изолированном интервале скважины и последующее измерение в нем кривой падения (КПД) или восстановления (КВД) давления $P(t)$;
- определение индикаторной диаграммы — зависимости давления в изолированном интервале скважины от объемного расхода Q из него пластового флюида (газ, вода).

Таким образом, прибор обеспечивает проведение газодинамических исследований локальной зоны угольного пласта как в стационарном (индикаторная диаграмма), так и в нестационарном (КПД, КВД) режимах. Реализация в приборе различных методов повышает достоверность измерения фильтрационных и емкостных свойств угольного пласта, в том числе пластового давления, проводимости и проницаемости по газу, прогнозного дебита дегазационных скважин.

Отличительными особенностями прибора является возможность проведения газодинамических исследований на большом удалении от устья протяженных скважин в комплексе с радиально-симметричным нагружением стенок скважины. Заблаговременное получение информации о состоянии угольного пласта до начала очистных работ дает возможность корректировать разработку газоносных угольных пластов для снижения риска катастрофических проявлений газодинамических процессов.

Конструкция прибора и его гидравлическая схема представлены на рис. 2 и 3.

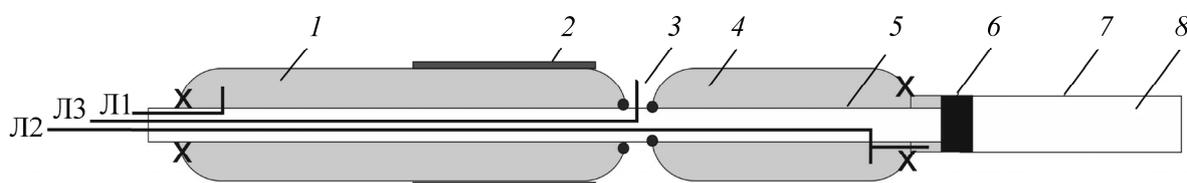


Рис. 2. Скважинный прибор для газодинамических исследований углепородного массива: 1 — пакерная оболочка двойной длины, закрепленная на штоке гидроцилиндра; 2 — дренажный слой; 3 — межпакерный интервал; 4 — пакерная оболочка, закрепленная на корпусе гидроцилиндра; 5 — шток гидроцилиндра; 6 — поршень гидроцилиндра; 7 — гидроцилиндр; 8 — газовая пружина; X — закрепленный конец пакерной оболочки; • — подвижный конец пакерной оболочки, герметично скользящий по штоку 5; Л1 – Л3 — линии подсоединения скважинного прибора к оборудованию в горной выработке

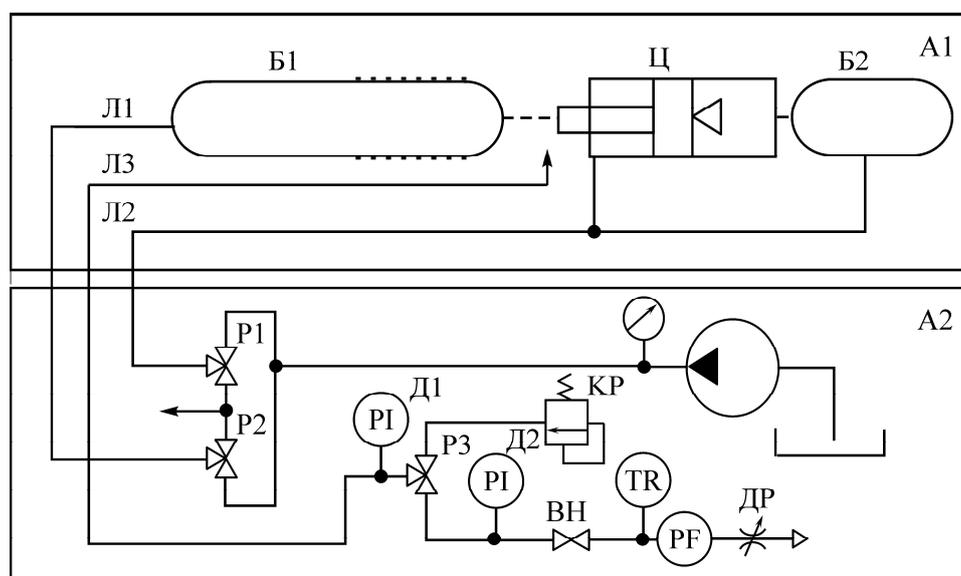


Рис. 3. Гидравлическая схема оборудования для газодинамических исследований скважин: А1 — скважинный прибор; А2 — бортовая станция; Б1, Б2 — пакеры; Ц — гидроцилиндр хода; Р1–Р3 — распределители; ВН — вентиль; КР — клапан редукционный; ДР — дроссель; Д1 — датчик высокого давления; Д2 — датчик низкого давления (вакуумметр); ТР — датчик температуры; РР — измеритель расхода газа

Прибор выполнен по схеме сдвоенного пакера с регулируемым интервалом 3 между надувными оболочками 1 и 4, армированными кордом. Регулировка межпакерного расстояния 3 осуществляется с помощью гидравлического цилиндра 7, к корпусу которого прикреплен неподвижный конец короткой оболочки 4. Длинная оболочка 1 закреплена на полированном штоке 5 гидроцилиндра, вдоль которого герметично перемещаются подвижные концы обеих пакерных оболочек.

Основные технические характеристики прибора приведены ниже:

Длина прибора	2870 мм
Диаметр прибора	60 мм
Масса прибора	12 кг
Число пакеров	2
Длина пакеров	500 и 1000 мм
Число соединительных рукавов высокого давления (РВД)	3
Диаметр проходного сечения РВД	6 мм
Давление гидроразрыва	До 18 МПа
Давление нагружения стенок скважины пакером	До 26 МПа
Диаметр скважины	76–105 мм
Длина скважины	До 1000 м
Ориентация скважины	Без ограничений
Диапазоны измерений давления	I: 0–0.1; II: 0.1–18 МПа
Частотный диапазон изменения давления	0–1000 Гц
Точность измерения давления (по диапазонам)	I: 0.001; II: 0.02 МПа
Температура пластового флюида	–10 ÷ 80 °С
Точность измерения температуры	0.001 °С
Расход пластового флюида	Определяется сменным расходомером из состава бортового оборудования
Длительность непрерывной работы	Без ограничения
Скорость передвижения в скважине	До 100 м/ч

Прибор работает в трех режимах: перемещение вглубь скважины, гидроразрыв, раскрытие трещины пакерной оболочкой и газодинамические исследования.

В режиме перемещения прибор функционирует следующим образом. Рабочий агент (водо-масляная эмульсия или сжатый азот) подается под давлением через распределитель Р1 и гибкий рукав высокого давления (РВД) Л2 в пакерную оболочку Б2 и гидроцилиндр Ц (рис. 3). Под действием давления рабочего агента пакерная оболочка Б2 надувается и сцепляется с горной породой. В таком состоянии она служит якорем для корпуса гидроцилиндра. Рабочий агент давит на поршень б (рис. 2) и перемещает его вместе со штоком 5 гидроцилиндра вглубь скважины, подтягивая за собой пакерную оболочку Б1 и РВД Л1–Л3.

На следующем шаге рабочий агент через распределитель Р2 и РВД Л1 (рис. 3) подается в пакерную оболочку Б1, которая надувается и входит в контакт со стенками скважины. Давление в пакерной оболочке Б2, напротив, сбрасывается через линию Л2 и распределитель Р1 в систему слива. При этом оболочка Б2 выходит из сцепления с породой и под действием газовой пружины 8 гидроцилиндра вместе с его корпусом перемещается относительно неподвижного штока вглубь скважины.

Указанные операции многократно повторяют до достижения прибором заданного интервала скважины. Давление рабочего агента в режиме перемещения прибора выбирают исходя из ориентации и длины скважины. Для скважин длиной 800 м, направленных вертикально вверх, достаточно давления 6–8 МПа. Максимальная скорость перемещения прибора в скважине достигает 100 м/ч.

В режиме гидроразрыва прибор работает следующим образом. Рабочий агент подается под давлением 2–4 МПа сначала в пакерную оболочку Б2, затем в обе оболочки Б1, Б2. Такой порядок обеспечивает максимальное значение межпакерного расстояния. Далее рабочий агент закачивают в обе оболочки и одновременно через редукционный клапан КР и РВД Л3 в интервал гидроразрыва вплоть до формирования трещины в окружающей горной породе (рис. 4а). Клапан КР поддерживает перепад давлений 4–6 МПа между пакерами и межпакерным интервалом. Этого достаточно для надежной герметизации зоны разрыва.

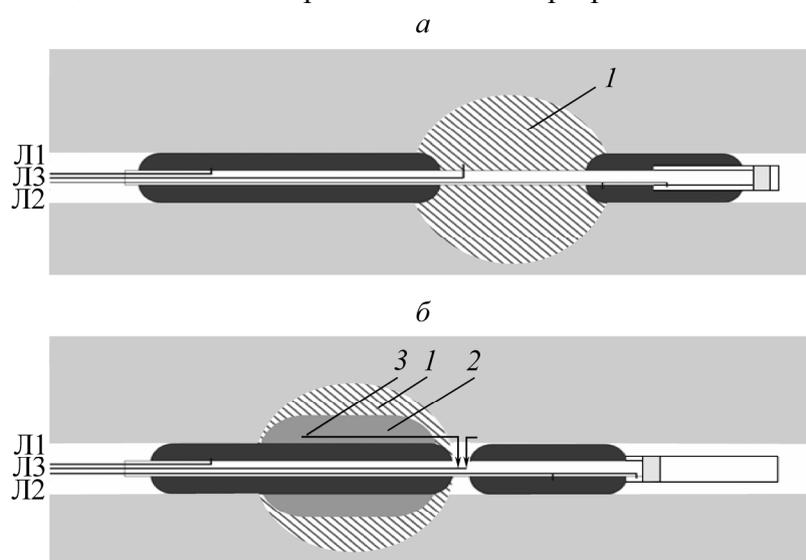


Рис. 4. Схема работы прибора в режимах гидроразрыва (а) и газодинамических исследований (б):
 1 — трещина гидроразрыва; 2 — зона раскрытия трещины гидроразрыва пакерной оболочкой;
 3 — поступление газа в межпакерный интервал

Датчик Д1 измеряет давление в РВД Л3. По его показаниям определяют давления запирания P_s и повторного открытия P_r трещины гидроразрыва, которые используются для оценок величины разгрузки породного массива и площади его дегазации.

В режиме газодинамических исследований прибор работает следующим образом. Сначала его перемещают вглубь скважины так, чтобы часть длинной пакерной оболочки Б1, покрытая дренажным слоем, располагалась в интервале, содержащем сформированную трещину гидроразрыва (рис. 4б). После этого рабочий агент подается под давлением 2–4 МПа в пакерную оболочку Б1, затем — в обе оболочки Б1, Б2. Такой порядок обеспечивает минимальное значение межпакерного расстояния.

Прибор позволяет выполнять газодинамические исследования методами индикаторных диаграмм (ИД), кривых падения (КПД) и восстановления давления (КВД). В первом из них изолированный межпакерный интервал подключают через РВД Л3, распределитель РЗ, вентиль ВН к трубопроводной системе дегазации угольной шахты. Дебит газа регулируют дросселем ДР. Расход, температуру и давление газа замеряют датчиками РР, ТР, Д2.

При исследованиях методом КВД дроссель ДР открывают полностью и после стабилизации дебита газа закрывают вентиль ВН, измеряя датчиком Д2 восстановление давления в межпакерном интервале.

Для регистрации КПД вентиль ВН закрывают и через распределитель РЗ в межпакерный интервал подают сжатый азот под давлением, замеряя время подачи. Затем закачку азота прекращают и датчиками давления Д1, Д2 измеряют падение давления газа в межпакерном интервале во времени.

Газодинамические исследования любым из указанных методов могут быть проведены при различных значениях давления P в пакерной оболочке Б1 в диапазонах $P < P_r$ и $P > P_r$, когда трещина гидроразрыва соответственно закрыта или частично раскрыта. Напряжения на контуре скважины при $P < P_r$ рассчитывают по замеренным значениям P_s, P_r [4]. В интервале $P > P_r$ трещина раскрывается на глубину L , значение которой можно определить по зависимостям, представленным на рис. 5 [5].

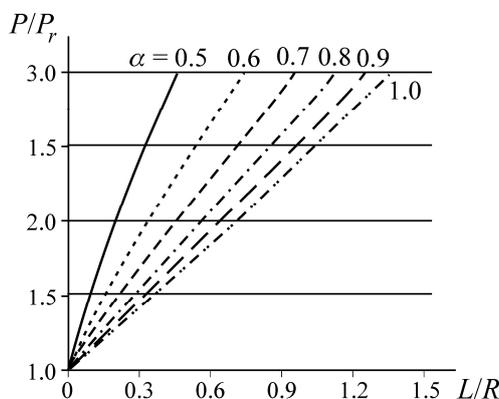


Рис. 5. Глубина L раскрытия трещины гидроразрыва в единицах радиуса скважины R при радиально-симметричном нагружении стенок скважины пакерной оболочкой с внутренним давлением P [5]

Параметр α на рис. 5 равен отношению минимального и максимального сжатия горных пород в плоскости, ортогональной оси скважины. Его значение определяют по замеренным значениям P_s, P_r :

$$\alpha = \frac{P_s}{3P_s - P_r}.$$

Обработку данных газодинамических исследований, полученных разработанным прибором по методу индикаторных диаграмм, рекомендуется выполнять по следующей методике:

— по результатам замеров строят график зависимости $(P_0 - P)/Q_g$ от выходного расхода газа Q_g , где P — давление в межпакерном интервале; P_0 — пластовое давление, которое определяют по стабилизации давления в закрытом межпакерном интервале при $Q_g = 0$;

— аппроксимируют полученный график прямолинейной зависимостью вида

$$\frac{P_0^2 - P^2}{Q_g} = a + bQ_g,$$

где a, b — коэффициенты, подлежащие определению;

в) рассчитывают ожидаемый максимальный дебит газа при подключении скважины к дегазационной системе шахты:

$$Q_g^{\max} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(P_0^2 - P_V^2)} - a}{2b},$$

где P_V — давление в дегазационной системе шахты;

— рассчитывают среднее значение пластового давления \bar{P}_0 газа по формуле

$$\bar{P}_0 = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \sqrt{P_n^2 + aQ_{g_n} + bQ_{g_n}^2}. \quad (1)$$

Если полученное пластовое давление существенно отличается от значения, использованного при построении индикаторной кривой, то среднее давление, рассчитанное по формуле (1), используют для повторной обработки данных по указанному алгоритму.

Результаты замеров КВД обрабатываются по следующей упрощенной методике [6]:

— по результатам исследований определяют расход газа перед началом исследований и строят график зависимости квадрата давления в межпакерном интервале от десятичного логарифма времени t , отсчитываемого в секундах с начала восстановления давления;

— аппроксимируют полученный график зависимостью вида

$$P^2 = \gamma + \beta \lg t,$$

где γ и β — коэффициенты аппроксимации;

— по полученному значению β рассчитывают проводимость угольного пласта по газу:

$$\varepsilon_g = \frac{0.023 q T_0 Z_0 P_V}{\pi \beta T_s},$$

где q — расход газа перед началом исследований методом КВД, м³/с; T_0 — температура газа в пласте, К; $T_s = 293$ К; Z_0 — коэффициент сжимаемости метана при пластовых значениях давления и температуры;

— по известному значению динамической вязкости газа в пластовых условиях μ_0 рассчитывают удельную проницаемость пласта по газу, отнесенную на единицу длины межпакерного интервала h :

$$k_g = \frac{\varepsilon_g \mu_0}{h}.$$

Выходными данными измерений являются проводимость и проницаемость угольного пласта по газу.

Для обработки результатов измерений могут быть использованы и более совершенные методики, обсуждение которых выходит за рамки данной публикации. Отметим, что метан в угольном пласте находится как в свободном, так и в связанном состоянии. При вскрытии пласта свободный газ быстро выходит в зону низкого давления, а связанный газ медленно диффундирует в фильтрационный объем угольного пласта. В результате на кривой восстановления давления выделяются два различных участка, которые обрабатывают по отдельности. Поскольку процесс диффузии протекает относительно медленно, требуемое время тестирования может достигать часов и суток, что не всегда приемлемо при скважинных профильных исследованиях. Альтернативным подходом является проведение быстрого теста с оценкой газоотдачи только по свободному метану. Общее газосодержание угольного пласта в этом случае может быть определено из расчетных оценок отношения свободного и связанного объемов метана в пласте, например по методике, приведенной в работе [7].

ВЫВОДЫ

Разработанный прибор обеспечивает проведение газодинамических исследований угольного пласта в стационарном и нестационарном режимах методами индикаторных диаграмм, кривых падения и восстановления давления. Реализация в приборе различных методов повышает достоверность определения фильтрационных и емкостных свойств угольного пласта, в том числе его пластового давления, проводимости и проницаемости по газу, прогнозного дебита дегазационных скважин.

Отличительной особенностью прибора является возможность проведения исследований на большом удалении от устья скважин. Для этого прибор оснащен встроенной системой передвижения в необсаженных протяженных скважинах любой ориентации и способен выполнять измерения на удалении до 1000 м от горных выработок.

Прибор обеспечивает выполнение гидроразрыва угольного пласта рабочим агентом и проведение газодинамических исследований в комплексе с раскрытием формируемой трещины путем радиально-симметричного нагружения стенок скважины. Возникающая при этом локальная разгрузка угольного пласта повышает достоверность исследований его газосодержания, дает возможность исследования газоотдачи в зависимости от площади дегазационной поверхности, свободной от напряжений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Усков А. В., Войтов М. Д. Применение направленного бурения скважин для предварительной дегазации угольных пластов // Вестн. КузГТУ. — 2010. — № 3. — С. 33–34.
2. Большинский М. И., Лысиков Б. А., Каплюхин А. А. Газодинамические явления в шахтах. — Севастополь: Изд-во “Вебер”, 2003. — 284 с.
3. Сердюков С. В., Дегтярева Н. В., Патутин А. В., Рыбалкин Л. А. Скважинный прецизионный дилатометр с интегрированной системой транспортирования вдоль ствола скважины // ФТПРПИ. — 2015. — № 4. — С. 198–204.
4. Шкуратник В. Л., Николенко П. В. Методы определения напряженно-деформированного состояния массива горных пород: науч.-образовательный курс. — М.: МГУ, 2012. — 111 с.
5. Мартынюк П. А., Павлов В. А., Сердюков С. В. Метод оценки напряженного состояния массива горных пород по деформационной характеристике прискважинной зоны, содержащей трещину гидроразрыва // ФТПРПИ. — 2011. — № 3. — С. 28–35.
6. Методика комплексных геофизических скважинных исследований газоносных угольных пластов: отчет о НИР: 271-305 / ИГД СО РАН; рук. М. В. Курленя; исполн.: С. В. Сердюков, А. В. Патутин, Т. В. Шилова и др. — Новосибирск, 2013. — № ГР 01201374198. — 338 с.
7. Фельдман Э. П., Василенко Т. А., Калугина Н. А. Физическая кинетика системы угольный пласт–метан: массоперенос, предвыбросные явления // ФТПРПИ. — 2014. — № 3. — С. 46–65.

Поступила в редакцию 01/IV 2016