МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ



gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
Всесоюзный научно-исследовательский
геологоразведочный институт
угольных месторождений

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ



МОСКВА "НЕДРА" 1988

ББК 26.325
М 54
УДК 553.94:552.578.1

Выпущено по заказу Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного института угольных месторождений (ВНИГРИуголь)

М 54 Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах./Мин-во геол. СССР, Всесоюз. науч.-исслед.геол. развед. ин-т угольных м-ний. — М.: Недра, 1988. — 110 с.: ил.

Изложены геологические основы методики изучения газоносности вмещающих пород при разведке угольных месторождений. Сформулированы основные задачи. Определены виды и объемы работ по изучению газоносности на разных стадиях геологоразведочного процесса. Охарактеризованы конкретные методы и технические средства, рекомендуемые для изучения газоносности пород при бурении разведочных скважин и проведении горных выработок, методы выделения коллекторов газа, изучения сорбционных свойств пород и др. Даны рекомендации по организации исследований и камеральной обработке материалов.

Для специалистов, занимающихся разведкой угольных месторождений.

М $\frac{1804060000-111}{043(01)-88}$ Заказное

ББК 26.325

©ВНИИГРИуголь, 1988

ПРЕДИСЛОВИЕ

Углевмещающие породы обычно характеризуются меньшей газоносностью, чем угольные пласты. Однако в связи с огромным объемом они содержат значительные количества природных газов, находящихся в рассеянном свободном, сорбированном или водорастворенном состоянии, реже — в виде скоплений свободного газа в различного рода ловушках, а при пониженных температурах — в форме кристаллогидратов.

При эксплуатации угольных месторождений в горные выработки угледобывающих предприятий газы поступают как из вынимаемых угольных пластов и пластов-спутников, так и из углевмещающих пород. Поэтому при разведке месторождений необходимо получать надежные исходные данные для расчета газовыделения в горные выработки, проектирования вентиляции и предварительной дегазации угленосных массивов пород, выявления участков и зон, в пределах которых возможно аномально высокое газовыделение в выработки. Большое практическое значение имеет также выявление скоплений газов, пригодных для утилизации и промышленного использования.

Геологические особенности угольных месторождений обусловливают необходимость решения следующих основных задач при изучении их газоносности в процессе геологоразведочных работ: определение и прогноз газоносности угольных пластов и вмещающих толщ.

Первая из этих задач заключается в изучении газносности целевых угольных пластов в соответствии с методикой и требованиями, изложенными в действующей инструкции, вторая — в изучении газоносности углевмещающих толщ, представленных комплексом отложений, включающих в себя песчаники, известняки, алевролиты и аргиллиты с рассеянным и концентрированным угольным веществом в виде линз, прожилок и прослоев мощностью до 0,1 м, а также углистые породы с зольностью 45 — 50 % (выше предельного значения для балансовых запасов). Угольные слои и прослои мощностью от 0,1 м до минимальной мощности, установленной для забалансовых запасов, условно включаются в состав углевмещающей толщи, а при определении ее газоносности рассматриваются как угольные пласты.

Основными направлениями работ по изучению газоносности вмещающих толщ при проведении геологоразведочных работ на уголь являются: определение фоновых и аномальных содержаний природных газов, присутствующих в различных типах пород-коллекторов, некондиционных угольных пластах и пропластках в сорбированном, свободном и растворенном состояниях; выявление и оконтуривание залежей газа, оценка количества свободного газа, сосредоточенного в залежах; выявление и оконтуривание участков с аномальным содержанием газа в зонах рас-

пространения пористых, кавернозных, трещиноватых пород; определение компонентов состава содержащегося в породах природного газа; изучение коллекторских свойств пород.

При составлении настоящей методики учтены требования к материалам по изучению газоносности углевмещающих пород, вытекающие из нормативных документов по проектированию вентиляции угольных шахт.

Методика разработана специалистами Управления твердых горючих полезных ископаемых Министерства геологии СССР, ВНИГРИугля, ИПКОН АН СССР, ВНИИГаза, УкрНИИгаза, ИГД им. А.А. Скочинского, Московского геологоразведочного института, Карагандинского политехнического института, Коммунарского горно-металлургического института, производственных геологических объединений: "Донбассгеология", "Ворошиловградгеология", "Южгеология", "Запсибгеология", „Полярноуралгеология", „Центрказгеология"; ВГО „Союзуглегеология", ПО "Укруглегеология".

На основании разработанной методики составлено "Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах", утвержденное в 1985–1986 годах Мингео СССР и Минуглепромом СССР по согласованию с Госгортехнадзором СССР и ГКЗ СССР.

Методику составили: В.Я. Колесник, Б.В. Смирнов, Г.К. Карасев, В.Г. Белоконь, А.М. Брижанев, Ю.И. Гайдуков, А.А. Голубев, Н.И. Горбунов, А.М. Дмитриев, А.Я. Доровский, Х.Ф. Джамалова, М.А. Ермеков, А.Г. Ефремова, Б.И. Журбицкий, Г.З. Задара, М.И. Зильберштейн, Б.М. Зимаков, Э.Г. Курбатова, М.Л. Левенштейн, Г.Д. Лидин, А.Н. Литвин, Б.С. Лобанов, И.Ф. Лысенко, М.Я. Малыхин, А.В. Подмарков, А.П. Синеокий, В.Ф. Твердохлебов, В.М. Фалькович, Н.Н. Черкашин, при участии Е.Р. Баринской, И.А. Дергунова, В.И. Ермакова, В.П. Калиниченко, А.А. Козлитина, Н.Н. Куликовой, Ю.Г. Лапчинского, М.М. Лукманова, Н.Г. Матвиенко, А.А. Моховой, А.В. Мохова, И.А. Очеретенко, В.И. Сиповича, Э.Г. Токаревой, В.В. Трощенко, И.Б. Труновой, Н.С. Умарходжиевой, Р.А. Фрумкина, Н.А. Циммера, В.В. Шершукова, А.А. Шишкина.

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ТЕРМИНОЛОГИЯ

Природные газы углевмещающих пород — газы, которые в свободном, растворенном, сорбированном или кристаллогидратном состоянии содержатся в горных породах, находящихся в условиях естественного залегания.

Природная газоносность пород — общий объем газа, содержащегося в единице объема или массы породы в естественных условиях, приведенный к нормальным условиям (0 °С; 0,1 МПа), (в $м^3/м^3$ или $м^3/т$).

Метаноносность породы — объем газов метанового ряда, содержащихся в единице объема или массы породы, находящейся в условиях естественного залегания, приведенный к нормальным условиям (в $м^3/м^3$ или $м^3/т$).

Углекислотность пород — объем углекислого газа, содержащегося в единице объема или массы породы в естественных условиях, приведенный к нормальным условиям (в $м^3/м^3$ или $м^3/т$).

Остаточная газоносность пород — объем газа, содержащегося в единице объема или массы породы, извлеченной из скважины или горной выработки без мер по сохранению ее природной газоносности, приведенной к нормальным условиям (в $м^3/м^3$ или $м^3/т$).

Природная газонасыщенность вод — объем газа, содержащегося в единице объема воды в естественных условиях (в $м^3/м^3$).

Газовая зональность — распределение природных газов в угленосной толще, проявляющееся в закономерном чередовании в пространстве зон с различным природным соотношением газовых компонентов.

Компонентный состав газа — содержание метана, его гомологов и всех других компонентов природной газовой смеси, выраженное в объемных долях процента.

Зона газового выветривания — приповерхностная часть угленосной толщи, в пределах которой содержание метана и его гомологов в составе природных газов угольных пластов составляет менее 80 %.

Метановая зона — область распространения природных газов угольных пластов с преобладанием (более 80 %) метана и его гомологов.

Углистая порода — порода с зольностью 50 — 70 %; **слабоуглистая** — с зольностью 70 — 90 %; **неуглистая** — с зольностью более 90 %.

Породы — газоупоры (флюидоупоры) — слабопроницаемые, ненарушенные (обычно глинистые) породы, препятствующие миграции газов и жидкостей (флюидов).

Газовый фактор — отношение полного объема растворенного газа, приведенного к нормальным условиям, к объему воды, извлеченной из пробоотборной камеры (в $м^3/м^3$).

Пластовое давление — давление, под которым флюид находится в исследуемом пласте (в МПа).

Газовое давление в породах — давление газа, находящегося в породах в свободной фазе (в МПа).

Пластоиспытатель — устройство, предназначенное для измерения пластового давления, температуры, отбора проб флюида из предварительно изолированных интервалов скважин с целью оценки газоносности углей и пород.

Керногазонаборник — колонковый снаряд, предназначенный для отбора керновых проб угля и пород с содержащимися в них газами с целью прямого определения природной газоносности и компонентного состава газов.

Газовый каротаж — один из методов обнаружения газоносных горизонтов в разрезе угленосных толщ, оценки газоносности углей и углесодержащих пород, основанный на непрерывном измерении содержания газа в выходящей из скважины промывочной жидкости совместно с изучением содержания газа по пробам керна и промывочной жидкости.

Сорбционная способность пород — способность пород поглощать газообразные вещества из окружающего пространства (в $м^3/м^3$).

Общая (абсолютная) пористость — доля всех пор (открытых и закрытых) в объеме породы (объемная доля в %).

Открытая пористость — доля сообщающихся между собой пустот (пор, каверн и трещин), через которые происходят движения флюидов, в общем объеме породы (объемная доля в %).

Эффективная пористость — доля сообщающихся между собой пустот (пор, каверн и трещин) в объеме породы за вычетом пространства, занятого остаточной водой (объемная доля в %).

Проницаемость — свойство пористой среды, определяющее скорость фильтрации жидкости или газа под действием разности давлений.

Коллекторы свободного газа — пористые, кавернозные, трещиноватые породы, способные аккумулировать свободный газ и отдавать его при их вскрытии скважинами и горными выработками.

Газовая залежь — естественное скопление природного газа в ловушке, образованной пластом-коллектором и флюидоупорами.

Трещинная пустотность — отношение свободного пространства в горном массиве, обусловленного раскрытостью трещин, к общему объему массива (объемная доля в %).

Абсолютная газообильность — объем газа, выделившегося в горные выработки в единицу времени (в $м^3$/мин или $м^3$/сут).

Газовая съемка подземная по породам — метод определения газоносности пород в подготовительных горных выработках, основанный на измерении количества газа, выделившегося из отбитой породы, и остаточной газоносности этой породы.

Суфляр — выделение газа в горные выработки из трещин или шпуров с дебитом более 1 $м^3$/мин на участке выработки длиной менее 20 м.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПРИРОДА ГАЗОВ УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ

В составе газов угленосных отложений установлены метан, тяжелые углеводородные газы (ТУ), водород, углекислый газ и азот. Эпизодически в них встречаются примеси сероводорода, аргона, гелия и других инертных газов.

Основной источник углеводородных газов в угленосных отложениях — растительное органическое вещество, содержащееся как в концентрированной форме (в угольных пластах), так и в рассеянном (в породах) состоянии. Главные компоненты газов угольных месторождений — метан, его тяжелые гомологи и, по-видимому, водород — образовались в процессе метаморфизма (катагенеза) растительного органического вещества и превращения его в уголь.

Начальный этап метаморфизма углей (марки Б, Д) отличается интенсивным образованием углекислого газа и менее значительной генерацией метана. Средняя стадия метаморфизма (формирование углей марок Г, ОС) характеризуется максимальной генерацией тяжелых гомологов метана и значительными выделениями метана. Этапу, связанному с формированием высокометаморфизованных углей, свойственна активная генерация метана (с максимумом на стадии антрацитов 10А) и, возможно, водорода при почти полном отсутствии тяжелых углеводородных газов. На заключительной стадии метаморфизма углей (образование суперантрацитов 12А–14А) в составе генерированных газов, по всей вероятности, преобладали водород и углекислота при подчиненной роли метана. На процесс генерации газов существенное влияние оказывают петрографический состав и степень восстановленности углей: при повышении содержания лейптинитовой составляющей и восстановленности углей выделение углеводородных газов, особенно тяжелых углеводородов, увеличивается в несколько раз, вплоть до образования локальных скоплений жидких легких нефтей, насыщенных газовым конденсатом, в толщах с жирными и коксовыми углями. Сходство компонентного и изотопного составов свободных газов, содержащихся в углевмещающих породах, с составом газов угольных пластов служит доказательством их генетического родства.

Современная газоносность угленосных толщ в значительной мере определилась пространственным перераспределением углеметаморфогенных газов, включая газы, мигрирующие с глубоких горизонтов угольных бассейнов и месторождений. Подток углеводородных газов в угленосные отложения основных угольных бассейнов СССР из подсти-

лающих толщ непосредственными наблюдениями и исследованиями не установлен, однако возможность такого подтока в незначительных масштабах не исключена.

ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ ГАЗОВ В УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩАХ И УЧЕТ ИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИ ИЗУЧЕНИИ И ПРОГНОЗИРОВАНИИ ГАЗОНОСНОСТИ

Природные газы угленосных толщ находятся в сорбированном состоянии, форме свободного газа и растворенном виде. В углях и углистых породах на глубинах до 1,5—2 км около 90 — 95 % от общего количества содержащихся в них газов составляют сорбированные газы. В породах с малым содержанием органического вещества основная масса газа находится в свободной фазе (в порах, пустотах, трещинах) или в растворенном виде — в пластовых и поровых водах. При низках температурах возможно существование метана и его гомологов в кристаллогидратной форме.

Вследствие различной сорбируемости и растворимости газов их фазовое составление влияет на соотношение отдельных газовых компонентов: углеводородные газы в сорбированном состоянии содержат повышенные количества ТУ; газы, растворенные в воде, могут быть обогащены азотом и углекислотой по сравнению со свободной фазой, которая может содержать повышенное количество водорода.

На угольных месторождениях выделяются коллекторы сорбированных газов, а также свободных и растворенных газов. Коллекторами сорбированных газов являются угольные пласты, пропластки, прослои, угольные включения и углистые породы с относительно высоким содержанием (более 30 %) рассеянного угольного вещества.

Основные факторы, определяющие метаноемкость органического вещества, входящего в состав угольных пластов и вмещающих пород, следующие: давление газа (при увеличении давления повышаются сорбция и компрессия свободной фазы); температура, при возрастании которой сорбция снижается; возможность также уменьшает сорбцию; степень метаморфизма (повышает сорбционную способность); петрографические особенности угля.

В северных бассейнах возможно существование метана и его гомологов в кристаллогидратной форме, что увеличивает общую газоемкость макропористых пород.

Коллекторами свободных и растворенных газов обычно служат углевмещающие породы с малым содержанием (менее 5—10 %) рассеянного угольного вещества. Газы в толщах таких пород по условиям их захоронения и перемещения подразделяются на следующие виды.

Рассеянные малоподвижные газы пород, характеризующихся пониженными фильтрационными характеристиками, заключенные (окклюди-

рованные) в относительно изолированных порах в свободном и растворенном состояниях, а также газы, сорбированные рассеянным органическим и минеральным веществом пород. Степень подвижности этих газов определяется проницаемостью пород, обусловленной их петрографическими особенностями и степенью литификации. Газ удерживается в порах капиллярными силами и гидростатическим давлением. При вскрытии и подработке таких пород в шахтах вследствие образования техногенных трещин происходит медленное и длительное газовыделение в горные выработки. Состав растворенного газа резко отличается от состава свободной и сорбированной фаз в связи с различной растворимостью разных газовых компонентов.

Скопления подвижных свободных газов, заполняющих трещины, полости и открытую поровую емкость пород в газовых ловушках. Подвижность этих газов определяется наличием путей миграции (открытой пористости и трещиноватости, разрывных нарушений, скважин, горных выработок). Объемы скопившихся газов могут колебаться в широких пределах. При вскрытии горными выработками, скважинами или техногенными трещинами локальных трещинных зон и отдельных замкнутых полостей происходят кратковременные выделения газов. Из коллекторов (песчаников) с высокой емкостью, крупных трещинных зон или групп сообщающихся зон, приуроченных к разрывным и пликативным нарушениям, газ может выделяться в количестве сотен и тысяч кубических метров.

Свободный газ в скоплениях (залежах) обычно находится в равновесии с растворенными газами пластовых или пластово-трещинных вод. Он характеризуется следующими параметрами: пластовым давлением, химическим составом, обычно резко отличным от состава растворенного газа, дебитом и объемом.

Скопления растворенного газа в пластовых и пластово-трещинных водах, циркулирующих в поровых и трещинных коллекторах. Характеризуются величиной газового фактора, давлением насыщения пластовых вод, химическим составом, отличным от состава сорбированных и свободных газов.

В районах распространения слабометаморфизованных углей (Д, Г) угленосные толщи могут содержать пористые породы-коллекторы средней и даже высокой емкости, способные обусловливать значительное накопление свободных газов. Наличие скоплений свободных газов и продуктивная газонасыщенность толщи пород, вмещающих средне- и высокометаморфизованные угли, определяются главным образом распространением трещинных зон, условиями их экранирования в связи с угольными пластами.

Проницаемость монолитных, не разбитых трещинами аргиллитов и алевролитов колеблется в пределах $(0{,}001, \ldots 0{,}01) \cdot 10^{-15}$ м^2. Проницаемость песчаников на месторождениях углей марок Д, Г достигает нескольких десятков 10^{-15} м^2, уменьшаясь с глубиной, а в отло-

жениях с более метаморфизованными углями обычно не превышает десятых долей 10^{-15} м^2. Проницаемость пород зависит от их фациальной принадлежности. Так, например, наиболее высокие коллекторские свойства имеют аллювиально-дельтовые песчаники. Для песчаников фаций лагун и заливов характерны более низкие значения показателей, а прибрежно-морских — еще ниже.

Количественные характеристики газоносности углевмещающих пород неразрывно связаны с их коллекторскими свойствами. Определяющими факторами газоносности для песчаников являются пористость и проницаемость, в меньшей степени — сорбционная метаноемкость, для алевролитов и особенно аргиллитов наиболее существенна сорбционная метаноемкость. Объем сорбированного газа в породах в основном зависит от количества угольного вещества, заключенного в них в рассеянном виде и в форме концентрированных включений, от степени метаморфизма этого вещества и глубины залегания.

Формированию скоплений свободных газов в угленосных толщах способствуют следующие факторы: превышение упругости растворенных газов над пластовым давлением вод; внутриформационная (внутрипластовая и межпластовая) миграция газов из коллекторов сорбированных газов в коллекторы растворенных и свободных газов; наличие газовых ловушек, в которых происходит отделение свободного газа от воды и его накопление.

Свободный газ находится в равновесии с растворенным. Изменение условий равновесия вызывает изменение возможностей существования свободной фазы. При погружении угленосной толщи и увеличении пластового давления ранее газонасыщенные воды могут оказаться недонасыщенными, вследствие чего ранее существовавшие скопления свободного газа могут частично или полностью раствориться в воде. При воздымании геологических структур и уменьшении пластовых давлений недонасыщенные воды становятся газонасыщенными и над ними могут образовываться скопления свободного газа. Аналогичные явления происходят при движении пластовых вод вниз по пластам (внутрипластовая миграция) или при межпластовой миграции.

Газ во вмещающих породах мигрирует до встречи с ловушкой, способной удерживать и накапливать его. При отсутствии ловушки газ мигрирует до дневной поверхности. В этом случае происходит естественная дегазация угольных месторождений.

Для образования ловушки необходимо сочетание трех обязательных компонентов: коллектора, покрышки (экрана) или экранирующего эффекта, геологических условий (структурно-тектонических, стратиграфических и литологических), благоприятных для накопления и сохранения свободных газов.

Покрышками служат породы практически непроницаемые или с пониженной газопроницаемостью. Их экранирующая способность зависит от литологического состава, мощности и выдержанности по площади.

Наилучшие покрышки в угленосных толщах — нетрещиноватые аргиллиты и алевролиты. При высокой степени литификации покрышками могут быть и тонкозернистые песчаники. Экранирующий эффект может возникать на контакте двух проницаемых пластов, когда верхний обладает более тонкокапиллярной поровой структурой.

В угленосных толщах выделяются следующие типы ловушек.

Стратиграфические, образованные коллекторами, которые экранируются несогласно залегающими покрышками. Они могут встречаться на выходах углевмещающих пород под более молодые покровные отложения.

Литологические, сформировавшиеся при выклинивании коллектора или фациальном его замещении.

Структурные, образованные антиклинальными изгибами резервуара (коллектора с покрышкой): сводообразные поднятия, купола, выступы, брахиантиклинальные складки.

Структурно-тектонические, образующиеся в пределах складок, разорванных дизъюнктивами, когда по плоскости смесителя стыкуются пласт-коллектор и газонепроницаемый пласт.

Технические ловушки дизъюнктивных зон, коллекторами которых служат массивы трещиноватых пород и дробленые породы зон разрывных нарушений, заключенные в плохо проницаемых толщах. Такие коллекторы образуют газовые ловушки при: антиклинальном изгибе или сводовой конфигурации трещиноватых зон или зон дробления; стыковке трещиноватых зон или зон дробления древнего дизъюнктива с газопроницаемым массивом пород в результате смещения по плоскости более молодого разрыва; выклинивании трещиноватых зон в связи с затуханием разрывов и переходом их во флексуры; пережимах и цементации трещин.

Техногенные газовые ловушки, возникающие в процессе разработки угольных месторождений и приуроченные к старым горным выработкам, трещиноватым зонам обрушения и подработки вмещающих пород.

Выделение резервуаров в угленосных толщах и установление площадей их развития, благоприятных геолого-структурных условий для образования газовых ловушек и формирования скоплений свободных газов — первостепенные задачи изучения газоносности вмещающих пород при разведке угольных месторождений.

Для определения газоносности угольных пластов и углистых пород следует применять методы и средства, позволяющие фиксировать главным образом сорбированную, относительно малоподвижную форму нахождения газов. С этой целью целесообразно использовать методы опробования с применением герметических керногазонаборников, позволяющих отбирать пробы углей и пород с сохранением сорбированных ими газов и ограничить до минимума потери газа при отборе проб.

Закономерное затухание роста сорбционной газоемкости угольного вещества с увеличением глубины служит основанием для распространения результатов узкоинтервального (0,1 — 1 м), практически точечного опробования керногазонаборниками и герметическими сосудами на весь опробованный пласт или слой углистой породы, или даже на группу пластов или слоев, если при этом резко не изменяются петрографический состав и степень метаморфизма угольного вещества. На глубинах более 1 км, где давление может превышать 8 — 10 МПа, его колебания на 1 — 1,5 МПа практически не сказываются на сорбционной газоемкости углей. Глубинный интервал экстраполяции "точечного" результата может достигать 50 — 100 м, что позволяет избежать излишнего опробования.

Метод прогноза потенциальной метаноносности углей и углесодержащих пород по их сорбционной способности должен использоваться в качестве одного из основных при разведке угольных месторождений на глубинах более 1,3—1,5 км. На этих глубинах величину газового давления можно устанавливать приближенно, поскольку при давлениях свыше 8 — 10 МПа погрешность в замерах давления на 15—20 % мало сказывается на изучаемой величине сорбционной метаноемкости.

Для определения газоносности пористых и трещиноватых углевмещающих пород следует применять методы газонефтяной геологии, учитывающие растворенную и, главным образом, свободную форму нахождения газов, геофизические исследования скважин, газовый каротаж, испытание пластов пакерными устройствами, исследование обсаженных скважин и т.п.

Определение содержания газов, растворенных в поровых водах вмещающих пород с пониженными фильтрационными свойствами, может производиться с использованием тех же технических средств, что и для сорбированных газов, главным образом герметических керногазонаборников. Газы, растворенные в подвижных пластовых водах угольных месторождений, должны изучаться методами газонефтепромысловой гидрогеологии и геофизики. Их исследование тесно связано с изучением гидрогеологического режима разведуемой территории.

Следует учитывать, что керногазонаборники всех конструкций не пригодны для опробования поровых и трещинных коллекторов со скоплениями свободных газов, так как значительная часть свободного газа уходит из керна в процессе бурения и отбора проб. Герметические керногазонаборники, если они сохраняют забойные условия, могут быть применены лишь для отбора проб пород со свободным, нерассеянным газом, удерживаемым капиллярным давлением в тонкопористой, плохо проницаемой среде.

Для изучения свободных газов в локальных скоплениях и залежах в качестве основных методов следует применять пластоиспытания с использованием КИИ-65 и специальные испытания обсаженных скважин, а также испытания скважин в открытом стволе с обязательным устье-

вым запорным оборудованием (превентор и др.). Таким образом, различные формы существования газов в угленосных толщах должны изучаться разными техническими средствами и методами, которые не являются ни взаимозаменяемыми, ни взаимоисключающими: каждый из них предназначен для определенной формы и среды нахождения газов, учитывает их специфические особенности. Лишь комплексное применение методов может дать реальное представление о распределении газов в углевмещающих породах и позволяет обосновать их количественную оценку для прогноза газовыделений в шахтах, выяснение перспектив комплексного освоения угольных месторождений с попутным использованием метана.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ СОВРЕМЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ В УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩАХ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ГАЗОНОСНОСТИ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

Газоносность пород в угленосных толщах тесно связана с газоносностью заключенного в них концентрированного и рассеянного угольного вещества. Содержание и компонентный состав природных газов угленосных толщ зависят от распределения углей различных стадий метаморфизма (катагенеза). По составу газов угольных пластов в угленосных отложениях выделяются (сверху вниз) маломощная верхняя зона эпигенетического газового выветривания и мощная зона метановых метаморфогенных газов, которая подстилается (при наличии в разрезе суперантрацитов) зоной метаморфогенной деметанизации. В пределах метановой зоны при наличии угольных пластов средних стадий метаморфизма (Г – ОС) выделяется углеводородная подзона с повышенным содержанием ТУ и присутствием (особенно на стадиях ГЖ и К) паров пентана и гексана (газоконденсатов). По характеру распределения ТУ от этана до гексана можно прогнозировать участки с распространением свободных скоплений и даже газоконденсатных залежей газов в углевмещающих песчаниках.

В зависимости от природы метаморфизма органического вещества угольные месторождения подразделяются на два типа: 1) месторождения, на которых основным фактором углефикации явился региональный (геотермический) метаморфизм; 2) месторождения с преимущественно контактовым и термальным (магматермическим) метаморфизмом углей. Для месторождения первого типа характерно наличие закономерных количественных связей метаноносности углей и пород со степенью их метаморфизма (катагенеза) и глубиной залегания; учет этих связей позволяет рационально выполнять опробование, проводить интерполяцию и экстраполяцию значений метаносности угольных пластов и вмещающих их углистых пород. В Донецком и некоторых других бассейнах зависимость предельной метаноносности углей от их метаморфизма вы-

ражается экстремальной кривой с максимумом, соответствующим месторождениям тощих углей и низкометаморфизованных антрацитов.

Связь метаноносности каменных углей и низкометаморфизованных антрацитов, а также углистых пород с глубиной их залегания носит криволинейный асимптотический характер; постепенно затухающее нарастание метаноносности наблюдается до глубины 1,5 — 1,7 км. Метаноносность среднеметаморфизованных антрацитов имеет более сложную зависимость от глубины залегания и метаморфизма: отмечается ее возрастание с увеличением глубины и вместе с тем снижение по мере повышения степени метаморфизма. Второй фактор часто преобладает над первым, что приводит к снижению газоносности антрацитов и вмещающих пород на глубоких горизонтах. Возможность учета количественной связи между метаноносностью пластов, глубиной их залегания и степенью метаморфизма избавляет от необходимости массового опробования.

Отличительная черта месторождений второго типа — отсутствие или слабое проявление прямой связи метаноносности пластов с глубиной их залегания. Практически на этих месторождениях отсутствует и связь газоносности со степенью метаморфизма. Газоносность угольных пластов и углистых пород на месторождениях второго типа часто контролируется не глубиной, а наличием и положением интрузивных тел.

Тектонический фактор обусловливает разную газоносность пород в пределах различных структурных форм и их элементов. Снижение метаноносности углей в пластах и включениях у разрывных нарушений открытого типа достигает 50 %. В приповерхностной зоне без наличия экранирующих покрышек дизъюнктивно нарушенные угленосные отложения обычно бывают глубоко дегазированы. В метановой зоне на глубинах свыше 300 — 500 м зависимость значений природной метаноносности угольных пластов от трещиноватости и малоамплитудной разрывной нарушенности не отмечается.

Крупные разрывные нарушения дегазируют угленосную толщу в случаях образования проницаемых зон дробления и образуют газовые скопления при наличии малопроницаемого перекрытия. Многие закрытые надвиги, сопровождающиеся значительными по мощности зонами дробления, содержат микрозалежи свободных газов.

Областью аккумуляции глубинных газосодержащих вод являются глубокие горизонты крупных котловин угольных бассейнов. Локальные антиклинальные перегибы и поднятия, а также тектонически и литологически экранированные зоны с поровыми и трещинными коллекторами в угленосных толщах характеризуются наличием скоплений свободного метана и даже газоконденсата на месторождениях углей средних стадий метаморфизма (Г, Ж, К). Наиболее крупные залежи свободных газов в угольных бассейнах приурочены к зонам брахиантиклинальных складок, размеры которых достигают 5 — 10 км и более. При проектировании работ по изучению газоносности вмещающих пород на угольных

месторождениях следует учитывать возможность обнаружения микро- и макрозалежей свободных газов на наложенных сводовых поднятиях, в полосах линейной складчатости, зонах мелкой складчатости, прибортовых зонах складчатости, принадвиговых складчатых зонах и поднадвиговых структурах. Можно также обнаружить в пределах моноклиналей и синклиналей свободный газ в ловушках литологического и других типов.

Таблица 1

Составные части баланса общей газоносности угленосных толщ и методы их исследования

Составные части баланса общей газоносности угленосных толщ	Газоносность угольных пластов		
	Газ, заключенный в угольных пластах мощностью более 0,4—0,5 м при зональности до 45—50 %	Газ, заключенный в тонких (от 0,1 до 0,4—0,5 м) угольных пластах, прослоях при зональности до 45—50 %	Газ, заключенный в угольных включениях (линзах, прослойках, прожилках) в породах
1	2	3	4
Форма нахождения газа	Сорбированный 90—95 %	Сорбированный 90—95 %	Сорбированный 90—95 %
Геологические, геофизические и гидрогеологические исследования для изучения и прогноза газоносности углевмещающих пород	Определения количества, мощности и петрографического состава пластов, прослоев углей бурением и каротажем и литолого-петрографическим описанием		Определения объема угольных включений по литолого-петрографическому описанию керна
Лабораторные определения коллекторских свойств углей и пород	Исследования сорбционных свойств углей		Исследования сорбционных свойств углей и углистых пород
Методы и технические средства изучения газов	Опробование газокернонаборниками на забое скважин. Отбор проб в герметические сосуды на поверхности и в горных выработках. Комплексный метод с применением газового каротажа. Методы прогноза потенциальной метаноносности по сорбционным характеристикам и газовому давлению		Метод аналогии с газоносностью рабочих пластов
	Расчет по газовой съемке в горных выработках	Метод аналогии с газоносностью рабочих пластов	

Продолжение таблицы 1

Газоносность породных слоев, горизонтов и зон		
Газ, заключенный в углистых аргиллитах, алевролитах с содержанием рассеянного угольного вещества от 55—50 до 30—25 %	Газ, заключенный в малоуглистых аргиллитах, алевролитах, плотных песчаниках с содержанием угольного вещества от 30—25 до 5 %	Газ, заключенный в безугольных аргиллитах, алевролитах, плотных низкопористых песчаниках с содержанием РУВ менее 5 %
5	6	7
Сорбированный 70—90 %	Сорбированный от 70—60 до 30 — 20 %. Рассеянный газ в свободной фазе и растворенный газ в поровых водах	Рассеянный газ в свободной фазе, растворенный в поровых водах, сорбированный до 10—20 %
Определение количества рассеянного угольного вещества (сухой, беззольной массы)	Определение количества рассеянного угольного вещества (сухой, беззольной массы)	Определение количества рассеянного угольного вещества — РУВ (рассеянного органического вещества РОВ)
	Исследования сорбционных свойств малоуглистых пород	Определения газоемкости пород
Определения пористости и проницаемости пород	Определения пористости и проницаемости пород	
Опробование газокернонаборниками на забое скважин. Экстраполяция данных по газоносности угля ближайших рабочих пластов	Отбор проб газокернонаборниками с герметизацией на забое скважин. Газовый каротаж	
Метод прогноза потенциальной метаноносности угольных включений и углистых пород по сорбционным характеристикам углей рабочих пластов или исследованных углистых пород, а также их пористости. Отбор проб в герметические сосуды из поднятого керна и в горных выработках	Отбор керновых проб в герметические сосуды по скважинам и в горных выработках. Метод приближенного прогноза потенциальной метаноносности по сорбционным характеристикам и пористости	Метод оценки газоносности пород по их пористости и газоемкости

Продолжение таблицы 1

Газ, заключенный в песчаниках, гравелитах, конгломератах с повышенной пористостью и проницаемостью (в поровых коллекторах)		Газ, заключенный в полостях трещинных коллекторов (трещиноватых зон тектонического, диагенетического, метаморфического, экзогенного и горно-техногенного происхождения)	
8	9	10	11
Скопления свободного газа	Растворенный газ в подвижных пластовых водах	Скопления свободного газа	Растворенный газ в подвижных трещинных водах
Литолого-фациальные исследования и геолого-структурный анализ с целью выяснения распространения резервуаров и газовых ловушек. Выявление и определение параметров поровых коллекторов и покрышек геофизическими методами (КС, ПС, ГК, НГК, БКЗ, кавернометрия, микрозондирование и др.)		Геолого-структурный анализ с целью прогноза распространения трещинных коллекторов и тектонических ловушек. Определение пространственных параметров трещинных зон; определение их емкостных и фильтрационных свойств геофизическими методами: газовый каротаж, метод наведенной радиоактивности с помощью закачки активированного раствора	
Гидрогеологические и гидрохимические исследования			
Определение пористости, проницаемости и газоемкости пород		Исследования трещиноватости пород микроскопическим, капиллярным, ультразвуковым и другими методами	

Примечание: Отбор проб свободных и растворенных газов в самоизливающихся и газирующих скважинах. Отбор проб свободных и растворенных в пластовых водах газов глубинными пробоотборниками. Определение газо- и водонасыщенности коллектора по данным КС и НГК. Исследование скважин пластоиспытателями типа КИИ-65, КИИП-68, МИГ-65 с обязательным применением пробоотборной камеры. Испытание скважин с помощью откачек и повторная термометрия (до и после испытания). Газогидродинамические исследования в процессе дегазации скопления. Определение газоводяного контакта и оконтуривание газовой залежи с помощью геолого-геофизических данных и метода В.П. Савченко по разности давлений газа и воды, замеренных в газовой залежи и законтурных пластовых водах

ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА И КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ МЕТОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ

С позиций изучения общего баланса газоносности угленосной толщи выделяется восемь типов сочетаний геологической среды и форм нахождения газов в угленосных толщах. Характеристика этих сочетаний и методические рекомендации по изучению газоносности применительно к каждому из них приведены в табл. 1. Как видно из таблицы, для наиболее полного учета всех компонентов газоносности необходимо рационально комплексировать методы исследований таким образом, чтобы каждый из этих компонентов был изучен с применением соответствующих ему методов и технических средств, более подробное описание которых приведено в последующих разделах настоящей книги.

2. МЕТОДЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ПОРОД И ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЕЕ ПАРАМЕТРОВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОНОСНОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕРМЕТИЧНЫХ КЕРНОГАЗОНАБОРНИКОВ

Метод предназначен для определения содержания газа, сорбированного концентрированным угольным веществом некондиционных пластов, пропластков, прослоев, угольных включений и рассеянным угольным веществом, а также рассеянного свободного и растворенного газа, присутствующего в порах малоуглистых или практически безуглистых пород.

Метод основывается на отборе породно-газовых проб с применением герметического керногазонаборника, позволяющего осуществлять опробование в скважинах диаметром не менее 76 мм до глубины 2000 м с выходом керна не менее 80 % в породах любой категории буримости, обеспечивать сохранение газа в процессе бурения, герметизации, подъема и транспортировки пробы в лабораторию. Требования к конструкции герметического керногазонаборника приведены в приложении 2.

Из существующих герметичных керногазонаборников для изучения газоносности пород может быть также применен керногазонаборник ГКМ-73. Его устройство и принцип действия подробно описаны в Инструкции [17]. Керногазонаборники, действующие по принципу улавливания газа в процессе выбуривания и подъема керногазовых

проб и используемые при изучении газоносности угольных пластов, для определения газоносности пород применять нельзя. Опробование пород керногазонаборниками позволяет непосредственно определять суммарное содержание в них сорбированного и рассеянного газа. Способ извлечения газа (дегазация породно-газовых проб) описан в прил. 9, методика расчета газоносности — в прил. 13, а расчета компонентного состава газа — в прил. 14.

ИЗУЧЕНИЕ ГАЗОНОСНОСТИ С ПОМОЩЬЮ ПАКЕРНЫХ УСТРОЙСТВ

Пакерные устройства применяются для определения газоносности песчаников, гравелитов, конгломератов с повышенной пористостью и проницаемостью (поровые коллекторы) и изучения газа, заключенного в полостях трещинных коллекторов, а также для определения газового давления и отбора проб флюида при использовании метода прогноза потенциальной метаноносности.

Из существующих в настоящее время пакерных устройств для изучения газоносности пород наиболее приемлем комплект испытательных инструментов КИИ-65. Действие КИИ-65 основывается на измерении притока и регистрации восстановления давления флюида (газа или воды с газом) после искусственно созданной депрессии в предварительно изолированных интервалах разведочных скважин и отборе проб флюида, поступающего в эти интервалы из вскрытых скважиной пород. Применяется КИИ-65 в скважинах диаметром 76 — 112 мм при максимальном перепаде давления в исследуемом интервале до 40 МПа и температуре до 200 °С. Минимальная длина интервалов, поддающихся исследованию, 0,5 м, максимальная 30 м.

С помощью КИИ-65 можно определять величину пластового давления, оценивать значения коэффициентов фильтрации и проницаемости пород в условиях их естественного залегания, выделять интервалы распространения газоносных и водоносных пород, определять содержание природного газа в пластовой воде и его компонентный состав. По данным исследований рассчитывается газоносность пород. Для работы с пластоиспытателем КИИ-65 необходима самоходная полевая лаборатория СПЛ-1 для градуировки глубинных манометров и дегазации отобранного флюида. Устройство пластоиспытателя КИИ-65, правила его использования и интерпретации получаемых данных более подробно отражены в прил. 7.

В стадии апробации находятся пакерные устройства, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. К таким устройствам, перспективным для использования в будущем, относятся интервальные опробователи пластов конструкции ВНИИГИС.

ИЗУЧЕНИЕ ГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ И В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ

Метод применяется для изучения выявленных скоплений (залежей) свободного или растворенного газа в песчаниках, гравелитах, конгломератах с повышенной пористостью и проницаемостью и в полостях трещинных коллекторов.

Объекты в обсаженных скважинах наиболее целесообразно испытывать при наличии в разрезе угленосной толщи двух или нескольких, расположенных одна под другой газовых залежей, когда отдается предпочтение системе опробования снизу вверх. В этих случаях скважина, пересекшая все горизонты, подлежащие опробованию, обсаживается до забоя колонной труб с цементацией затрубного пространства при подъеме цемента до поверхности или кровли верхнего объекта. Опробование осуществляется, начиная с нижнего объекта через простреленные против него отверстия в трубах. Приток флюидов после проведения кумулятивной перфорации вызывается путем снижения давления на пласт, что достигается заменой бурового раствора жидкостью меньшей плотности, снижением уровня с помощью аэрирования раствора, свабирования, тартания и других приемов, применяемых в нефтегазовой геологии [26].

Для изучения микрозалежей свободного газа в Донецком бассейне применяется метод исследования в обсаженных скважинах, традиционно используемый в газовой отрасли и описанный в специальных руководствах [14], включая метод испытания, допускающий получение удовлетворительных результатов, с применением колонки-фильтра в связи с относительно невысокими значениями пластового давления. Скважины бурятся до глубины на несколько метров меньшей по сравнению с глубиной залегания кровли микрозалежи. После этого они обсаживаются колонной труб диаметром 146 или 168 мм с цементацией затрубного пространства вплоть до устья. Затем бурение продолжается меньшим диаметром. После полного пересечения скважиной газопроявляющего горизонта в нее опускается потайная колонка-фильтр, обеспечивающая поступление в ствол флюида из пласта-коллектора. В скважину опускаются две колонны насосно-компрессорных и сифонных труб диаметром до 20 мм. Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой. При помощи манометра и счетчика, установленных вблизи от устья скважины и соединенных с насосными трубами, при наблюдениях фиксируются показатели давления и дебита газа. К этим же трубам можно подключить дегазационную установку. Сифонные трубы служат для удаления из скважины воды.

Испытания в обсаженных скважинах позволяют оценивать основные параметры залежей: коллекторские свойства пород, физико-химического свойства пластового флюида (газа, воды), пластовое давление, температуру, дебиты воды или газа.

Для оперативного изучения газовых скоплений, вскрытых буровыми скважинами, можно проводить испытания в открытом стволе с помощью специального запорного оборудования устья скважины и снижения давления посредством откачки бурового раствора, закачки в него воздуха или природного газа (эрлифт, газлифт). Этот метод позволяет охарактеризовать газоносность всего вскрытого разреза в целом, а не отдельных его интервалов. Отрицательные стороны данного метода — трудность "привязки" обнаруженного притока свободного газа к конкретной части разреза, помехи при откачке, связанные с наличием неизолированных водоносных горизонтов.

В связи с тем что вскрытие газосодержащих горизонтов может сопровождаться катастрофическими газовыделениями, для предотвращения выбросов газа в процессе проведения испытаний устье скважины необходимо оборудовать специальным запорным устройством в соответствии с требованиями Госгортехнадзора СССР, а также осуществлять необходимые наблюдения, измерения, отбор проб флюида согласно методике, подробно описанной в Руководстве [26].

ИЗУЧЕНИЕ ГАЗОНОСНОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

Газовый каротаж разведочных скважин применяется для выделения интервалов с газосодержащими породами по всему вскрываемому при бурении литолого-стратиграфическому разрезу непосредственно в процессе буровых работ и для оценки значений природной газоносности пород, содержащих сорбированный газ, рассеянный в свободной фазе или растворенный в поровых водах. Метод дает наилучшие результаты при изучении газоносности ненарушенных или слабонарушенных пород средней степени постдиагенетического преобразования, вмещающих угли от марки Г до слабометаморфизованных антрацитов. В породах, вмещающих слабометаморфизованные угли марок Д — Г или суперантрациты марок 11А — 12А и выше, результативность метода снижается. Невозможно применять метод в скважинах с поглощением промывочной жидкости более 40 — 50 %.

Метод основывается на непрерывном определении содержания газа в буровом растворе, который является каналом связи перебуриваемого горизонта пород с наземной дегазационной и аналитической аппаратурой. Дополнительно производится систематический отбор проб бурового раствора и керна как при фоновых, так и аномальных значениях газосодержания.

По данным газового каротажа рассчитывают природную газоносность пород путем деления суммарного значения содержания газа в буровом растворе (за вычетом фона), остаточной газоносности раствора и керна на объем породы, выбуренной в исследуемом интервале сква-

жины. В интервалах, представленных трещинно-поровыми и трещинными коллекторами, значения газоносности пород по данным газового каротажа могут быть значительно завышены за счет поступления газа из околоскважинного пространства или занижены в связи с оттеснением газа из призабойного пространства вглубь массива. Методика применения газового каротажа и способ расчета газоносности пород по этому методу приведены в прил. 6.

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ГАЗОНОСНОСТЬ ПОРОД С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ

При изучении газоносности угольных месторождений комплексом геофизических методов исследований углеразведочных скважин (ГИС) решаются геологические задачи, связанные с оценкой угленасыщенности разреза и выявлением некондиционных пропластков угля, с определением коллекторских свойств пород, прогнозированием разрывных нарушений и зон трещиноватости, выявлением локальных газовых скоплений, оценкой газонасыщенности, прогнозированием микрозалежей газа и др. Для решения указанных задач используются как типовые

Таблица 2

Типовые комплексы геофизических методов исследования угольных скважин [34]

Поисковый комплекс			
основной	дополнительный	Исследования кровли и почвы угольных пластов для всех классов месторождений	
		основной	дополнительный
КС (градиент-зонд) **	ВП, ПС,	КС (градиент-зонд),	ВП, ПС
КС (потенциал-зонд),	ГэК,	КС (потенциал-зонд),	
ГК, ГГК (ГГК-II), ДС, АК*, Накл., Инкл.*	Терм., Рез.	БТК** , ГК, ГГК Накл.*	

*Метод применяется выборочно в отдельных скважинах, а отбор проб грунто-

** При применении метода БК возможно исключение из типового комплекса

комплексы ГИС, приведенные в табл. 2, так и некоторые дополнительные методы.

Мощности угольных пластов выделяют и оценивают на основе поискового и детализационного комплексов ГИС (см. табл. 2) с достоверностью 0,95—0,99. Точность определения мощности тонких угольных пластов составляет ± 5—10 см. При этом выделяются отдельные породные прослои мощностью 2—4 см и более. Конкретные способы решения этой задачи детально описаны в работах [7, 11, 12].

Способы выделения в разрезе угольных пластов мощностью менее 20—30 см не регламентированы, однако приведенный в табл. 2 детализационный комплекс ГИС позволяет выявлять тонкие пропластки углистых пород мощностью более 5—10 см с последующей полуколичественной оценкой зольности. Для этого рекомендуется не менее чем в 1—3 скважинах выполнять запись каротажных кривых в масштабе 1: 50 методами ГГКС, ГК, БК, Кав по всему разрезу. Более подробно методы выделения некондиционных угольных пластов изложены в прил. 3.

Коллекторские свойства пород должны оперативно оцениваться на основе результатов применения типового комплекса ГИС, дополненного специальными исследованиями в скважинах методами БКЗ и НГК, а также по материалам повторных измерений зондом БКР-3

Детализационный комплекс					
Исследования угольных пластов					
Класс месторождения					
I и III		II		IV	
основной	дополнительный	основной	дополнительный	основной	дополнительный
КС (потенциал-зонд), БТК** ГК, ГГК, (ГГК-II), ГГК-С, ДС, КО	ВП, ГНК, АК Накл.	КС (градиент-зонд)**, КС (потенциал-зонд), БТК**, ГК, ГГК (ГГК-II), ГГК-С, ДС, КО*	ВП, БМК, АК, Накл.	КС (потенциал-зонд), ПС (ГПС), ГК, ГГК, (ГГК-II), ГГК-С, ДС, КО*	ТК, ЭП, АК, Накл.

носами КО производится на отдельных угольных пластах.

бокового токового каротажа (БТК), а также КС.

по всему разрезу при периодических каротажах в процессе бурения и через 2–3 дня после его окончания, а также до и после испытаний скважин.

Для выявления зон повышенной проницаемости пород используются материалы БКЗ и результаты повторных измерений КС. Места налипания глинистой корки в интервалах интенсивного поглощения промывочной жидкости обнаруживаются по данным кавернометрии и электрокаротажа микрозондами. Интервалы поступлений флюидов в скважину выделяются по температурным аномалиям (метод термометрии) и изменению сопротивления промывочной жидкости (резистивиметрия).

Для определения показателей пористости используются данные электрического (ПС, МГК, БКЗ) и акустического каротажа; для оценки глинистости пород, в значительной мере определяющей их коллекторские свойства, используются материалы гамма-каротажа (ГК). Соответствующие методы подробно изложены в прил. 5.

С целью выявления трещинных коллекторов применяется комплекс методов, включающий $КЗ_{гз}$, $КС_{пз}$, НГК и АК с последующим построением нормированных разностей $\Delta I_{n\gamma} - \Delta\rho_к$ и $\Delta T - \Delta\rho_к$ и выявлением мест существенного расхождения пар графиков, как это изложено в прил. 5. Эффективным способом выявления зон трещиноватости и оценки параметров трещинных коллекторов является также метод повторных измерений комплексом БК, ГК, ГГК (зонд БКР-3).

Признаками разрывных нарушений, контролирующих развитие трещинных коллекторов, служат следующие особенности каротажных диаграмм: понижение удельных электрических сопротивлений пород в сравнении с интервалами заведомого отсутствия нарушений (по каротажу КС); повышение интенсивности рассеянного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$ (метод ГГК) и увеличение диаметра скважин $d_с$ (по данным профилеметрии); увеличение интервального времени ΔT и коэффициента затухания $\alpha = 20 \lg A1/A2$, dB/дм по данным акустического каротажа (аппаратура типа ПАРУС).

В условиях применения буровых растворов пониженной плотности или при соответствующей подготовке скважин (промывке водой) важную информацию для изучения трещиноватости массива угленосных пород дают методы оптического каротажа (оптический наклономер НОУ-I, ВНИИГИС) и акустического видеокаротажа (АВК). На снимках-развертках скважин, снятых в электромагнитных или акустических волнах, зонам трещиноватости, отдельным трещинам и кавернам соответствуют затемненные области, что вызвано повышенным поглощением энергии сканирующего поля. Протяженные кососекущие трещины размером больше диаметра скважины отображаются на снимках в виде темных синусоидальных линий.

Газонасыщенность пород оценивается по материалам каротажа

КС [7, 11] путем вычисления коэффициента увеличения сопротивления в зоне газонасыщения в сравнении с сопротивлением аналогичных пород за контуром газоносности (см. прил. 5). Для прогнозирования микрозалежей газа дополнительно привлекаются и комплексно интепретируются данные межскважинной и наземной геофизики о структуре разведуемого объекта, наличии и положении антиклинальных складок, разрывных нарушений, зон трещиноватости.

ИЗУЧЕНИЕ ГАЗОВЫДЕЛЕНИЙ ИЗ СКВАЖИН И ОБНАЖЕНИЙ

Газовыделения из скважин и обнажений изучаются с целью выявления пород и зон тектонических нарушений с аномально высоким содержанием газа и определения его химического состава. В процессе наблюдений при бурении следует различать: 1) слабое выделение пузырьков газа с изливом или без излива воды (при давлении газа на устье скважины в пределах 0,1 МПа); 2) интенсивное фонтанирование воды с газом на высоту 1,5 — 30 м (при давлении свыше 0,5 МПа) с периодическими выбросами воды и породы.

Наблюдения проводятся с начала фонтанирования и до конца интенсивного выделения газа из скважин, не оборудованных превенторами и фонтанной арматурой. При этом отмечаются высота газоводяного фонтана, состав и величина выносимых твердых частиц, шумовые эффекты, температура изливающейся воды, характер пульсации, запах газа. По возможности точно устанавливаются интервал газовыделения и дебит воды и газа.

Дебит газа при небольшом притоке (до 100 $м^3$/сут) наиболее просто определять по скорости заполнения мерного сосуда газом, каптируемым с помощью заглушки с газоотводящей трубкой, вставленной в кондуктор скважины. Для замера дебита газа можно использовать также анемометры, трубки Пито, шайбные измерители. Этими приборами можно пользоваться только после соответствующей подготовки скважины. Отбор пробы воды и газа при газовыделении из скважин проводится согласно Инструкции [17].

При обнаружении газопроявлений в естественных или искусственных обнажениях производится их глазомерная или топографическая привязка к карте, делается зарисовка места газовыделения с указанием литологической принадлежности пород, к которым приурочен выход газа, и описанием характера газовыделения. Ориентировочно определяется дебит газа по скорости наполнения мерного сосуда (бутылки). Обязательно указываются характер пульсации, протяженность выхода, температура воды. Из каждого газопроявления отбираются пробы газа. Для отбора пробы в месте выхода сухого газа устанавливается перевернутая воронка, края которой обсыпаются увлажненным слоем земли.

Резиновая трубка, надетая на воронку, вводится в бутылку, предварительно заполненную водой и опущенную в перевернутом виде в ведро с водой.

Если газ выделяется с поверхности водоема, то для отбора пробы используется бутылка, заполненная водой из этого же водоема; она устанавливается в воду горлышком вниз, а снизу подводится воронка. Когда в бутылке остается 50 — 100 $см^3$ воды, воронка вынимается и бутылка закрывается пробкой.

ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ ПОРОД ПО ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ МЕТАНОЕМКОСТИ

Метод предназначен для косвенной оценки газоносности некондиционных угольных пластов и пропластков угля, а также пород, содержащих включения концентрированного и рассеянного угольного вещества в количестве более 25 — 30 %. С учетом значений пористости пород метод может использоваться для ориентировочного прогноза потенциальной их метаноносности. Сущность метода заключается в прогнозе потенциальной метаноносности углесодержащих пород по данным их сорбционной емкости, давления газа и температуры. Сорбционная емкость пород определяется в лабораторных условиях по керновым образцам или образцам, отобранным в горных выработках. Влажность образцов, предназначенных для этой цели, должна соответствовать природной, в связи с чем при необходимости производится их искусственное доувлажнение.

Величину сорбционной емкости пород по отношению к газу определяют объемным методом на установке СУ-74, сконструированной в ИГД им. А.А. Скочинского. Связанные с этим основные операции заключаются в следующем. Навески раздробленной породы помещаются в сорбционные ампулы и плотно утрамбовываются в них легким постукиванием. Амплитуды подключаются к установке и заполняются газом до давлений, незначительно превышающих максимально необходимые. После установления сорбционного равновесия производятся последовательные выпуски в вакуумированную, с заранее измеренным объемом часть установки нескольких порций газа до установления давлений, несколько меньших по сравнению с принятыми по условиям эксперимента. Очередные выпуски газа проводятся после установления сорбционного равновесия.

Для определения общих объемов газа, находящихся в сорбционных ампулах, проводится полная дегазация образцов, которая осуществляется путем повышения температуры проб до 80—90 °С и перевода газа в вакуумированную измерительную часть установки. Сорбционную емкость пород рассчитывают в соответствии с методикой, изложенной в прил. 15.

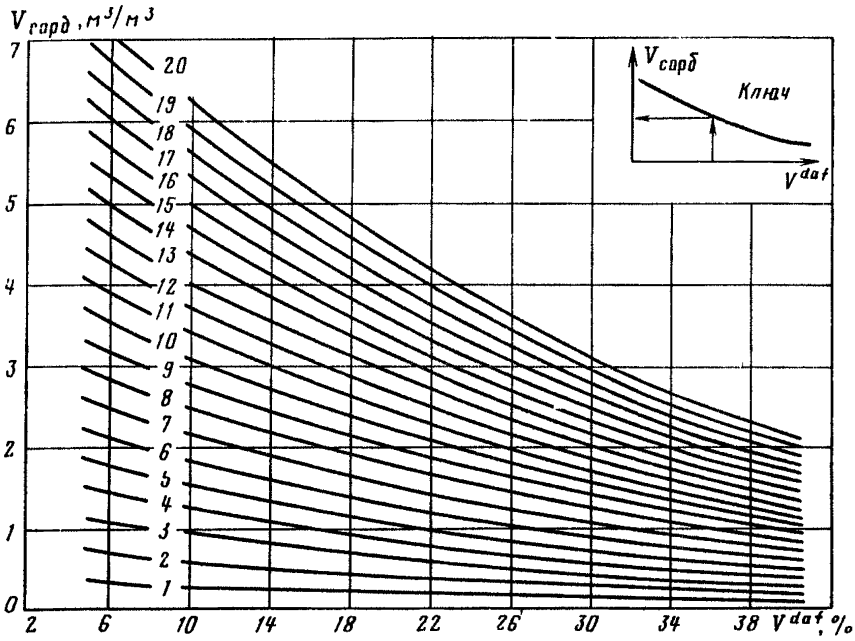


Рис. 1. Номограмма определения сорбционной метаноемкости углевмещающих пород

$V_{сорб}$ — сорбционная метаноемкость пород, м³/м³; V^{daf} — выход летучих веществ, %; 1—20 — содержание углистого вещества в породе, %

Для Донецкого и других угольных бассейнов со сходными геологическими условиями метаноемкость пород может ориентировочно определяться по содержанию в них угольных включений и данным о выходе летучих веществ по ближайшему угольному пласту с помощью номограммы (рис. 1). Полученные по номограмме значения сорбционной метаноносности соответствуют объему метана, сорбированного угольными включениями, содержащимися в 1 м³ породы при естественной влажности в зоне метановых газов на глубинах свыше 500 м. По результатам лабораторных исследований строятся изотермические кривые, выражающие зависимость сорбционной газоемкости (метаноемкости) от давления при различных температурах. Давление определяется в процессе испытания разведочных скважин и приборами ПГД-2 в горных выработках; температура измеряется при проведении каротажа или другими методами термометрии. Способ оценки значений природной газоносности пород по данным сорбционных исследований описан в прил. 15.

ИЗУЧЕНИЕ ГАЗОНОСНОСТИ МЕТОДОМ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОВЫХ СЪЕМОК И СБОР МАТЕРИАЛОВ О ГАЗООБИЛЬНОСТИ ВЫРАБОТОК

Метод используется для изучения газоносности пород независимо от литолого-петрографических особенностей в условиях, близких к природным. Эффективное проведение газовых съемок с целью определения газоносности пород возможно лишь при отсутствии суфлярных газовыделений, искажающего влияния угольных пластов, загазованных очистных выработок и выработанных пространств, а также предварительной дегазации угленосного массива. Данные о газоносности пород, получаемые с помощью газовых съемок в подземных выработках, обычно бывают несколько завышены из-за невозможности учета газовыделения из свежеобнаженных стенок кровли и почвы выработки.

Определение газоносности по методу газовых съемок основано на определении газовыделения из отбитой породы и свежеобнаженной поверхности забоя путем отбора проб "мокрым" способом и замера количества воздуха на воздушной струе, исходящей из подготовительной выработки и вентилятора местного проветривания. Содержание газовых компонентов в отобранных пробах определяется на хроматографах, обеспечивающих получение значений концентраций водорода, метана и его гомологов с точностью до 0,0001 %. Величина природной газоносности пород устанавливается из отношения суммы объемов выделившегося и оставшегося в породе газа к объему отбитой породы. Виды и объемы работ, выполняемые при проведении подземных газовых съемок, методика их выполнения и обработки результатов приведены в прил. 12.

Для получения материала, характеризующего фактическую абсолютную газообильность горных выработок, пройденных по породам на действующих шахтах, проводится сбор и обобщение данных по объектам, находящимся в непосредственной близости от разведуемого участка, в аналогичных геологических условиях. Эта работа выполняется сотрудниками геологоразведочных организаций в объеме, обеспечивающем получение информации о газообильности выработок не менее чем на двух действующих горизонтах одной или нескольких шахт. На шахтах собираются следующие материалы: результаты плановых отборов и анализа проб воздуха в горных выработках, сведения о местах возникновения и интенсивности суфлярных выделений газа из углевмещающих пород, сведения о внезапных выбросах пород и газа, результаты проводившихся ранее газовых съемок в подземных выработках; результаты определения газового баланса выемочных участков. Наряду с перечисленными собираются графические материалы—планы горных работ с изображенными на них схемами вентиляции, местами суфлярных выделений газа, внезапных выбросов пород и газа.

При необходимости в горных выработках отбираются пробы пород

с целью изучения коллекторских и сорбционных свойств, содержания рассеянного органического вещества, остаточной газоносности. Сведения об абсолютной газообильности выработок, собранные на шахте, тщательно анализируются: выясняются особенности изменения газообильности по площади и с глубиной в зависимости от различных геологических факторов (литологической принадлежности пород, начиная складчатых и разрывных структур, ловушек газа и т.п.) и технологии горных работ. В процессе обобщения материалов по данным о газообильности может производиться ориентировочная оценка газоносности пород, вскрываемых горными выработками. Для этого используются количественные соотношения, приведенные в [13].

ИЗМЕРЕНИЕ ГАЗОВОГО ДАВЛЕНИЯ ИЗ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Для измерения газового давления используется прибор ПГД-2 конструкции ИГД им. А.А. Скочинского. Измерения проводятся в неглубоких (до 30 м) скважинах, пробуренных из выработок и вскрывающих породы, газоносность которых является объектом изучения. Место замера герметизируется с помощью специального устройства. Устройство прибора и технология его применения описаны в прил. 8.

Результаты измерения газового давления из горных выработок могут использоваться по аналогии для прогноза потенциальной метаноносности на участках с аналогичным геологическим строением.

Недостаток метода — невозможность его использования при наличии интенсивной природной или техногенной трещиноватости, сообщающейся с выработанным пространством.

ИЗУЧЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАСКРЫТОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ МЕТОДОМ ТАМПОНАЖНОЙ ФИКСАЦИИИ ТРЕЩИН

Метод предназначен для оценки параметров раскрытой трещиноватости при изучении газоносности трещинных коллекторов свободного газа. Сущность метода заключается в предварительной фиксации раскрытых естественных трещин непосредственно в массиве путем нагнетания в них твердеющих фиксирующих растворов (ТФР) и последующего выбуривания породных образцов вместе с затвердевшим в них ТФР, образующим "слепки" трещинных полостей, скрепляющим разделенные трещинами блоки породы и препятствующим относительному смещению этих блоков. Использование метода позволяет сохранять естественный облик раскрытой трещиноватости в керне, извлеченном из скважины, и путем простейших измерений определять достоверные значения степени трещин и трещинной пустотности пород, густоту и ориентировку зияния трещин, принадлежащих к различным системам.

Метод применяется в процессе перебурки вскрытых разведочными скважинами трещиноватых пород практически на любой глубине от поверхности. Вопросы, касающиеся выбора объектов исследований, технологических схем тампонажной фиксации трещин и отбора образцов, выбора материалов и оборудования, конкретных способов определения параметров естественной трещиноватости пород по керновым образцам, рассмотрены в прил. 11.

ОПРОБОВАНИЕ ПОРОД ДЛЯ ЛАБОРАТОРНОГО ИЗУЧЕНИЯ ИХ КОЛЛЕКТОРСКИХ, СОРБЦИОННЫХ СВОЙСТВ, СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И БИТУМОВ

Для изучения пород в лабораторных условиях отбирают куски свежеподнятого керна или образцы, отбитые в предварительно зачищенном забое горной выработки. Образцы (пробы), отбираемые для определения коллекторских свойств, непосредственно на скважине или в горной выработке, заворачивают в марлю, покрывают водонепроницаемой пленкой и парафинируют путем погружения в расплавленный парафин. Образцы, отбираемые для изучения РОВ и битумов, парафинированию и другим видам консервации с применением органических веществ не подвергаются.

Пробы пород для определения пористости и проницаемости отбирают в виде оплошных столбиков керна любого диаметра длиной не менее 100 мм, пробы из горных выработок отбирают в форме монолитов размером не менее 50 × 50 × 100 мм. Для определения сорбционной метаноемкости отбирают пробы пород массой 4 кг, пробы для определения содержания рассеянного органического вещества и изучения битумов должны иметь массу не менее 100 г.

Число проб и места отбора их для каждого вида исследований зависят от стадии разведочных работ и геологических особенностей разведуемого объекта. Исключение составляют пробы, предназначенные для изучения битумов. Эти пробы независимо от стадии работ и других факторов отбирают по всем интервалам всех разведочных скважин и горных выработок, в которых вскрываются породы с нефтепроявлениями.

3. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, ВИДЫ И ОБЪЕМЫ ПОЛЕВЫХ РАБОТ ПО ИЗУЧЕНИЮ ГАЗОНОСНОСТИ ПОРОД НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И В РАЗЛИЧНЫХ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЯХ

Газоносность пород изучают на всех стадиях разведки угольных месторождений, что способствуют выявлению и оценке содержания в массиве всех форм природного газа: свободного, растворенного, сорбированного и находящегося в кристаллогидратном состоянии.

СТАДИЯ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ

Основная задача изучения газоносности пород на стадии поисково-оценочных работ — получение предварительных, ориентировочных данных о наличии пород, способных играть роль коллекторов газа, об их газоносности, о компонентном составе природного газа, присутствующего в углевмещающих породах. Полнота и достоверность этих данных должны обеспечивать учет возможной газоносности пород при составлении технико-экономических соображений (ТЭС).

С целью получения необходимых данных изучают и анализируют материалы ранее проведенных региональных геолого-геофизических и других исследований, а также геолого-съемочных работ. Особое внимание уделяется сбору и обобщению сведений о газопроявлениях из естественных и искусственных обнажений, источников воды, горных выработок и скважин; о нефтегазоносности угленосных толщ, покрывающих и подстилающих их отложений и газообильности горных выработок в пределах изучаемого или смежных с ним угленосных районов (участков).

Собирают сведения о возможном наличии структурных ловушек газа: антиклинальных поднятий, выступов, брахиантиклинальных складок, структурных носов, террас и др.

В процессе полевых поисково-оценочных работ фиксируют и описывают все газопроявления из обнажений и бурящихся скважин. По всем газопроявлениям проводят замеры дебита газа и воды, отбирают пробы газа в герметические емкости (стеклянные бутылки). По наиболее мощным (свыше 20 м) слоям песчаников и других пород, способных служить коллекторами, в отдельных скважинах отбираются пробы для определения коллекторских свойств и содержания органического вещества.

Особое внимание обращают на изучение коллекторских свойств средне- и крупнозернистых песчаников аллювиального и дельтового происхождения. При наличии геологических предпосылок о накоплении

газов в породах на одной из глубоких скважин проводят газовый каротаж.

Общая прогнозная оценка газоносности пород при поисково-оценочных работах основывается главным образом на аналогии с хорошо изученными объектами, сходными с оцениваемыми месторождениями по тектонической структуре, литологическому составу, степени постдиагенетического преобразования, коллекторским свойствам угленосных отложений, глубине залегания угольных пластов.

СТАДИЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ РАЗВЕДКИ

Главная задача изучения газоносности углевмещающих пород на стадии предварительной разведки — получение сведений, достаточных для предварительного прогноза газообильности горных выработок при разработке технико-экономического обоснования промышленного освоения месторождений и составлении ТЭО о целесообразности постановки детальной разведки. В связи с этим должны решаться следующие задачи:

установление коллекторских свойств и величины газоносности основных разновидностей углевмещающих пород и общих тенденций изменения показателей коллекторских свойств и газоносности по площади и на глубину;

определение общей мощности и петрографического состава тонких пластов, пропластков, прослоев (КОВ) или средних коэффициентов угленасыщенности этим веществом;

изучение компонентного состава газов, содержащихся в породах;

установление возможных типов коллекторов, способных аккумулировать газ и оказывать влияние на газовыделение из пород в горные выработки угледобывающих предприятий;

выявление ловушек газа на основе анализа литолого-фациальных особенностей угленосных отложений, учета тектонической структуры и гидрогеологических особенностей объекта;

выявление микрозалежей свободного газа;

установление наличия и характера газовыделения из пород на угледобывающих предприятиях, работающих в аналогичных геологических условиях на территории разведуемого участка или вблизи от него;

оценка возможного влияния различных геологических факторов на газоносность углевмещающих пород.

В качестве основного источника информации о газоносности углевмещающих пород и КОВ на стадии предварительной разведки используются результаты бурения, изучения керна, геофизических и других исследований скважин, предназначенных для разведочных целей. Специальные скважины можно бурить лишь в исключительных случаях,

для проверки предварительных выводов о возможности значительного скопления газа в благоприятных для этого условиях.

В зависимости от видов и объемов работ, направленных на изучение газоносности пород по разведочным скважинам, выделяют попутные и специальные исследования. Попутные исследования выполняют по всем бурящимся на участке скважины. Они предусматривают фиксацию признаков, позволяющих выделять породы-коллекторы газа и флюидоупоры в процессе бурения, геофизических исследований скважин и документации керна (см. прил. 4). Кроме того, используют результаты гидрогеологических работ, позволяющих судить о наличии пород-коллекторов и их коллекторских свойств, составе подземных вод и газов. Специальные исследования, связанные с изучением газоносности пород на стадии предварительной разведки, в основном выполняют по тем же скважинам, по которым в соответствии с Инструкцией [17] должно проводиться опробование угольных пластов на газоносность. Исходя из этого, специальное изучение газоносности пород проводят по разведочным скважинам, находящимся на 2–3 опорных профилях, ориентированных вкрест простирания угленосной толщи, и на расстоянии 3 – 4 км друг от друга при наклонном залегании угольных пластов и вмещающих пород, или на двух взаимно перпендикулярных профилях при горизонтальном или на близком к нему залегании (рис. 2). Расстояния между скважинами в профилях 2 – 3 км. С учетом конкретных геологических условий и в особенности при наличии структурных, литологических и других предпосылок к высокогазоносным породам, газовым ловушкам и газовым залежам для этой же цели необходимо прдусмотреть дополнительные исследования газоносности в местах предполагаемых высокогазоносных пород, газовых ловушек и газовых залежей. Специальные исследования на данной стадии включают следующие виды работ:

дополнительные (по отношению к стандартному комплексу) геофизические исследования в скважинах с целью выявления и оценки пород-коллекторов, установления суммарной насыщенности маломощными угольными пластами, прослоями, пропластками углевмещающих пород и определения их газоносности;

определение величины природной газоносности пород и компонентного состава газов с применением керногазонаборников;

газовый каротаж;

исследования пород с применением пластоиспытателей КИИ-65;

отбор проб для изучения коллекторских и сорбционных свойств пород, содержания в них рассеянного органического вещества и битумом по керновым образцам;

изучение характера и интенсивности газовыделения из углевмещающих пород на шахтах и разрезах-аналогах.

Дополнительные геофизические исследования, позволяющие выяв-

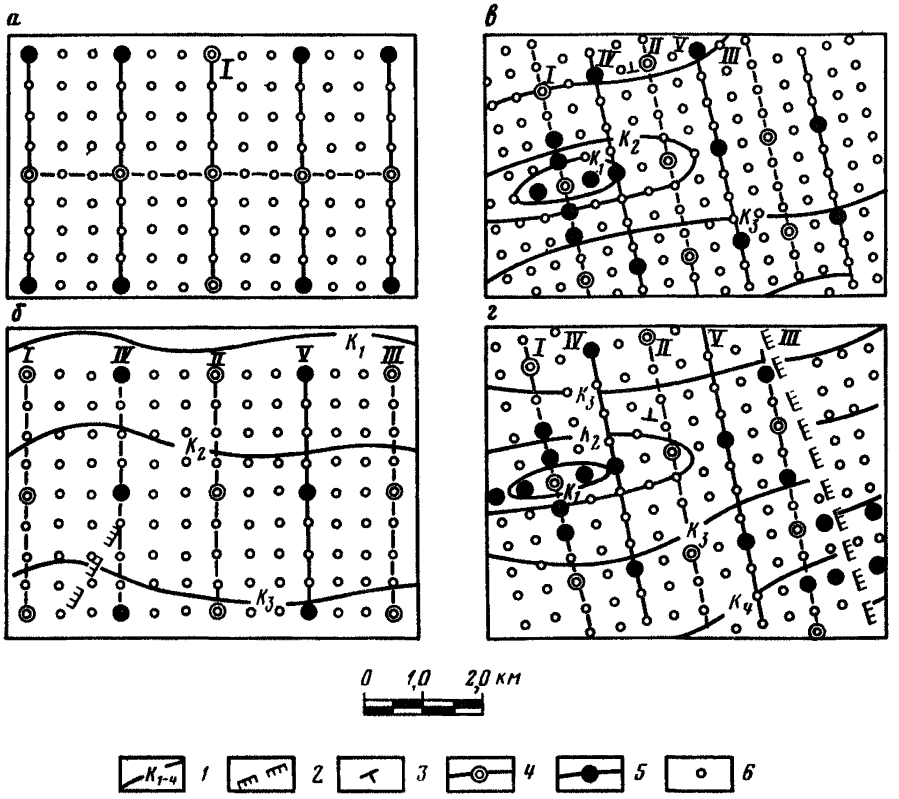


Рис. 2. Примерная схема расположения скважин для изучения газоносности пород на участках с горизонтальным (*а*), моноклинальным (*б*) залеганием, с пликативными структурами (*в*) и структурами, осложненными разрывными нарушениями (*г*)

1 — выход пласта и его индекс (*K*); *2* — разрывные нарушения; *3* — направление падения; *4* — разведочные скважины, линии (I—V); *5* — то же, при детальной разведке; *6* — прочие скважины

лять и оценивать коллекторы газа и выделять тонкие угольные пропластки, проводятся по всем скважинам, подлежащим изучению на газоносность. Особое значение при этом имеют замеры методами ПС, НГК, микрозондирование, термометрия, определение давления бурового раствора в скважинах.

Породы с применением керногазонаборников на стадии предварительной разведки опробуют по скважинам, подлежащим специальному исследованию. Отбор породно-газовых проб так же, как и большинство других видов исследований, связанных с изучением газоносности пород, производится главным образом в интервалах повышенной

Таблица 3

Значения коэффициента, учитывающего способ управления кровлей

Бассейн	Значение $K_{у.к}$ при управлении кровлей		
	полным обрушиванием	частичной закладкой	полной закладкой
1	2	3	4
Донецкий, Львовско-Волынский, Карагандинский, Угловский, месторождения о. Сахалин и другие с аналогичными условиями при мощности пласта до 2,5 м	60	45	25
Кузнецкий и другие с аналогичными условиями при вынимаемой мощности пласта или слоя до 3,5 м	40	—	30

проницаемости массива, обычно возникающей в связи со сдвижением толщ, подрабатываемых и надрабатываемых в процессе выемки угольных пластов. В соответствии с [13] мощность этого интервала по нормали к напластованию в почве пологопадающих и наклонных (до 35°) пластов составляет 60 м, а в кровле — 150 — 200 м.

Согласно тому же нормативному документу, для крутых пластов (углы падения более 35°) мощность интервалов проницаемости $H_р$ в кровле и почве пласта (соответственно) рассчитывают по формулам:

$$H_р = K_{у.к} \cdot m_{в.пр.} (1{,}2 + \cos\alpha);$$

$$H_р = K_{у.к.} \cdot m_{в.пр.} (1{,}2 + \cos\alpha),$$

где $m_{в.пр}$ — вынимаемая мощность пласта, м; $K_{у.к}$ — коэффициент, зависящий от способа управления кровлей и структуры вмещающих пород, принимаемый по табл. 3.

Для пологих и наклонных пластов Львовско-Волынского бассейна величину интервала проницаемости в кровле рассчитывают по первой из приведенных выше формул, а при надработке $H_р = 60$ м для Печорского бассейна определяют по специальной номограмме, приведенной в [13].

Отдельные дополнительные пробы отбирают из наиболее мощных породных слоев, слагающих междупластья за пределами интервалов проницаемости, а также из слоев, принадлежащих к вышележащей толще, вплоть до верхней границы метановой зоны, выделяемой по данным изучения газоносности угольных пластов. Пробами характе-

ризуют все основные литологические разности пород, прежде всего наиболее мощные слои углевмещающих аргиллитов, алевролитов и слабопористых песчаников, залегающих на глубине свыше 600 — 700 м. Число породно-газовых проб, отбираемых по одной скважине, должно составлять 5 — 10 шт., а общее число на среднем по размерам разведочном участке 50 — 60 шт.

Газовый каротаж проводят лишь на участках распространения углей, принадлежащих к маркам от Г до 11А (или к аналогам этих марок). На стадии предварительной разведки каротаж проводится не менее чем по одной скважине на каждые 10 км^2 площади поверхности разведуемого месторождения (участка) при горизонтальном или пологом залегании пород и не менее чем по одной скважине на каждые 5 км^2 площади при наклонном, круто-наклонном и крутом (углы падения 19° и более) залегании. Вначале газовый каротаж проводят по одной из самых глубоких скважин, последующие (одна-две и более) скважины выбирают для проведения газового каротажа с учетом результатов исследований в глубокой скважине, а также структурных, литологических и других факторов, определяющих возможность получения наиболее представительных данных о газоносности пород. Так, например, наиболее целесообразно проведение газового каротажа в местах, где можно предположить сосредоточение пород-коллекторов с газом в сводовых частях антиклинальных складок (куполов), в местах вероятного существования различного рода газовых ловушек и т.п. Вместе с тем при выборе скважин для постановки газового каротажа следует избегать участков, где возможно интенсивное (более 50 %) поглощение промывочной жидкости в процессе бурения.

Оценка газоносности с применением пластоиспытателей КИИ-65, как правило, проводится в породах с повышенной проницаемостью и газоотдачей, на участках распространения углей марок от Д до ОС (или их аналогов), по скважинам, подлежащим специальному исследованию. Объектами опробования являются те интервалы пород, в которых обнаружено газовыделение при проведении газового каротажа, а также интервалы, в которых при бурении были зафиксированы водогазопроявления в форме выделения газа из бурового раствора, фонтанирования, газо-водяных и газовых выбросов и т.п., или те интервалы, где по данным геофизических исследований в скважинах выделены породы-коллекторы. В отдельных случаях с помощью КИИ-65 испытывают наиболее мощные слои песчаников, которые залегают в пределах метановой зоны и по данным ранее проведенных исследований могут квалифицироваться лишь как потенциальные коллекторы газа. Величина интервалов испытаний не должна превышать 25—30 м, объекты большей мощности исследуют поинтервально. Число испытаний на стадии предварительной разведки должно составлять 30—40 на участок.

Для изучения коллекторских свойств пород, преимущественно с поровым типом пустотности, а также для определения содержания в них рассеянного органического вещества по скважинам, подлежащим специальному исследованию, отбирают керновые пробы в интервалах, смежных со всеми интервалами опробования пород, с помощью керногазонаборников и пластоиспытателей КИИ-65, а также из других породных слоев мощностью свыше 10 м, даже если они не подвергались другим видам исследований. Для изучения битумов отбирают пробы пород во всех скважинах, где они обнаружены при документации керна. Сорбционные свойства пород желательно изучать из расчета 1 — 2 пробы по каждой из литологических разностей.

Интенсивные газопроявления изучают по особой программе (см. прил. 10). При существовании в районе, где производят предварительную разведку, угледобывающих предприятий, разрабатывающих (или ранее разрабатывавших) угольные пласты в аналогичных геологических условиях, необходимо собирать и анализировать материалы геолого-маркшейдерской документации, так или иначе отражающие характер и интенсивность газовыделения из пород или их газоносность, если ранее в горных выработках проводились газовые съемки. Следует выявлять закономерности изменения газовыделения из пород и их газоносности в зависимости от различных природных факторов, закономерности локализации суфлярных выделений газа, внезапных выбросов пород с газом и т.п.

СТАДИЯ ДЕТАЛЬНОЙ РАЗВЕДКИ

На данной стадии задача исследований заключается в получении достоверных сведений о газоносности углевмещающих пород в объеме, достаточном для составления проекта разработки угольных месторождений (проектирование вентиляции угольных шахт и проветривания разрезов, прогнозирование выбросоопасности пород, обоснование целесообразности и способов утилизации природного газа). Проект исследований должен учитывать результаты предварительной разведки и основные положения технико-экономического обоснования промышленного освоения месторождений (ТЭО временных кондиций).

Вытекающие отсюда частные задачи следующие:

уточнение коллекторских свойств пород, выделение и прослеживание коллекторов и разделяющих их флюидоупоров, выделение газовых ловушек и резервуаров газа;

характеристика коллекторов свободного газа;

уточнение значений газоносности углевмещающих пород, изучение ее пространственной изменчивости по площади участка;

оконтуривание и детальное изучение микрозалежей газа;

выявление породных слоев с повышенным содержанием рассеянного органического вещества и маломощных угольных пропластков, способных аккумулировать природные газы и оказывать существенное влияние на газовыделение в горные выработки.

Как и на других стадиях геологоразведочного процесса, основной способ получения сведений о газоносности пород при детальной разведке — бурение и исследование разведочных скважин, изучение извлекаемого из них керна. Бурение специальных скважин в связи с изучением газоносности пород рекомендуется лишь для уточнения пространственного положения, формы, размеров и других параметров микрозалежей свободного газа.

В процессе детальной разведки по всем бурящимся разведочным скважинам продолжается проведение попутных исследований, в основном направленных на выявление, прослеживание коллекторов газа и флюидоупоров, в том числе с использованием результатов гидрогеологических исследований (см. прил. 4). Специальные исследования на этой стадии включают следующие виды полевых работ:

дополнительные геофизические исследования в скважинах;

определение природной газоносности и компонентного состава газа с применением керногазонаборников;

газовый каротаж;

изучение газоносности пород с применением пластоиспытателей КИИ-65;

испытание газоносных горизонтов в обсаженных скважинах;

опробование пород для изучения коллекторских и сорбционных свойств и содержания рассеянного органического вещества;

изучение параметров раскрытой трещиноватости;

изучение газоносности пород методом газовых съемок в подземных горных выработках;

сбор дополнительных (после предварительной разведки) сведений о газоносности пород и газовыделении из них на действующих шахтах и углеразрезах.

Дополнительные геофизические исследования проводят с целью выявления, прослеживания, оценки коллекторов, обнаружения маломощных угольных пластов и прослоев по всем скважинам, намеченным для использования при выполнении специальных работ по изучению газоносности. Они включают: измерения зондом БКР-3 с записью в детализационном масштабе 1 : 50 по отдельным скважинам; то же в поисковом масштабе с неоднократными повторениями записи в процессе бурения скважин; измерения комплексом НГК-БКЗ, термометрию и замеры давления бурового раствора в интервалах, представленных (по результатам предыдущих измерений) породами-коллекторами, с повторением этих измерений до и после испытания скважин.

Скважины, по которым должны выполняться специальные исследования, выбирают с учетом геологического строения участка, результатов исследования газоносности пород на стадиях поисков и предварительной разведки, а также новых данных, получаемых в процессе детальной разведки (см. рис. 2).

На площадях с горизонтальным или моноклинальным залеганием угленосной толщи опробование пород керногазонаборником в основном осуществляется по скважинам, расположенным на профилях, являющихся дополнительными по отношению к изученным на стадии предварительной разведки и находящихся на расстоянии 1,5 — 3 км друг от друга. В каждом из профилей специальные исследования выполняют по трем-четырем скважинам.

Опробование пород керногазонаборниками проводят главным образом в интервалах, в наибольшей степени подверженных движению в процессе горных работ и упоминавшихся в разделе 3. Отдельные дополнительные пробы отбирают из наиболее мощных слоев междупластий, находящихся за пределами этих интервалов, а также из слоев, залегающих в надугольной толще, ниже верхней границы метановой зоны.

Пробами характеризуют все основные литологические разности пород, вскрываемых скважиной. Особое внимание уделяют опробованию аргиллитов, алевролитов, слабопористых песчаников, залегающих на глубинах более 600 — 700 м. В среднем по одной скважине на стадии детальной разведки отбирают по 8—12 породно-газовых проб, общее число таких проб на среднем по размерам разведочном участке составляет 100 — 120 шт. Опробование должно обеспечивать получение надежных средних значений газоносности для всех основных литологических разностей пород, выявление количественной связи газоносности пород с содержанием в них органического вещества, установление зависимости газоносности от глубины залегания пород и других природных факторов.

По скважинам, бурение которых производится в местах предполагаемого заложения шахтных стволов, раздельно опробуются все породные слои мощностью более 20 м (отбирается по 1—2 пробе из слоя).

Число скважин, по которым проводят газовый каротаж, на стадии детальной разведки доводят до одной на 5 км^2 при углах падения менее 19 ° и до одной на 2 — 3 км^2 при более крутом залегании пород. Расположение этих скважин определяют в соответствии с теми же критериями, что и на стадии предварительной разведки, с учетом всех вновь полученных геологических данных. Пластоиспытатели КИИ-65 применяют для изучения газоносности проницаемых пород на участках распространения углей марок Д-ОС (или их эквивалентов), главным образом по скважинам, намеченным для выполнения специальных исследований. Испытания проводят в интервалах с признаками газовыделения, зафиксиро-

ванными при бурении и в процессе газового каротажа, а также в породах-коллекторах, выделенных по данным скважинных геофизических исследований. Плотность сети испытаний основных потенциально газоносных слоев и в нарушенных зонах должна обеспечивать надежное определение параметров газоносности во всем диапазоне глубин залегания пород и, особенно, на площади первоочередного освоения месторождения.

Наряду с высокопористыми и высокопроницаемыми породами в интервалах, примыкающих к угольным пластам, испытывают отдельные слои песчаников с относительно низкой пористостью. В этих случаях необходимо обеспечивать длительность закрытого периода испытания, достаточную для восстановления пластового давления (не менее 8 ч). Число пластоиспытаний на среднем по размерам участке детальной разведки составляет 100 — 150 по 20 — 30 скважинам. При обнаружении на участке газовых залежей густота сети пластоиспытаний может сгущаться с увеличением их общего числа до 300 по 30 — 40 скважинам.

Исследования пластоиспытателями проводят по скважинам "стандартной" разведочной сети, находящимся в предлагаемом контуре залежей или в дополнительных скважинах, которые в порядке исключения бурят для изучения газовых скоплений. Наряду с испытанием необсаженных скважин с применением инструмента КИИ-65, в контурах газовых залежей проводят испытания и режимные наблюдения в специально оборудованных, обсаженных скважинах (см. прил. 10).

Для изучения коллекторских, сорбционных свойств пород и определения содержания в них рассеянного органического вещества керновые пробы отбирают из интервалов, смежных с интервалами опробования с применением керногазонаборников, а также из породных слоев мощностью более 10 м по скважинам, в которых специальное изучение пород на газоносность не проводилось. По всем скважинам, вскрывшим битуминозные породы, отбирают пробы для изучения битумов. Изучение коллекторских свойств пород должно обеспечивать выявление их связи с глубиной залегания и степенью постдиагенетического преобразования для всех основных литологических разностей. Сорбционные исследования по возможности проводят из расчета 1—2 пробы на каждую из основных разностей пород.

Параметры раскрытой трещиноватости изучают в интервалах разведочных скважин, представленных трещинными коллекторами. Число определений, выполняемых в соответствии с методикой, изложенной в прил. 11, устанавливают с учетом конкретных геологических условий — масштабов проявления трещиноватости, возможной степени ее влияния на газоносность пород и т.п. В среднем оно должно составлять от 5 до 10 на шахтное поле.

Подземные газовые съемки в полевых штреках и квершлагах, расположенных на различных и в первую очередь — на наиболее глубоких

горизонтах, проводят в случаях, когда углевмещающие отложения вскрывают горными выработками действующих шахт, расположенными на расстоянии не более 5—10 км от участка детальной разведки по простиранию, или 2—3 км по восстанию от разведуемых участков пластов. Цель этих работ — дополнительная характеристика газоносности пород и проверка результатов ее определения другими методами.

Газовые съемки в основном проводят в полевых штреках, проходка которых осуществляется по песчаникам и другим породам, служащим потенциальными коллекторами газа. Расстояние между интервалами проведения газовых съемок в среднем составляет 500 — 1000 м; съемки проводят как на участках ненарушенного залегания пород, так и в зонах разрывных нарушений, в непосредственной близости от поверхностей сместителей и на удалении в 50 — 150 м от них, в лежачих и висячих крыльях дизъюнктивов. Следует также проводить газовые съемки в местах перегибов пластов, особенно в сводовых частях антиклинальных структур. В отдельных случаях подземные газовые съемки проводят по квершлагам, вскрывающим наиболее мощные слои песчаников и других пород-коллекторов, способных играть существенную роль в качестве источников газовыделения. Желательно, чтобы число определений газоносности основных разновидностей пород-коллекторов (песчаников) по данным газовых съемок составляло не менее 5 — 10 на разведанное шахтное поле.

Дополнительные сведения о газоносности пород и газообильности выработок собирают на шахтах и разрезах, действующих в непосредственной близости от объектов детальной разведки или работающих в том же районе в аналогичных геологических условиях (см. раздел 2).

На площадях с простыми складчатыми структурами и немногочисленными разрывными нарушениями система изучения пород на газоносность в процессе детальной разведки отличается от рекомендуемой для моноклинальных зон в следующих отношениях. Породы керногазонаборниками дополнительно опробуют по скважинам, принадлежащим к опорным разведочным линиям, пересекающим складки вкрест простирания. Каждой складке должно соответствовать не менее 3 опорных линий, проходящих через центральную часть и на флангах пликативной структуры. Скважины, намечаемые в пределах линий, располагают в осевых частях синклинальных и антиклинальных складок и в средних частях их крыльев. Схема отбора проб по каждой из скважин та же, что и для моноклинальных зон. В сводовой части каждой антиклинали (купола) по одной из наиболее глубоких скважин проводят газовый каротаж. При выявлении газовых аномалий немедленно исследуют соответствующие интервалы с применением пластоиспытателей КИИ-65.

Исследования с использованием пластоиспытателей КИИ-65 проводят не менее чем по 1—2 скважинам, пройденным в шарнирных частях антиклинальных структур, даже если по этим скважинам газовый каротаж не проводят. При этом поинтервально испытывают 3—4 наиболее мощных слоя песчаников; при обнаружении аномально высоких давлений должны дополнительно испытывать несколько слоев аргиллитов, алевролитов и других пород.

На площадях с развитием сложных складчатых структур, резкой изменчивостью элементов залегания отложений и многочисленными дизъюнктивными нарушениями специфика изучения газоносности пород заключается в следующем. Каждая из складок дополнительно изучается по схеме, приведенной для участков с простыми складчатыми структурами. В связи с тем, что при наличии многочисленных дизъюнктивных нарушений проведение газового каротажа значительно осложняется, объемы этого вида работ сокращаются. На площадях, непосредственно примыкающих к крупным (региональным) нарушениям, возможность использования газового каротажа и пластоиспытателей практически исключена. В этих случаях целесообразно использовать методы испытания пород в обсаженных скважинах, принимая меры к фиксации зон интенсивно нарушенных и трещиноватых пород в процессе бурения.

СТАДИЯ ДОРАЗВЕДКИ

Задачи изучения газоносности пород при доразведке не освоенных промышленностью или разрабатываемых угольных месторождений определяют причинами, вызвавшими ее необходимость, и в целом соответствуют детальной разведке применительно к подлежащим дополнительному изучению глубоким горизонтам, фланговым частям шахтных (карьерных) полей и т.п. При этом используют те же комплексы видов и методов исследований, что и на предшествующей стадии. Следует иметь в виду, что при доразведке разрабатываемых месторождений значительно возрастает роль подземных газовых съемок, а также сбора и анализа сведений о фактическом газовыделении в действующие выработки как способов изучения природной газоносности пород. Виды и объемы работ по газоносности пород на объектах, где она не изучалась или была недостаточно оценена в процессе детальной разведки, обосновывают и предусматривают в проектах работ по доразведке с учетом конкретных геологических условий и необходимости того, чтобы при завершении работ данной стадии были полностью выполнены задачи и по изучению газоносности пород, определенные в разделе 3 применительно к стадии детальной разведки.

При доразведке эксплуатируемых месторождений целесообразно бурение и изучение на газоносность углей и пород отдельных контрольных скважин на площадях ведения горных работ; полученные при этом

данные сопоставляют с результатами шахтных измерений и используют для корректировки материалов, характеризующих газоносность по другим частям шахтного поля.

СТАДИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ РАЗВЕДКИ

Основная задача изучения газоносности пород при эксплуатационной разведке — планомерное, систематическое получение уточненных данных о содержании и распределении природных газов в угленосных толщах, необходимых для текущего (годового) и оперативного (квартального, месячного, суточного) планирования горных работ, мероприятий по борьбе с газовой опасностью и попутному использованию природных газов.

Необходимо учитывать, что на стадии эксплуатационной разведки угленосный массив бывает в значительной мере дегазирован под влиянием горных работ и что последние обусловливают возможность значительного перераспределения природного газа с образованием техногенных газовых залежей.

Для решения указанной задачи эксплуатационной разведкой в основном выполняют следующие работы: 1) бурение, опробование и испытание специальных скважин с поверхности и из горных выработок; 2) газовый каротаж; 3) изучение газоносности пород методом подземных газовых съемок в подготовительных выработках.

Специальные скважины бурят в местах, где существуют предпосылки для значительного скопления метановых газов в породах. Эти скважины должны вскрывать наиболее мощные слои песчаников, расположенные вблизи разрабатываемых угольных пластов. Такие слои исследуют пластоиспытателями и опробуют керногазонаборниками с попутным отбором проб для изучения коллекторских свойств пород по схемам, установленным для стадии детальной разведки, или с большей по сравнению с этими схемами степенью детальности.

Разведочные и специальные скважины, которые бурят в местах скопления природного газа, необходимо, по возможности, оборудовать для использования в качестве эксплуатационных.

Газовый каротаж проводят по отдельным специальным скважинам. Следует иметь в виду, что при выемке угольных пластов в породах могут формироваться техногенные газовые скопления, обусловленные десорбцией газа из концентрированного и рассеянного органического вещества в зонах разгрузки массива от геостатического давления. При вскрытии таких скоплений разведочными скважинами необходимо оборудовать и использовать эти скважины в качестве дегазационных или эксплуатационных, проводя наблюдения за изменением давления, дебита, компонентного состава выделяющегося газа вплоть до момента прекра-

щения газовыделения. Подобным же образом должны использоваться скважины, вскрывающие загазованные старые выработки. В течение первой недели после вскрытия газовых скоплений отбирают пробы газа и замеряют дебит ежесуточно, затем до окончания первого месяца — подекадно, после чего в течение года замеры и опробование проводят не реже чем один раз в квартал.

Подземные газовые съемки проводят преимущественно в наиболее глубоко расположенных штреках и квершлагах, вскрывающих коллекторы, способные оказывать существенное влияние на загазованность горных выработок. Съемки числом 5—10 на шахтное поле проводят на разных горизонтах действующих или строящихся шахт с тем, чтобы получаемые при этом данные можно было использовать для выявления изменения газоносности пород с глубиной. В процессе исследований целесообразно осуществлять замеры давления газа в подземных скважинах (см. прил. 8), отбирать пробы газа из шпуров и на устье дегазационных скважин. На стадии эксплуатационной разведки продолжают выявлять и изучать ловушки свободного газа независимо от размеров его скоплений. С этой целью необходимо детализировать карты газовых залежей, составленные на предшествующих стадиях разведки, и строить новые (см. раздел 7); составлять и систематически пополнять карты и планы с обозначением зон возможного выделения газа на поверхность и поступления его в различного рода здания и сооружения.

ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ПОРОД В ГОРНЫХ РАЙОНАХ С ИНТЕНСИВНО РАСЧЛЕНЕННЫМ РЕЛЬЕФОМ

В труднодоступных горных районах в ряде случаев целесообразно проводить разведку угольных месторождений, а иногда и поисково-оценочные работы с преимущественным использованием не бурения, а разведочных горных выработок со штольневым способом вскрытия угольных пластов. В этих условиях преобладающими, а иногда и единственно возможными способами изучения газоносности пород, оказываются подземные газовые съемки в подготовительных горных выработках. Места проведения и определения объемов этого вида исследований выбирают с учетом стадии геологоразведочного процесса. Съемки проводят как во вскрывающих штольнях, так и в подготовительных выработках типа полевых штреков.

Независимо от стадии геологоразведочного процесса, начиная со стадии поисково-оценочных работ газовые съемки проводят в полевых штреках в среднем через 500 – 1000 м по оси выработок, со сгущением сети исследований непосредственно в зонах складчатых и разрывных нарушений и вблизи них. Наиболее мощные слои пород-коллекторов, способные служить источниками газовыделения, изучают по методу под-

земных газовых съемок и во вскрышных выработках-штольнях и квершлагах.

ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

При изучении газоносности угольных месторождений, расположенных в зоне распространения многолетней мерзлоты, проводят специальные исследования, направленные на выявления скоплений свободного газа, приуроченных к контактам, подвергшимся техногенной и криогенной дезинтеграции, и других проницаемых талых пород с покрывающими их слабопроницаемыми мерзлыми породами, играющими роль экранов. Для решения этой задачи ставят дополнительные газокаротажные работы и опробуют выявленные интервалы газовыделения с использованием пластоиспытателей.

При документации керна разведочных скважин, вскрывающих многолетнемерзлые породы, особое внимание уделяется выявлению скоплений газа в форме кристаллогидратов. Последние распознают по их характерному облику (белые хлопьевидные выделения) и способности возгоняться, бесследно исчезая, при повышении температуры.

4. ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

Основными видами лабораторных работ, связанных с изучением газоносности пород, являются дегазация породно-газовых проб, проб подземных вод и бурового раствора, химический анализ газов, определение содержания и состава присутствующего в породах рассеянного органического вещества и природных битумов, определение коллекторских свойств пород.

ДЕГАЗАЦИЯ ПОРОДНО-ГАЗОВЫХ ПРОБ ИЗ ГЕРМЕТИЧЕСКИХ СТАКАНОВ И КЕРНОПРИЕМНИКОВ

Дегазация породно-газовых образцов производится с целью извлечения сорбированного, находящегося в свободном или растворенном состоянии природного газа, содержащегося в породах, для расчета значений природной или остаточной газоносности и определения компонентного состава газовых смесей.

Сорбированный газ и газ, содержащийся в сообщающихся порах и трещинах, извлекают путем нагревания и вакуумирования по методи-

ке, принятой для дегазации углегазовых проб и изложенной в Инструкции [17], с учетом того, что количество газа, извлеченного из пород, обычно бывает значительно меньшим, чем при дегазации углей. Поэтому необходима большая точность замера их объемов.

Для наиболее полного извлечения газа, включая газ, заключенный в закрытых порах, пустотах, трещинах, предварительно разрушают пробы в герметической камере с последующей дегазацией раздробленной породы. Дробление породных образцов в шаровых мельницах недопустимо из-за возможного образования при этом некоторых новых газовых компонентов за счет соударения металлических шаров с породой и стенками камеры. Поэтому для разрушения образцов рекомендуется использовать специальные герметические стаканы типа СБР, в которых предварительно дегазированные образцы разрушают под прессом до порошкообразного состояния и после разрыхления уплотненной массы вновь подвергают термовакуумной дегазации. Более подробно методика дегазации породно-газовых проб изложена в прил. 9.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА ИЗ ВОДЫ И БУРОВОГО РАСТВОРА

Дегазацию жидкости производят с помощью вакуумных дегазаторов или термовакуумной установки при остаточном давлении $6{,}7 \times 10^2 - 1{,}3 \cdot 10^3$ Па и температуре 50 – 60 °С (см. прил. 9). Дегазируемую жидкость переводят в термостойкую горизонтальную бюретку вместимостью 1500–2000 $см^3$ с двумя отводами, подсоединенную к вакуумной линии установки. Дегазация считается законченной, когда из жидкости за 1 ч выделяется не более 1 % объема ранее откачанного газа. По окончании дегазации измеряют объем извлеченного газа и отбирают две пробы для определения компонентного состава – основную и контрольную.

АНАЛИЗ ГАЗА

Основной метод газового анализа в настоящее время – метод газовой хроматографии. Традиционные химические методы обычно используют лишь для определения кислых компонентов, присутствующих в составе газовой смеси, например сероводорода.

Газово-хроматографический анализ заключается в пропускании газовой смеси через слой твердого или модифицированного жидкостью наполнителя в потоке инертного газа-носителя. Вследствие различной сорбционной способности или растворимости компонентов смеси, они группируются в зоны, разделенные между собой инертным газом. Выход каждого компонента смеси регистрируется на движущейся ленте само-

писца в виде пика, площадь или высота которого соответствуют количеству компонента в смеси.

Наиболее часто применяемая схема хроматографического анализа предусматривает одновременное определение из отдельных порций газа углеводородных и неуглеводородных компонентов, а также разделение водорода и гелия, аргона и кислорода на нескольких хроматографах. Анализ газа при изучении газоносности пород с помощью керногазонаборников, испытателей пластов КИИ-65, газового каротажа при изучении газопроявлений в скважинах и горных выработках, а также определение компонентного состава газа, извлеченного из пород и жидкостей, рекомендуется проводить на серийно выпускаемых хроматографах с селектором по теплопроводности (ДТП). Чувствительность ДТП составляет не менее 1×10^{-2} объемных долей % при использовании в качестве газоносности гелия.

При анализе таких компонентов природных газов, как H_2, O_2, N_2, CH_4, CO, Ar, не применяют метод адсорбционной хроматографии. В качестве адсорбентов-наполнителей хроматографических колонок используют цеолиты (CaA, NaX) или активные угли. Применение цеолитов требует предварительного освобождения пробы газа от влаги и двуокиси углерода пропусканием через патрон с хлористым кальцием и аскаритом.

Разделение H_2 и He ведут на активном угле с газом-носителем азотом. Для разделения аргона и кислорода на молекулярных ситах применяют низкотемпературную хроматографию или проводят предварительное поглощение из кислорода газовой смеси пропусканием ее через раствор пирогаллола.

Определение тяжелых углеводородных газов и двуокиси углерода проводят методом газожидкостной хроматографии (ГОСТ 14920 – 79; ГОСТ 23781 – 83).

При проведении газовых съемок, когда компоненты природного газа присутствуют в газовой смеси в микроконцентрациях, для проведения анализа рекомендуют использовать хроматографы с детектором ионизации в пламени (ДИП). Чувствительность ДИП не ниже 10^{-4} объемных долей %. С помощью ДИП анализируют только углеводородные газы. Для калибровки приборов и расчета хроматограмм при массовых анализах необходимо пользоваться газовыми смесями известного состава.

Примесь сероводорода определяют экспресс-методом с помощью индикаторных трубок непосредственно на скважине, так как в процессе отбора и дегазации керна сероводород разлагается. Индикаторная трубка заполнена уксуснокислым свинцом, нанесенным на инертный носитель. Образующийся в результате реакции сернистый свинец окрашивает слой носителя в черный цвет. Индикаторная трубка откалибрована по высоте в процентах H_2S.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

Содержания рассеянного органического вещества $C_{ров}$ и органического углерода $C_о$ в углевмещающих породах связаны между собой функциональной зависимостью $C_{ров} = K \cdot Co$, %. Поэтому для расчета содержания РОВ в породах используют пересчетные коэффициенты К, зависящие от стадий метаморфизма рассеянного вещества: для стадий Д, Г $K = 1{,}26$; Ж $K = 1{,}18$; К, ОС, Т, ПА $K = 1{,}11$; для антрацитовой стадии $K = 1{,}05$.

Степень углефикации рассеянной органики оценивают как по результатам определения марочного состава концентрированного органического вещества близлежащих угольных пластов, так и по данным специального исследования рассеянных в породах углистых включений.

Для определения содержания органического углерода рекомендуются методы сухого сожжения в токе кислорода с весовым или газометрическим окончанием. Оба метода требуют предварительной обработки породы 10 %-ной соляной кислотой для удаления углерода, связанного в карбонатах. С целью декальцинирования породы берут навеску 50 г, сжигания нерастворимого остатка породы (НОП) — 0,1 — 1,0 г.

При использовании газометрического метода сжигание производят в печи Марса при температуре 1200 °С без катализатора в токе кислорода. Образовавшийся газ очищают от оксидов азота и серы, а CO_2 количественно поглощается 40 %-ным раствором щелочи. Замер объема углекислоты проводят с помощью эвдиометра. Содержание органического углерода в нерастворимом остатке породы C_1 рассчитывают по формуле:

$$C_1 = (V \cdot f)/A,$$

где V — показание эвдиометра, отвечающее содержанию углерода в 1 г навески, %; f — коэффициент, учитывающий температуру и давление (ГОСТ 14920 — 79); А — навеска НОП, г.

Содержание углерода $C_о$ в породе вычисляют по уравнению:

$$C_о = (C_1 \cdot в)/100,$$

где в — содержание НОП, %.

При использовании весового метода осуществляют сжигание НОП в токе кислорода с катализатором, окисление образовавшегося оксида углерода в диоксид в присутствии того же катализатора и определение массы CO_2. Метод основан на стандартных способах определения элементного состава твердых горючих ископаемых и может использоваться как в обычном, так и в ускоренном вариантах [19]. Количество образовавшегося CO_2 определяют по привесу поглотительной трубки, содержания $C_о$ рассчитывают по формуле:

$$C_o = (a \cdot 0{,}2723) / Ав \cdot в,$$

где а — привес трубки с аскаритом, г; 0,2723 — переводной коэффициент массы CO_2 к массе C_o; в — содержание нерастворимого в 10 %-й кислоте остатка породы (НОП), %; Ав — навеска вещества для выполнения анализа, г.

При изучении битумов исследуют наиболее подвижные компоненты-битумоиды, хорошо растворяющиеся в органических растворителях. Для первоначальной характеристики битумоидов используют разновидности люминесцентно-битуминологического метода.

Предварительный контроль осуществляют капельным методом, который позволяет с помощью ультрафиолетовых источников выявить текстурные особенности распределения органического вещества в породах.

Вторичные загрязнения органического вещества эпибитумоидными элементами, обычно слабо выраженные, обнаруживают путем характеристики свечения капиллярных вытяжек. При капиллярном анализе навеску породы в 1—2 г заливают 10 мл хлороформа на 18 ч. Полученные экстракты, а также их вытяжки на полосках фильтровальной бумаги (капиллярках) просматриваются в ультрафиолетовых лучах. По цвету, интенсивности, ширине зон выделяют легкий, маслянистый, маслянисто-смолистый и смолистый типы хлороформенного битумоида, что качественно характеризует битумы конкретных образцов и позволяет установить преобладание таких компонентов, как масла, смолы, асфальтены. Кроме того, метод дает возможность предварительно оценивать сингенетические и эпигенетические битумоиды и РОВ.

Более детальную характеристику состава, а также количества битумоидов дает эталонный и компонентный люминесцентные анализы, а также метод тонкослойной хроматографии, подробное описание которых приводят в специальных руководствах [19, 22].

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД

По пробам, отобранным из керна буровых скважин и горных выработок, определяют основные показатели коллекторских свойств: пористость и проницаемость. Величина пористости оценивается с помощью коэффициентов открытой пористости, общей пористости и эффективной пористости. Коэффициенты пористости измеряются в долях единицы объема породы или в процентах. Открытую пористость (n_0) определяют путем измерения массы жидкости, заполняющей при насыщении поры исследуемого образца. Испытуемый образец высушивают при температуре 105 °С до постоянной массы и взвешивают (m_0, кг); затем его помещают в вакуум и насыщают жидкостью (керосином). После удаления излишней жидкости с поверхности образец снова взве-

шивают (m_1, кг). Для расчета открытой пористости необходимо знать объем образца, для чего его взвешивают в керосине (m_2, кг).

Отношение объема пор к объему образца дает открытую пористость (в %):

$$n_0 = \frac{m_1 - m_0}{m_1 - m_2} \cdot 100.$$

Общую пористость n (в %) пород определяют путем измерения плотности газонасыщенной породы (ρ) и минеральной плотности ($\rho_{мн}$) и рассчитывают по формуле:

$$n = (1 - \frac{\rho}{\rho_{мн}}) \cdot 100 .$$

Плотность породы ρ (в кг/м^3) определяют методом гидростатического взвешивания. При взвешивании последовательно получают массу образца m_1 и массу образца, погруженного в воду, m_3. После этого плотность породы вычисляют по выражению:

$$\rho = m_1(m_2 - m_3).$$

Минеральную плотность породы $\rho_{мн}$ (в кг/м^3) находят методом определения объема скелета путем взвешивания тарированного пикнометра с жидкостью и породой. Жидкость и породу предварительно вакуумируют для удаления воздуха. Минеральную плотность вычисляют по уравнению:

$$\rho_{мн} = \frac{(m_7 - m_5)\rho_ж}{(m_6 - m_5) - (m_8 - m_7)},$$

где масса: m_5 — пустого пикнометра, кг; m_6 — пикнометра с жидкостью, кг; m_7 — пикнометра с породой, кг; m_8 — пикнометра с породой и жидкостью, кг; $\rho_ж$ — плотность жидкости, кг/м^3.

Эффективную пористость (в %) определяют по формуле:

$$n_э = n_0(1 - \alpha),$$

где n_0 — открытая пористость, %; α — остаточная водонасыщенность.

Под остаточной водонасыщенностью α понимают долю объема остаточной воды $V_{во}$ в объеме порового пространства $V_п$:

$$\alpha = V_{во}/V_п.$$

Остаточную водонасыщенность определяют по предварительно законсервированным образцам в аппарате Закса, позволяющем оценить

объем воды по градуированной ловушке. Способ определения заключается в том, что пары воды, отогнанные из образца, поступают вместе с парами растворителя в холодильник, где они конденсируются. Вода улавливается в ловушке-мернике, а растворитель возвращается в испаритель. Кроме того, остаточная водонасыщенность может определяться экспрессным методом центрифугирования.

Эффективная пористость может определяться также петрографическим методом. При этом порода предварительно заполняется под вакуумом окрашенной бакелитовой смолой. Из обработанного таким образом образца изготовляют шлиф и по нему под микроскопом подсчитывают поры, заполненные окрашенным бакелитом.

Коэффициент эффективной пористости определяют как отношение суммарной площади пор, заполненных окрашенным бакелитом, к площади всего шлифа, т.е.

$$n_э = \frac{E_s}{S} \cdot 100,$$

где $n_э$ — коэффициент эффективной пористости, %; E_s — суммарная площадь пор, заполненных окрашенным бакелитом, м^2; S — площадь шлифа, м^2.

Проницаемость определяют путем установления зависимости между скоростью фильтрации флюида и разностью давлений.

Проницаемость горных пород выражают через коэффициент проницаемости K (в м^2) в эмпирическом уравнении Дарси [33]:

$$K = V \frac{\gamma \cdot \Delta l}{\Delta p},$$

где V — скорость фильтрации, м/с; η — динамическая вязкость, Па · с; Δp — перепад давлений на отрезке Δl, Па/м.

Проницаемость определяют на аппаратуре, позволяющей обеспечить фильтрацию и замер объема прошедшего через образец флюида при заданных перепадах давления.

В настоящее время для изучения проницаемости пород используют разнообразные установки. Принципиальная схема всех установок одинакова. Отличаются они лишь тем, что одни из них предназначены для определения проницаемости пород при малых фильтрационных давлениях (приборы ГК-5, ТНФ-1, ВВК-1), другие — для изучения проницаемости при давлениях, близких к естественным условиям залегания (установка УИПК-1м).

С целью изучения проницаемости пород на указанных установках применяют образцы цилиндрической формы диаметром 20—30 мм. Изготавливают их способом выбуривания победитовыми (алмазными) коронками или путем обтачивания на наждачных кругах.

Проницаемость пород при малых фильтрационных давлениях определяют на приборе ГК-5. Он состоит из кернодержателя, манометров, осушителя газа и набора газовых расходомеров. Источником газа является сжатый азот или воздух. Проницаемость на этом приборе измеряют следующим образом. Испытуемый образец зачехляют в специальную резиновую манжету узла кернодержателя и уплотняют ручным прессом. Затем на входе перед образцом с помощью балонного газа создают давление 0,1—0,5 МПа и продувают его через образец до получения равномерного потока, после чего производят замер газометром количества газа, прошедшего через образец, и выполняют расчет проницаемости.

Проницаемость пород при давлениях, близких к природным, определяют на установке УИПК-1м, которая позволяет в широких пределах моделировать условия пластового (до 30 МПа) и геостатического (до 6 МПа) давления и регулировать температуру от +10 до +80 °С. Установка оборудована кернодержателем, измерительными прессами, поршневыми разделителями (контейнерами), образцовыми манометрами, осушителем газа, запорными вентилями и распределителями. Фильтрующимся газом служит сжатый азот.

Определение проницаемости пород на установке УИПК-1м основано на принципе заданного расхода газа. Заданный расход создается поршнями контейнеров, приводимыми в действие гидропрессами, один из которых движется на сжатие, проталкивая газ через образец, другой, двигаясь в сторону разрежения, отсасывает газ из образца. За счет этого на торцах образца создается разность давлений, величина которых перед образцом и после него регистрируется образцовыми манометрами. По количеству прошедшего через образец газа и разности давлений устанавливают проницаемость пород.

5. КАМЕРАЛЬНАЯ ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ

Камеральная обработка материалов, получаемых в процессе изучения газоносности пород, должна осуществляться непосредственно в процессе полевых и лабораторных работ и по их завершении, вплоть до окончания составления отчета. Камеральные работы включают как первичную обработку результатов изучения газоносности пород конкретными методами (с применением керногазонаборников, газового каротажа, пластоиспытателей, газовых съемок и др.), так и обобщение, анализ первичных данных, полученных в процессе полевых и лабораторных исследований, приведение их к виду, пригодному для использования в целях получения выводов о содержании и распределении природных газов в угленосной толще, прогнозирования газообильности выработок буду-

щих шахт, планирования и осуществления мероприятий по предупреждению газовой опасности и народнохозяйственному использованию содержащегося в породах природного газа.

Первичная обработка результатов заключается в определении представительности пород, отбираемых керногазонаборниками, интерпретации данных ГИС, диаграмм газового каротажа, кривых притоков и восстановления давления при испытании скважин пакерными устройствами, в расчете значений газоносности по результатам отдельных видов исследований, определении пластового давления, вычислении природного соотношения газовых компонентов, расчете средних значений газоносности и коллекторских свойств основных разновидностей пород, определении содержания в них рассеянного органического вещества и т.п.

Достоверность измерения газоносности пород различными методами целесообразно оценивать путем сопоставления получаемых данных с результатами измерений в горных выработках (газовые съемки) как наиболее достоверными. При наличии систематических отклонений от данных шахтных измерений результаты определения газоносности другими методами корректируются путем введения повышающих или понижающих поправочных коэффициентов, величина которых выводится на основании обработки статистически достоверных результатов сопоставления. В итоге первичной обработки геофизических и других данных в разрезах скважин должны выделяться коллекторы и покрышки, определяться емкостные и фильтрационные свойства пород, показатели газо- и водонасыщенности коллекторов, выявляться коллекторы, содержащие свободный газ и водоносные горизонты.

Одна из основных форм обобщения результатов работ, выполненных различными методами, — их совместное отображение на геолого-газовых разрезах, структурных картах газовых залежей, детализированных геологических разрезах газовых залежей, графиках изменения газоносности различных литотипов пород с глубиной. Во всех случаях на графических документах должны раздельно отображаться количества сорбированного газа, свободного газа, газовых скоплений и газа, растворенного в пластовых подвижных водах.

На геологические разрезы газовых залежей в масштабе 1 : 1 000 (рис. 3) совместно с литологической, тектонической, гидрогеологической и прочей нагрузкой выносят следующие элементы геологических условий газоносности пород и относящиеся к ним показатели:

интервалы газопроявлений, выявленных в процессе бурения и газового каротажа;

интервалы (точки) опробования и испытания пород на газоносность, а также для определения их коллекторских свойств, содержания рассеянного органического вещества и битумов;

результаты изучения газоносности пород и связанных с ней параметров по конкретным интервалам и точкам проведения исследований;

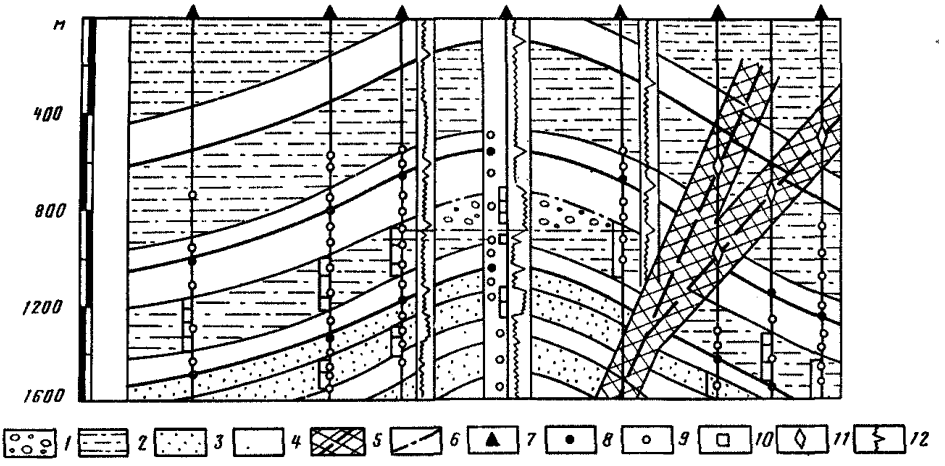


Рис. 3. Схематический геологический разрез газовой залежи
1 — газонасыщенный песчаник; *2* — водонасыщенный песчаник; *3* — безводный песчаник; *4* — алевролит; *5* — зона повышенной трещиноватости; *6* — линия газоводяного контакта (ГВК); *7* — разведочные скважины; *8* — места отбора угольных проб; *9* — места отбора угольных проб; *10* — интервалы испытаний КИИ-65; *11* — места тампонажной фиксации трещин; *12* — диаграмма газового каротажа

результаты измерения пластового давления;
границы распространения пород-коллекторов;
поверхности контакта газ — вод (ГВК);
границы газовых залежей.

На прогнозных структурных картах микрозалежей свободного газа (рис. 4) и в масштабах 1 : 5 000 — 1 : 10 000 изображены данные, относящиеся к пластам песчаников и других пористых, трещиноватых, кавернозных пород, способных аккумулировать газ и залегающих в условиях, благоприятствующих образованию и сохранению газовых залежей. На картах строят изогипсы контакта коллектора с флюидоупором, проекции линии пересечения кровли пласта с горизонтальной поверхностью контакта газ — вода по результатам проведенных испытаний и других исследований и фиксирующие внешний контур газоносности. В качестве вспомогательной информации на карту выносят проекции точек пересечения кровли пласта разведочными скважинами, особым образом обозначают скважины, по которым выполнялись специальные исследования пород на газоносность и относящиеся к ней параметры, показывают основные результаты этих исследований, изображают проекции пересечения структурной поверхности разрывными нарушениями.

Детализированные геологические разрезы газовых залежей, как правило, составляют в более крупном масштабе, чем геолого-газовые разрезы, с более детальным изображением вариации литологических особенностей пласта-коллектора, его коллекторских свойств, условий

Рис. 4. Структурная карта и разрез (I—I′) микрозалежи свободного газа в угленосных отложениях

1 — газонасыщенный песчаник; *2* — водонасыщенный песчаник; *3* — безнапорный горизонт; *4* — алевролит; *5* — угольный пласт и его индекс; *6* — изогипса кровли пласта (м); *7* — внешний контур газовой залежи; *8* — разрывное нарушение

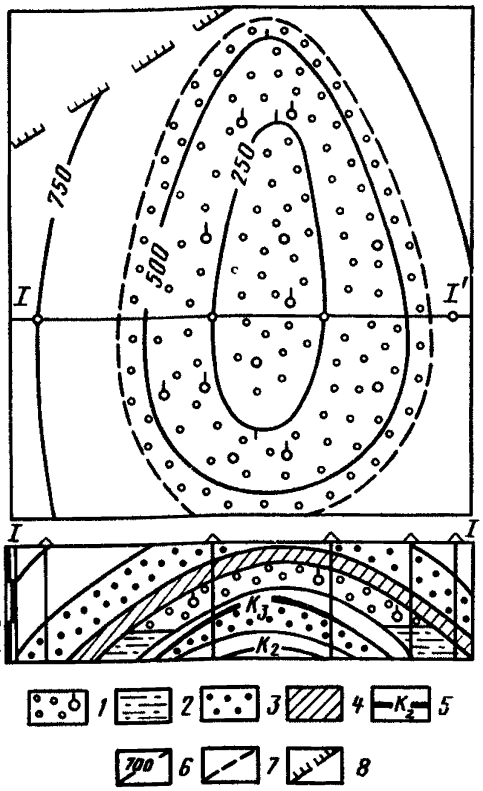
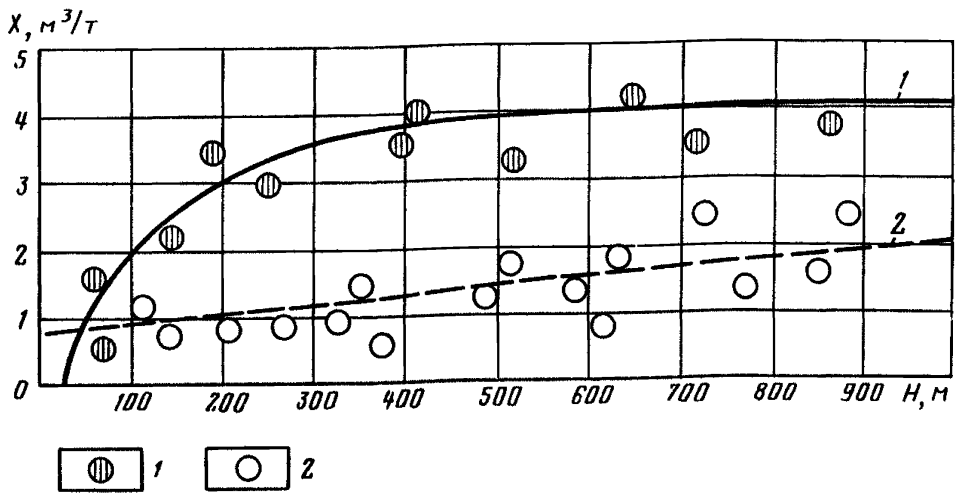


Рис. 5. Графики изменения газоносности с глубиной углистых (1) и неуглистых (2) вмещающих пород

X — газоносность, $м^3/т$; H — глубина, м. Результаты определений газоносности пород: *1* — углистых, *2* — неуглистых



залегания, а также интервалов исследований, выполненных в скважинах, и результатов этих исследований.

Графики изменения газоносности пород с глубиной (рис. 5) строят в прямоугольных координатах; точки, отвечающие различным литологическим типам пород, изображают разными условными обозначениями;

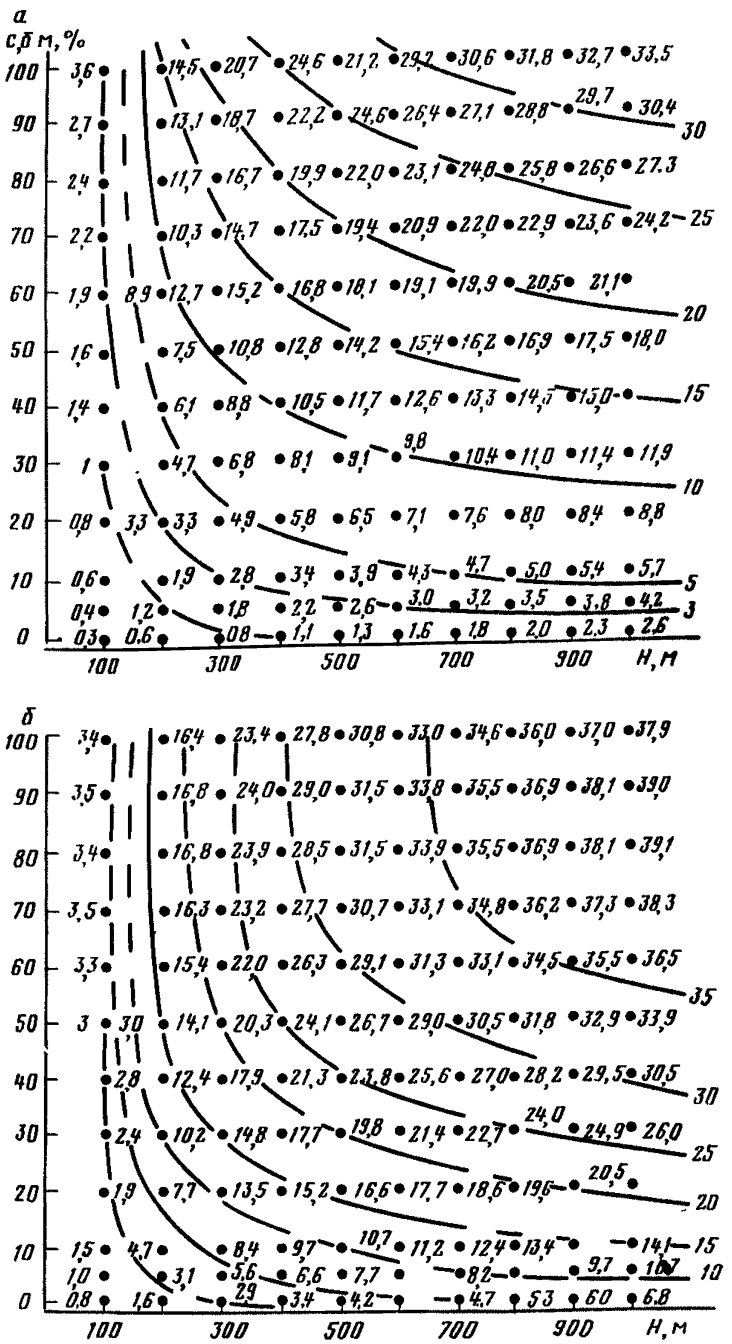


Рис. 6. Номограммы зависимости метаноносности угольных пластов и вмещающих пород от глубины залегания (Н) и содержания сухой беззольной массы (с.б.м. %) поля шахты 1 (Центральная) Усинского месторождения. *По Б.М. Зимакову, А.В. Подмаркову*

а — $м^3/т$; *б* — $м^3/м^3$

в соответствии с характером расположения точек отстраивают кривые, служащие графическим выражением зависимости.

Для графического выражения и использования закономерных связей между значениями газоносности, измеренными в процессе геологоразведочных работ, и определяющими ее факторами, рекомендуется построение сеточных диаграмм (по Б.М. Зимакову и А.В. Подмаркову). В качестве примера на рис. 6 приведена сетчатая диаграмма, полученная применительно к условиям одного из шахтных полей Усинского угольного месторождения в Печорском бассейне и позволяющая характеризовать метаноносность угольных пластов и вмещающих пород на участках с разной глубиной залегания и различным содержанием сухой беззольной массы.

Использование диаграмм для решения практических задач сводится к следующему. Из точек, соответствующих конкретным значениям глубины (на оси абсцисс) и содержанию сухой беззольной массы (на оси ординат), проводят до пересечения прямые линии, перпендикулярные к этим осям. Значение метаноносности, отвечающее заданному сочетанию исходных параметров (глубины и содержания сухой беззольной массы), находят путем интерполяции, в зависимости от положения точки пересечения прямых между имеющимися на монограмме изолиниями.

Сетчатая номограмма, приведенная в качестве примера, и аналогичные ей номограммы пригодны, в частности, для ориентировочной оценки газоносности отдельных блоков месторождений. Строят их путем предварительного определения значений интересующих показателей газоносности при различных сочетаниях определяющих их "исходных" параметров, изображения множества соответствующих точек (узлов сетки) в прямоугольной системе координат и проведения на диаграмме (путем интерполяции между этими узлами) линий равных значений подлежащего оценке параметра. При построении сетчатой номограммы учитывались установленные по данным газового опробования закономерности изменения природной метаноносности угольных пластов с глубиной, зависимость метаноносности от содержания органического вещества в углях и углесодержащих породах, изменения их объемной плотности и других факторов.

Наряду с графическим обобщением данных в процессе камеральной обработки материалов вычисляют усредненные значения измеренных параметров для отдельных литологических разностей пород, слоев пластов-коллекторов и флюидоупоров, зон разрывных нарушений, складчатых структур и пр., помещаемые в текстильную часть и соответствующие таблицы совместно с графическими приложениями раздела по газоносности угольных пластов и углевмещающих пород геологических отчетов.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗЛОЖЕНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ УГЛЕВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД В ОТЧЕТАХ О ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ

Характеристика работ по изучению газоносности углевмещающих пород и результатов проведенных исследований приведена в геологических отчетах на всех стадиях геологоразведочного процесса вплоть до стадии доразведки. Относящиеся к этому сведения помещают в разделе "Газоносность".

При составлении отчета о поисково-оценочных работах в разделе "Газоносность" или специально выделенном в его составе подразделе должны содержаться текстовая часть, табличные и графические приложения, относящиеся к газоносности пород.

В текстовой части приводят:

краткое описание методики работ, связанных с изучением газоносности пород, с указанием видов и объемов выполненных исследований;

обзор литературных и фондовых материалов, характеризующих нефтегазоносность угленосных отложений, покрывающих и подстилающих их толщ осадочных пород;

сведения о зафиксированных на данной стадии газопроявлениях в скважинах, искусственных и естественных обнажениях;

сведения о газовыделениях из пород на ближайших угольных шахтах, находящихся в аналогичных геологических условиях;

перечень отложений, способных служить коллекторами свободного и сорбированного газа;

данные о газоносности пород, установленные по результатам газового каротажа, если таковой проводился по перспективным газовым структурам.

На основании результатов анализа полученных сведений, учета существенных структурных, литологических, гидрогеологических и других предпосылок к накоплению и сохранению природных газов в тексте дают предварительную оценку газоносности пород, излагают общие представления о возможности существования или отсутствия ловушек свободного газа и приуроченных к ним газовых залежей, о наличии, местоположении, размерах антиклинальных поднятий, сводов и т.п., различных типов структурных и неструктурных ловушек; приводят рекомендации о направлении дальнейших исследований по изучению газоносности пород на месторождении (участке).

В виде таблиц* приводят следующие данные;

---

* Табличные приложения составляются в соответствии с формами, рекомендуемыми в "Инструкции" [17].

сведения о фактической газообильности выработок, пройденных по породам на близлежащих шахтах, работающих в аналогичных геологических условиях;

результаты изучения коллекторских свойств пород, содержания в них органического вещества;

результаты оценки газоносности пород по данным газового каротажа;

результаты химического анализа проб газа, отобранных в процессе поисково-оценочных работ.

Специальные графические материалы должны быть представлены диаграммами ГИС и газового каротажа с их интепретацией — выделением возможно газоносных и водоносных объектов. Кроме того, на геологических картах и разрезах, составляемых по материалам поисково-оценочных работ, показывают зоны предполагаемого развития газовых ловушек структурного типа, обусловленных тектоническими факторами, и неструктурных ловушек, связанных с благоприятным сочетанием литолого-стратиграфических и гидрогеологических факторов, обозначают места отбора проб пород и газа, проведения газового каротажа, основные результаты лабораторного изучения породных и газовых проб.

При составлении отчета о результатах предварительной разведки в текстовой части раздела "Газоносность" или выделенного в нем подраздела:

излагают методику работ по изучению газоносности пород с указанием их видов и объемов применительно к изучению разных форм нахождения природных газов;

дают обзор всех имеющихся материалов о нефтегазоносности угленосной толщи, покрывающих и подстилающих ее отложений;

приводят данные о газообильности горных выработок, пройденных по породам на действующих шахтах, расположенных в районе проведения геологоразведочных работ и находящихся в аналогичных геологических условиях, средних и максимальных значениях газообильности выработок в зависимости от литологической принадлежности вскрываемых ими пород и глубины ведения горных работ, сведения о характере и масштабах суфлярных выделений газа из пород;

приводят данные о внезапных выбросах пород и газа в тех же выработках;

дают характеристику коллекторских свойств всех литологических разностей пород;

описывают коллекторы, их свойства, степень газо- и водонасыщенности и изменений по площади и в разрезе;

характеризуют покрышки, их мощности и литологические особенности;

приводят сведения о насыщенности пород углистым веществом,

маломощными пластами и пропластками или их суммарной мощности; сведения о газоносности основных литологических разностей пород по результатам опробования керногазонаборниками, исследований газовым каротажем и пластоиспытателями;

дают материалы о газоносности маломощных угольных пластов и пропластков;

характеризуют пластовые давления и другие параметры по результатам применения пластоиспытателей;

описывают данные о гидрогеологических и газо-гидрогеологических особенностях участка;

приводят сведения о компонентном составе природных газов и форме их нахождения; сведения о наличии или возможности существования в углевмещающих породах ловушек газа с приуроченными к ним газовыми залежами;

приводят данные об основных закономерностях изменения газоносности пород по площади разведываемого участка и в вертикальном разрезе раздельно по формам нахождения газа;

дают общую оценку качества и достоверности результатов работ по изучению газоносности пород;

приводят рекомендации по содержанию дальнейших исследований по изучению газоносности пород на стадии детальной разведки.

В прилагаемых к разделу (подразделу) табличных материалах отражают результаты: изучения коллекторских свойств пород и содержания в них рассеянного органического вещества; изучения газоносности пород керногазонаборниками, газовым каротажем, пластоиспытателями, методами ГИС; измерения пластовых давлений газа в газоносных горизонтах газовых залежей, пластового давления воды и давления насыщения в водоносных горизонтах; изучения газонасыщенности подземных вод; изучения химического состава содержащихся в породах природных газов.

Обязательными графическими приложениями к разделу (подразделу) являются: геологические разрезы газовых месторождений (см. раздел 5 и рис. 3);

структурные карты с выделением на них антиклинальных зон (см. рис. 4), благоприятствующих скоплению свободных газов; копии интерпретированных диаграмм ГИС, включая замеры давления бурового раствора глубинными манометрами, для интервалов разреза, представленных коллекторами с покрышками, или интервалов предполагаемого насыщения коллекторов газом или водой; графики изменения газоносности пород с глубиной раздельно для каждой из форм нахождения газа (см. рис. 5); кривые притока и восстановления давлений, записанные в процессе испытания пластов.

Кроме того, на геологических картах и планах, составляемых по результатам предварительной разведки, должны быть отмечены сква-

жины и другие выработки, по которым проводились исследования, связанные с изучением газоносности пород, по возможности указаны значения полученных при этом параметров газоносности, коллекторских свойств пород, содержания в них рассеянного органического вещества, компонентного состава газа и т.п. При наличии благоприятных предпосылок к образованию ловушек неструктурного типа места их возможной локализации показывают на геолого-газовых разрезах и структурных картах. В отчете о результатах детальной разведки угольного месторождения (участка) текстовая часть подраздела, посвященного газоносности пород, должна содержать:

подробную характеристику методики и объемов работ по изучению газоносности, обусловленной каждой из форм нахождения газов;

аналитический обзор всех известных материалов о нефтегазоносности исследованной территории и результатов работ по изучению газоносности углевмещающих пород на более ранних стадиях поисков и разведки месторождений;

сведения о газообильности подземных выработок, пройденных по различным литологическим разностям пород на действующих шахтах, работающих в пределах разведуемого участка или на территории района в аналогичных геологических условиях; данные о закономерностях газообильности выработок с глубиной в зависимости от изменения структурно-тектонических, гидрогеологических и других условий;

данные о локализации, характере и масштабах газовыделения из пород на действующих шахтах в форме суфляров, о внезапных выбросах пород и газа;

сведения о нефтегазопроявлениях, зафиксированных при бурении и опробовании скважин, а также в искусственных и естественных обнажениях;

сведения о коллекторских и сорбционных свойствах, включая степень раскрытости трещин выделяемых на месторождении литологических разностей пород, о содержании в них рассеянного органического вещества, закономерностях пространственной изменчивости коллекторских сорбционных свойств и содержании РОВ в зависимости от глубины и других природных факторов;

данные о наличии, локализации, пространственных взаимоотношениях коллекторов свободного газа и флюидоупоров;

сведения о значениях газоносности выделяемых в разрезе литологических разностей пород, установленных по данным опробования керногазонаборниками и пластоиспытателями, по результатам газового каротажа и подземных газовых съемок на шахтах, о закономерностях изменения газоносности пород (раздельно по формам нахождения газа) в зависимости от глубины их залегания, наличия и характера пликативных и дизъюнктивных структур, трещиноватости, гидрогеологических условий и других природных факторов;

сведения о газоносности маломощных угольных пластов и пропластков;

данные о компонентном составе извлеченных из пород природных газов;

сведения о наличии, геологической обусловленности, форме, размерах и локализации залежей (микрозалежей) свободного газа в угленосной толще и покрывающих ее отложениях, о характере газонасыщения, емкостных и фильтрационных свойствах пород, вмещающих залежь, объеме газа, сосредоточенного в каждой из них;

данные о пластовых давлениях, замеренных в различных частях угленосной толщи и в особенности в газовых залежах, о закономерностях изменения давлений в зависимости от различных геологических факторов;

сведения о гидрогеологических особенностях участка, о газонасыщенности подземных вод, количестве и компонентном составе растворенных в них газов;

данные о количестве сорбированного газа в угленосных отложениях;

рекомендации по целесообразности и способах попутного использования природного газа;

характеристика качества, полноты и достоверности результатов работ по изучению газоносности пород.

При расхождении (более чем на 30 %) данных, полученных при изучении газоносности пород керногазонаборниками, пластоиспытателями, газовым каротажем и при сорбционных исследованиях, следует принимать в качестве наиболее достоверных следующие значения: по углистым нетрещиноватым породам, аргиллитам, алевролитам и слабопористым песчаникам — данные газоносности по керногазонаборникам; по мелкозернистым нетрещиноватым слабоуглистым или неуглистым породам — данные газоносности по газовому каротажу; по проницаемым пористым и слаботрещиноватым породам — данные по пластоиспытателям. При расхождении данных по газоносности пород на величину менее 30 % следует принимать среднеарифметические значения.

В таблицах, прилагаемых к подразделу, отражают те же сведения, что и на стадии предварительной разведки, уточненные с учетом вновь полученных данных, а также данные о количестве природных газов, содержащихся на разведанном участке.

Графические документы, отражающие результаты изучения газоносности пород на стадии детальной разведки, — те же, что указаны для стадии предварительной разведки, с соответствующим повышением их полноты и достоверности за счет получения и использования нового фактического материала. Кроме того, должны прикладываться планы или фрагменты планов горных работ по действующим шахтам с указанием на них мест, где наблюдались суфлярные выделения газа из пород, вне-

запные выбросы пород и газа, а также детализированные геологические разрезы, отражающие строение газовых залежей, и графики результатов режимных наблюдений, выполненных в связи с изучением этих залежей.

При значительном влиянии на газоносность пород гидрогеологических факторов могут составляться специальные гидрогеологические карты по отдельным водоносным комплексам с выделением областей их питания и разгрузки, обозначением величины напоров, упругости растворенных газов и мест их возможного скопления.

7. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ИЗУЧЕНИЮ ГАЗОНОСНОСТИ ПОРОД

Во всех геологоразведочных организациях, принадлежащих к системам Министерства геологии СССР и Министерства угольной промышленности СССР и производящих разведку угольных месторождений, рекомендуется создавать следующие специализированные подразделения, занимающиеся изучением газоносности угольных пластов и вмещающих пород; 1) тематическую газовую партию, включающую группу по испытанию пластов пакерными устройствами и группу газового опробования; 2) газокаротажные отряды; 3) газовую лабораторию.

Тематические газовые партии организуют в производственных геологических объединениях, производящих разведку угольных месторождений двумя и более экспедициями. На партию возлагают планирование и проектирование работ по изучению газоносности во всех предприятиях объединения, составление разделов по газоносности в геологических отчетах или методическое руководство по составлению этих разделов, проведение тематических исследований, направленных на совершенствование методики и повышение эффективности работ по изучению газоносности угольных бассейнов и месторождений с учетом специфики геологических условий угленосных районов.

Штат партии* представлен начальником партии, старшим геологом, инженером-геологом, инженером-геофизиком.

Группа по испытанию пластов находится в непосредственном подчинении тематической газовой партии. Она оснащена пластоиспытателями и самоходной полевой лабораторией для их подготовки к работе. Группа выполняет все виды работ, связанные с изучением газоносности пластоиспытателями. Состоит она из руководителя — старшего инженера, геолога, оператора, шофера.

---

* Состав структурных подразделений должен уточняться с учетом условий ведения работ.

Группа газового опробования, также подчиняющаяся тематической газовой партии, должна иметь в каждой экспедиции инженера по газовому опробованию и техника-буровика (газоотборщика). В обязанности инженера входит организация опробования, сбор сведений о газообильности действующих шахт, оперативная камеральная обработка данных опробования и испытаний.

Техник-буровик (газоотборщик) обязан следить за подготовкой оборудования в мастерской экспедиции к опробованию, лично присутствовать при отборе проб керногазонаборниками, организовывать своевременную доставку проб в лабораторию. При отборе керногазонаборниками свыше 15 проб в месяц число техников-буровиков (газоотборщиков) может быть увеличено.

Все газокаротажные исследования по намеченным к изучению скважинам проводят газокаротажным отрядом, подчиненным геофизической экспедиции. Отряд должен иметь газокаротажную станцию типа АГКС-4 или АГКС-65. Отряд состоит из начальника отряда — геофизика, оператора, шофера.

Газовая лаборатория подчиняется центральной лаборатории геологического объединения и проводит следующие виды работ:

термовакуумную дегазацию проб, отобранных в герметические стаканы и керногазонаборниками;

дегазацию проб жидкости;

анализ газа;

определение пористости и проницаемости пород;

описание, обработку керна и передачу проб на теханализ и другие виды исследований;

безударное разрушение породных образцов и их последующую термовакуумную дегазацию;

определение содержания органического (углистого) вещества, состава и содержания присутствующих в породах битумов;

сорбционные исследования пород (одна установка на бассейн или на несколько месторождений региона).

Лаборатория комплектуется дегазационной установкой, несколькими хроматографами, одной установкой АКМ-Керн, приборами для определения коллекторских свойств и другим оборудованием.

Лаборатория представлена начальником — инженером-химиком, инженерами, лаборантами.

При необходимости в составе тематической газовой партии или производственной углеразведочной организации создается группа по проведению газовых съемок.

Приложение 1

УСТРОЙСТВО И СПОСОБ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕРМЕТИЧЕСКИХ СОСУДОВ

Герметические сосуды для отбора породогазовых проб по скважинам в процессе газового каротажа и в подземных горных выработках (при проведении газовых съемок) подразделяются на 4 типа (рис. 7): СГ-60, СГ-58-8 (для отбора проб керна); СШ-1 (для отбора проб в шахтах); СБР-1 (для разрушения породно-газовых проб).

Пробы в герметические сосуды отбирают немедленно после извлечения керна из колонковой трубы, без описания и очистки его от промывочной жидкости. Стакан загружают максимально большим образцом породы массой 500—700 г.

В герметические сосуды типов СГ-60 и СШ-1 пробы отбирают следующим образом. В сосуд *1* с крышкой *3* и прокладкой *2* помещают образец. На патрубке крышки заранее перекрывают резиновую трубку *4*, навинчивают предохранительный колпачок *5*. Окончательная герметизация пробы в сосуде производится плотным навинчиванием крышки накидными ключами (СГ-60) или ввинчиванием винтов (СШ-1).

Для предотвращения попадания воздуха в свободное пространство, не занятое породой, применяются герметические сосуды типа СГ-58-8. В заполненный водой металлический сосуд *1* помещают свежеотобранную пробу керна, которую герметически закрывают крышкой *6* с ввинченной в нее гайкой *2*, зажимающей резиновую прокладку *3*. Избыточная вода при завинчивании крышки накидными ключами выходит через Г-образное отверстие. В лаборатории дегазация сосуда производится с помощью вентиля *8*, в направляющий шток *7* которого вставляется резец *4* для прорезки герметизирующей резиновой прокладки *3*. Достоинство сосуда — повышенная достоверность получаемых с его помощью данных о природном соотношении газовых компонентов, недостаток — необходимость продолжитель-

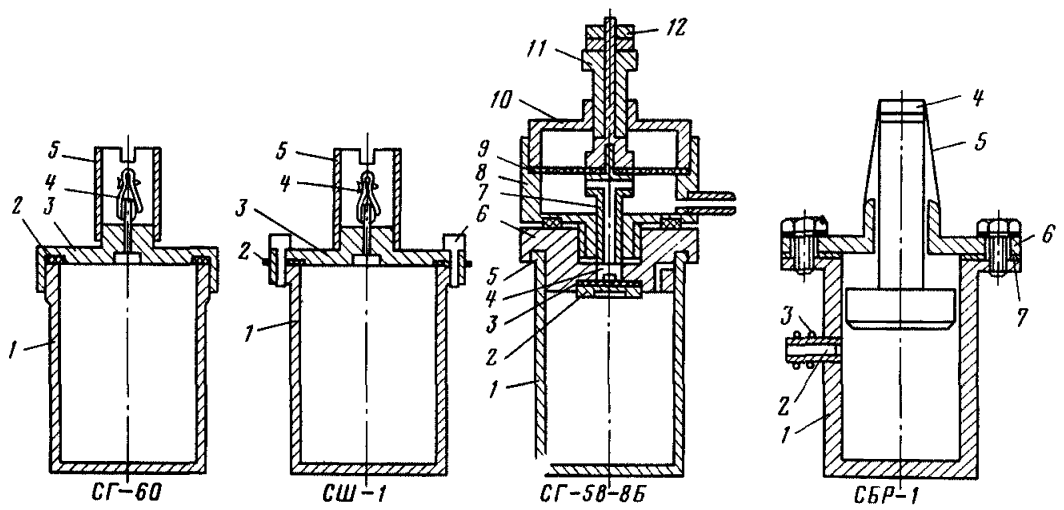


Рис. 7. Типы герметических сосудов

ной дегазации керна до полного испарения и предохранения сосуда с пробой от замерзания.

Для извлечения остаточного газа из замкнутых пор и трещин отдегазированные пробы перекладываются из герметических сосудов или керноприемников в сосуды типа СБР-1. Пробу в сосуде герметизируют крышкой *6* с закрепленными на ней резиновым чехлом *5* с резиновой прокладкой и винтами. Загерметизированные пробы подвергают безударному разрушению под прессом, которое предотвращает новообразование газов и дегазируется путем нагревания и вакуумирования, пробы газа анализируют в лаборатории (см. раздел 4).

Компонентный состав газа и остаточную метаноносность пород рассчитывают в соответствии с правилами, изложенными в прил. 10 к Инструкции [17].

Приложение 2

ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ ГЕРМЕТИЧЕСКОГО КЕРНОГАЗОНАБОРНИКА ДЛЯ ОТБОРА ПОРОДНО-ГАЗОВЫХ ПРОБ

Герметический керногазонаборник (КГН) для отбора породно-газовых проб должен отвечать комплексу требований, позволяющих получать представительные керновые пробы с сохранением природного содержания газов в породах. Данный комплекс включает следующие требования к конструкции КГН и технологии отбора.

1. Обеспечивать полное сохранение газа, находящегося в свободном состоянии в порах и трещинах, а также в сорбированном состоянии в угольном пласте, пропластках и вмещающих породах, в процессе перебурки; гарантировать герметичность пробы при подъеме, транспортировке и дегазации.

2. Работать в разведочных скважинах диаметром 76 и 92 мм с выходом и поглощением промывочной жидкости.

3. Обеспечивать выход керна по углю и породе не менее 80 %.

4. Бурить по углю, прослоям и породе с самонастройкой на забое.

5. В прибор не должны попадать промывочная жидкость и выделяющийся из нее газ.

6. Керн должен подниматься столбиком, кроме самых хрупких разностей углей.

7. Керн должен быть наибольшим при данном диаметре бурения и плотно прилегать к приемной коронке.

8. Скорость перебурки должна быть наибольшей, но не менее 10 см/мин при перебурке по углю и не менее 5 см/мин — по породе.

9. Скорость промывки должна быть минимально допустимой (порядка 80 л/мин).

10. Длина керноприемной и газосборной частей должна легко изменяться путем замены керноприемной и газосборной труб.

11. Нижняя часть прибора с керном должна герметизироваться на забое; герметизация газосборной части может производиться на поверхности, если в конструкции прибора предусмотрен водяной затвор.

12. Керноприемник должен быть полностью заполнен углем или породой, допускается наличие залитой перед спуском чистой воды или раствора поваренной соли.

13. В процессе бурения и подъема газ, выделяющийся из керна, должен беспрепятственно проходить в газосборник.

14. Герметичность прибора должна надежно проверяться в полевых и лабораторных условиях.

15. Давление газа в приборе должно замеряться после отбора пробы и при поступлении ее в лабораторию.

16. В приборе не должно быть деталей из цветных металлов и сплавов, реагирующих с газами или промывочной жидкостью.

17. Керногазонаборник должен работать во всех скважинах, где производится перебурка двойными колонковыми трубами, без проведения специальных мероприятий (смена раствора, чистка скважины перед перебуркой и т.д.).

18. Керноприемная часть не должна превышать 1 — 1,5 м.

19. Загерметизированные пробы должны выдерживать перевозку в открытых кузовах грузовиков в утопленных ящиках.

20. Срабатывание прибора должно быть не менее 80 %.

Для породно-газового опробования могут использоваться применяемые в настоящее время модели керногазонаборников, отвечающие изложенным требованиям.

Приложение 3

ВЫДЕЛЕНИЕ НЕКОНДИЦИОННЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И СЛОЕВ УГЛИСТЫХ ПОРОД В РАЗРЕЗАХ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА

Большинство некондиционных угольных пластов обычно пропускают при бурении; угольные пропластки и слои углистых пород лишь отмечают при описании керна. Вследствие этого геофизические исследования в скважинах — основной способ установления их мощности, строения и положения в разрезе в связи с изучением газоносности угольных месторождений.

Углистые породы в разрезе выделяют путем сопоставления диаграмм интенсивности рассеянного гамма-излучения и кавернометрии. Угли всех марок характеризуются максимальными значениями интенсивности рассеянного гамма-излучения. На участках с незначительной кавернозностью такие аномалии однозначно классифицируются как угольные пласты. Для уточнения мощности и строения углистых пород дополнительно используют замеры КС, ГК, БК.

Интервалы с увеличенным диаметром скважины так же, как и углистые породы, отмечают аномалиями повышенной интенсивности рассеянного гамма-излучения $I\gamma\gamma$. При наличии в скважине каверн выделение углистых пород затрудняется. Каждую аномалию $I\gamma\gamma$ против кавернозного участка дополнительно исследуют другими геофизическими методами. При незначительной кавернозности на участках, где угли имеют повышенное электрическое сопротивление, углистые породы характеризуются повышенными значениями на диаграммах методов $КС_{пз}$, $КС_{гз}$, БК. Интервалы с глубокой кавернозностью необходимо исследовать каротажем вызванной поляризации (ВП) с разной силой поляризующего тока. При увеличении тока питания углистые породы на диаграммах $\Delta V_{вп}$ выделяют по увеличению аномалий.

Удельное электрическое сопротивление углистых пород зависит от степени углефикации растительной органики. Электрическое сопротивление бурых углей мало отличается от сопротивления вмещающих пород, и они недостаточно четко выделяются на кривых КС, БК и ТК. Сопротивление каменных углей марок Д, Г, Ж, К, ОС и Т значительно превышает сопротивление вмещающих пород: угли отличаются высокими показаниями КС и низкими значениями ТК, Тощие и переходящие к антрацитам угли незначительно отличаются от вмещающих пород, слабо

выделяются на кривых КС. Антрациты обладают низким сопротивлением, на диаграммах КС они отмечаются четкими минимумами.

Для угольных пластов характерно пониженное значение интенсивности естественного гамма-излучения. Некондиционные по зольности пласты (высокозольные угли и углистые породы) отмечаются аномалиями меньшей амплитуды, чем пласты кондиционного угля, промежуточные между углями вмещающие породы — значениями геофизических параметров. Некондиционные по мощности угольные пласты выделяются аномалиями меньшей интенсивности и протяженности. Для выявления угольных пластов мощностью менее 20 — 25 см необходимо проводить измерения в детализационном масштабе с обязательным привлечением методов с высокой разрешающей способностью: ГГК-С, БТК, БК, $_{гр}$ПС, МСК.

С целью определения мощности угольных пластов используют геофизические *измерения в детализационном масштабе. Известен ряд способов определения мощности* [7, 8, 33]. Наиболее простой и распространенный из них состоит в том, что границы пласта определяют на кривой $КС_{гз}$ по точкам наибольшего градиента, а мощность угольного пласта оценивают как разность между проекциями этих точек на восходящих и нисходящих ветвях кривых на ось глубин. Способ применим для пластов высокого сопротивления и позволяет определять их мощность с точностью до ± 5 см.

Интервалы, представленные породами с повышенным содержанием рассеянного органического вещества, характеризуются пониженной плотностью. На каротажных диаграммах такие интервалы выделяются повышенными значениями ГГК, повышенными (для углей марок Д, Г, Ж, К, ОС, Т) или пониженными (для антрацитов) значениями кажущихся электрических сопротивлений. Количественная оценка содержания рассеянного органического вещества может производиться сопоставлением результатов геофизических измерений методами КС и ГГК с данными лабораторных определений.

Для оценки достоверности и точности результатов применения геофизических методов проводится сопоставление геофизических данных с результатами геологической документации по керну опорных скважин, по горным выработкам и грунтоносным пробам. Выход керна при этом должен быть не менее 90 %.

Геофизические измерения позволяют выделять в разрезе скважины пропластки угля и углистых пород мощностью свыше 2 — 4 см. Допустимая погрешность определения мощности пластов угля ± 5 см [8, 34].

Приложение 4

ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРОВ СВОБОДНОГО ГАЗА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ И ОПРОБОВАНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

С целью выявления и количественной оценки пород-коллекторов свободного газа по данным разведочного бурения осуществляются как попутные наблюдения, так и специальные полевые и лабораторные исследования.

Выявление пород-коллекторов при бурении и документации скважин. В процессе разведочного бурения к явным или предполагаемым коллекторам газа относятся породы, при вскрытии которых отмечаются следующие прямые признаки повышенной емкости и проницаемости:

выбросы газа и газоводяных смесей из стволов скважин;

самоизлив подземных вод или фонтанирование скважин;

поглощение промывочной жидкости;

существенное изменение физических и химических параметров промывочной жидкости в результате ее смещения с подземными водами;

наличие газопроявлений по данным газового каротажа;

раздробленность керна или развитие в нем интенсивной естественной трещиноватости, не связанной с процессом бурения;

наличие визуально различимых по керну пор и каверн;

"провалы" бурового инструмента.

В комплексе с перечисленными прямыми признаками коллектора фиксируются и учитываются в качестве косвенных признаков пониженный выход керна, интенсивное обрушение стенок скважин, "прихваты" бурового инструмента и аномальное изменение скорости проходки в процессе бурения. Все эти признаки в основном характерны для коллекторов трещинного, порово-трещинного или существенно кавернового типов, способных оказывать наиболее значительное влияние на загазованность горных выработок. Их фиксация и использование относятся к качественным методам выделения коллекторов.

Наряду с качественными применяются количественные методы выявления и оценки пород-коллекторов, позволяющие получить достаточно надежную и объективную информацию, необходимую для решения задач, связанных с изучением газоносности угольных месторождений.

Выделение коллекторов и флюидоупоров по результатам определения коллекторских свойств пород. Поровые коллекторы, обычно представленные песчано-алевритовыми отложениями палеорек, дельт и аванделът и характеризующиеся резким преобладанием межзерновой пустотности, могут не иметь столь же четкого внешнего проявления, как существенно трещинные. Поэтому их обнаруживают и оценивают главным образом по результатам изучения коллекторских свойств по образцам пород. Коллекторы этого типа среди флюидоупоров при изучении газоносности углевмещающих пород угольных месторождений можно выделять лишь ориентировочно по значениям эффективной пористости, составляющим более 0,5—5,8 % для среднезернистых, более 2 — 8 % — для мелкозернистых песчаников, более 3,3—10 % — для крупнозернистых и более 3,6 — 12 % — для мелкозернистых алевролитов при проницаемости по газу более 10^{-8} $см^2$ [36]. Эти критерии должны конкретизироваться применительно к условиям различных угольных бассейнов и месторождений по мере накопления фактических данных о характере и интенсивности газовыделения из углевмещающих пород в горные выработки и сопоставления этих данных с показателями коллекторских свойств газовыделяющих пород.

При сочетании поровой пустотности с развитой в породах кавернозностью и открытой трещиноватостью выделение и оценка коллекторов на основе изучения лишь керновых образцов, как правило, оказываются непредставительными. Более достоверные результаты, характеризующие прилегающие к скважинам части породных массивов, дает испытание пластов с применением КИИ-65 (см. прил. 7).

Флюидоупорами, ограничивающими и разделяющими коллекторы газа на угольных месторождениях, могут являться главным образом нетрещиноватые глинистые породы с низким содержанием частиц алевролитовой и псаммитовой фракций, а также образования типа глинок трения, наиболее четко приуроченных к поверхностям сместителей взбросов и надвигов, дайки, многолетнемерзлые породы. Для ориентировочной оценки экранирующей роли глинистых отложений по отношению к газу могут быть использованы данные, приведенные ниже в таблице.

С целью получения дополнительных характеристик коллекторских свойств (густоты, степени раскрытости трещин и значений коэффициента трещинной пустотности в условиях естественного залегания пород) рекомендуется использовать метод тампонажной фиксации трещин, описанный в прил. 12, а также другие способы изучения трещинных зон.

Для выявления и оценки пород-коллекторов попутно используют материалы гидрогеологических работ, выполняемых в соответствии с требованиями Инструкции по изучению и прогнозированию гидрогеологических условий угольных месторождений при геологоразведочных работах [16].

Оценочная шкала экранирующей способности глинистых пород по основным физическим параметрам [33, 36]

Группа флюидоупоров	Максимальный размер пор, мкм	Проницаемость, мкм^2	Давление прорыва газа, МПа
A	0,01–0,05	10^{-9}	10
B	0,02–0,1	$10^{-9}-10^{-8}$	10–5,5
C	0,05–0,2	$10^{-8}-10^{-7}$	5,5–2
D	0,1–0,6	$10^{-7}-10^{-6}$	2–0,7
E	0,1–0,6	$10^{-6}-10^{-5}$	0,7–0,3
F	1	10^{-5}	0,3

Коллекторы, выявленные по отдельным скважинам, прослеживаются в пределах отдельных разведочных профилей и от профиля к профилю. Результаты исследований отражаются при составлении геолого-газовых разрезов, структурных карт залежей свободного газа (см. раздел 5) и других графических документов. Необходимо учитывать приуроченность пород с повышенной емкостью и проницаемостью к тем или иным структурным элементам, слоям или группам слоев, зонам разрывных нарушений, приосевым частям складок и т.п. Для каждого из выделенных и прослеженных коллекторов определяют средние, экстремальные (минимальные и максимальные), модульные (наиболее распространенные) значения показателей коллекторских свойств и дают характеристики пространственной изменчивости этих показателей в пределах разведуемого участка по площади и на глубину.

Приложение 5

ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Коллекторы и зоны скопления свободного газа в разрезах углеразведочных скважин могут выделяться по данным стандартного поискового (1 : 200, 1 : 500) комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), выполняемого во всех скважинах (100 %) и включающего измерения электрических сопротивлений градиент- и потенциалзондами ($КС_{ГЗ}$, $КС_{ПЗ}$), гамма-каротаж (ГК), плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКП), акустический каротаж (АК), кавернометрию (Кав), инклинометрию (Инк). В специальных скважинах по изучению газоносности дополнительно в поисковый комплекс необходимо включать методы термометрии (Тер), запись давления бурового раствора скважинным манометром и повторные измерения по всему разрезу скважины прибором БКР-3 в процессе бурения.

В интервалах с повышенными коллекторскими свойствами, зонах предполагаемого скопления свободных газов (включая 10 м разреза в почве и кровле этих интервалов, зон) должны выполняться детализационные исследования (1 : 20 или 1 : 50) прибором БКР-3 (БК, ГК, ГГКП) акустическим (АК) и нейтронным гамма-каротажем (НГК). Кроме того, выполняются повторные измерения этим детализационным комплексом тех же интервалов скважин до и после их испытания.

Одна из важных физических предпосылок для выделения коллекторов при геофизических исследованиях — изменение свойств геологической среды в зоне проникновения промывочной жидкости, которое бывает наиболее значительным в

интервалах, представленных породами с повышенной проницаемостью. Кроме того, при проникновении промывочной жидкости в пористые породы на стенках скважины образуется глинистая корка, изменяющая ее диаметр. Усиленное проникновение промывочной жидкости и подземных вод через проницаемые породы приводит к образованию естественных электрических потенциалов (ПС). Существенно песчанистые породы, которые могут быть поровыми коллекторами, обычно обладают пониженной радиоактивностью и повышенной плотностью по сравнению с глинистыми флюидоупорами. Исходя из этого, при выделении пород-коллекторов по данным ГИС следует учитывать следующие признаки.

1. Наличие зоны проникновения, выявляемой по изменению электрического сопротивления пород в радиальном направлении по данным БКЗ и других методов ГИС, предусматривающих замеры зондами с различным радиусом исследования. Как правило, в коллекторах, содержащих газоводяные смеси, при бурении с использованием пресных промывочных жидкостей зоны проникновения характеризуются повышенным электрическим сопротивлением, убывающим по мере удаления от ствола скважины, что соответственно отражается на кривых, полученных зондами с различным радиусом исследования; для коллекторов, содержащих свободный газ, возможны относительное понижение значений удельного сопротивления в зоне проникновения и его увеличение в сторону массива.

2. Изменение электрического сопротивления пород в зоне поглощения при повторных замерах одним и тем же зондом ($КС_{гз}$, $КС_{пз}$).

3. Наличие глинистой корки на стенках скважин в интервале пласта, устанавливаемое по данным кавернометрии и по показаниям микрозондов.

4. Наличие отрицательных аномалий естественной поляризации при бурении с использованием пресных промывочных жидкостей.

5. Пониженные значения радиоактивности по данным ГК и рассеянного гамма-излучения (ГГК).

Для выявления скоплений свободного газа следует использовать повторные измерения температурных характеристик бурового раствора и его давления, замеренных скважинными термометрами и манометрами. Такие измерения необходимо выполнять минимум в два приема: до испытания, когда пластовые давления газа находятся в равновесии с давлением столба буровой жидкости, и затем после снижения давления, когда газ поступает в буровой раствор. Интервалы притока газа в скважину фиксируются минимумами разностного графика термометрии ΔT^0 и пониженными градиентами изменения давления ΔP МПа. В этих же интервалах отмечаются значительные изменения электрического сопротивления при повторных измерениях методом КС.

Трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы на каротажных диаграммах проявляются нечетко, их выделение обычно затруднено и в ряде случаев требует проведения специальных работ. По материалам стандартного комплекса ГИС зоны трещиноватости имеют следующие особенности:

на диаграммах электрокаротажа трещинные и кавернозные коллекторы в ряде случаев проявляются повышенной дифференциацией, мелкой изрезанностью кривых КС;

показания НГК для водоносных трещинных коллекторов понижены;

имеет место некоторое увеличение диаметра скважины, однако этот признак не характерен;

отмечается интенсивное поглощение энергии упругих колебаний (уменьшение амплитуд колебаний, увеличение эффективных коэффициентов затухания продольных и поперечных волн);

на кривых БКЗ интервалы трещинных коллекторов отмечаются двухслойными кривыми.

Для повышения достоверности выделения трещинных коллекторов следует проводить комплексную интерпретацию геофизических измерений, с использова-

нием аналитических зависимостей и сопоставления нормированных графиков нейтронного, бокового и акустического каротажа: $\Delta I_{НК}$ и $\Delta\rho_К$; ΔC и $\Delta\rho_К$. Так, например, для наиболее достоверного выделения коллекторов по способу нормализации диаграмму экранированного зонда БК следует перестроить в логарифмическом масштабе с таким модулем, чтобы кривые БК и НГК совпадали в интервалах плотных неглинистых пород. В этом случае коллекторы выделяются по расхождению кривых БК и НГК. Аналогичные трансформации следует проводить для замеров кажущегося сопротивления $\rho_К$ по данным БК и интервального времени пробега $\Delta\tau$ по каротажу АК [11].

Эффективным способом, обеспечивающим повышение достоверности геофизических прогнозов при выделении трещинных коллекторов, является использование результатов повторного каротажа с целью выявления изменений физических свойств пород-коллекторов в зоне проникновения во времени. Такие измерения можно проводить как в необсаженных скважинах в процессе образования зоны проникновения, так и в обсаженных, когда исследуется исчезновение этой зоны вследствие кальмотации. По необсаженным скважинам используют замеры электрического сопротивления, естественной поляризации и кавернометрии. Электрическое сопротивление зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости обычно уменьшается, естественное поле характеризуется как увеличением, так и уменьшением аномалий СП, диаметр скважины может увеличиваться за счет обрушения стенок скважины или уменьшаться за счет увеличения толщины глинистой корки. Выделение коллектора более эффективно, если первый замер проведен через небольшой интервал (5—10 сут) после вскрытия пласта.

Эффективность повторных исследований значительно возрастает, если изменить давление, создаваемое столбом промывочной жидкости на пласт, или физические свойства промывочной жидкости. Давление изменяют, увеличивая или уменьшая плотность промывочной жидкости, понижая или повышая ее уровень в скважинах Дополнительное давление создается также путем воздействия на пласт трубным испытателем. Первый замер проводят до изменения давления, второй — после. Коллекторы всех типов выделяют по изменениям показаний при сопоставлении двух замеров.

Физические свойства промывочной жидкости изменяют, добавляя различные активаторы. Повышая минерализацию, уменьшают удельное электрическое сопротивление, добавляя радиоактивные изотопы, увеличивают радиоактивность, а добавляя магнетит — магнитную восприимчивость. Геофизический метод выбирают в соответствии с добавляемым активатором. Первый замер проводят при обычном растворе, скважину промывают несколькими объемами активированного раствора и проводят повторные измерения. Коллекторы выделяют по изменению показаний геофизических измерений.

Распространен метод двух растворов, когда раствор активируют добавлением соли, а измерения проводят методами бокового или микробокового каротажа. Для уверенного выделения коллекторов необходимо, чтобы растворы не менее чем в 3—5 раз различались по удельному электрическому сопротивлению. При сопоставлении замеров коллекторы выделяют по снижению кажущегося сопротивления при совпадении сопротивлений в плотных породах.

Повторные исследования в обсаженных скважинах для выделения коллекторов проводят методами радиоактивного и низкочастотного акустического каротажа. Сопоставление кривых НГК непосредственно после спуска колонны и по прошествию некоторого времени позволяет по увеличению показаний выделять коллекторы газа в разрезе.

По данным ГИС могут оцениваться коллекторские свойства пород. Наиболее надежной оценке геофизическими методами поддаются значения открытой n_0 и общей n пористости. Определения проводят по результатам электрического, радиоактивного и акустического каротажа.

Определение открытой пористости по методу сопротивлений сводится к ее оценке по относительному сопротивлению—параметру пористости $P_п$ [11]. Для водонасыщенных пород $P_п$ определяется по формуле:

$$P_п = \rho_{вп}/\rho_{пв},$$

где удельное электрическое сопротивление: $\rho_{вп}$ — водонасыщенных пород; $\rho_{пв}$ — пластовых вод.

В породах со значительной (более 0,2—0,3 м) зоной проникновения для оценки $P_п$ используют результаты измерения сопротивления зоны проникновения. Для водонасыщенных пород параметр пористости $P_п$ рассчитывается по формуле:

$$P_п = \rho_{вп}/q\rho_ф,$$

а для газонасыщенных:

$$P_п = \rho_{пв}/Q\rho_ф,$$

где $\rho_ф$ — сопротивление фильтрата промывочной жидкости; q — поправочный коэффициент на смещение фильтрата промывочной жидкости и подземных вод; Q — поправочный коэффициент на остаточную газонасыщенность.

Удельное электрическое сопротивление пород $\rho_{вп}$ устанавливают по результатам интерпретации БКЗ или результатам применения зондов с большим радиусом исследования, величина $\rho_{пв}$ — по данным химических анализов, лабораторных измерений удельного сопротивления, анализа проб подземных вод или по результатам интерпретации ПС.

Удельное электрическое сопротивление пород в зоне проникновения $\rho_{вп}$ определяют по результатам интерпретации БКЗ или малых градиент-зондов (0,4—1,2 м). Сопротивление фильтрата промывочной жидкости $\rho_ф$ устанавливают по сопротивлению жидкости $\rho_с$, измеренному резистивиметром или полученному при интерпретации БКЗ и приведенному к температурным условиям пласта. Величина $\rho_ф$ составляет приблизительно $0{,}7—0{,}8\,\rho_с$.

Для определения поправочного коэффициента q используют выражение:

$$q = \frac{1}{1 - z - z\,(\rho_ф/\rho_{пв})},$$

где z — часть порового пространства, из которого подземная вода не вытеснена. Для чистых песчаных коллекторов $z = 0{,}075$ при открытой пористости $n_0 > 18$ % и $z = 0{,}05$ при $n_0 = 18$ % [11]. Известны специальные способы оценки значений коэффициента остаточной газонасыщенности, но обычно его принимают равным 1,6 [33].

Для определения открытой пористости n_0 используют эмпирические зависимости ее от параметра пористости $P_п$, выраженные графически в виде формулы:

$$n_0 = \sqrt[m]{a/P_п \cdot 100},$$

где a, m— постоянные, определяемые экспериментально по результатам измерения сопротивлений пород, насыщающих их вод и пористости при температуре залегания и эффективном давлении. При отсутствии таких данных принимают: для песчаников $a = 1$; $m = 1{,}7$; для известняков $a = 1$, $m = 2$ [34].

С целью определения коэффициента пористости глинистых коллекторов в полученные значения вносится поправка на глинистость:

$$n_0 = n_0^1 - k_{гл}\,(\rho_ф/\rho_{гл}),$$

где n_0^1 — коэффициент пористости по электрическому сопротивлению; $k_{гл}$ — объемное содержание глинистых частиц; $\rho_{гл}$ — удельное сопротивление рассеянного глинистого вещества.

Общую пористость пород n (в %) определяют по результатам акустического каротажа с помощью палетки или по соответствующему уравнению среднего времени:

$$n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} 100,$$

где Δt — интервальное время, полученное по данным акустического каротажа; $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{ж}$ — интервальное времена для скелета породы и подземных вод, устанавливаемые по результатам лабораторных исследований или по справочным данным [11].

Пористость пород может быть также определена по замерам НГК, ГГК, ПС, а для глинистых коллекторов — путем комбинирования ПС и КС.

Наряду с коллекторскими свойствами пород по данным ГИС можно оценивать их газонасыщенность. Газонасыщенность оценивается с помощью коэффициента увеличения сопротивления:

$$P_г = \frac{\rho_п}{\rho_{вп}} = \frac{1}{(1 - k_{гл}) f},$$

где f — постоянная, определяемая по экспериментальным данным или равная 2 при их отсутствии.

Сопротивление газоносных пород $\rho_п$ определяют по замерам БКЗ в контуре газоносности, сопротивление водоносных пород $\rho_{вп}$ определяют за контуром газоносности или по результатам вычислений.

Породы-коллекторы в поглощающих интервалах разреза должны быть дополнительно исследованы методами термометрии и резистивиметрии как по отдельным скважинам, так и в пределах разведуемых участков.

Приложение 6

ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ

Газовый каротаж — метод выявления газонасыщенных пород в разрезе угленосных отложений и оценки газоносности углесодержащих пород путем непрерывного определения содержания углеводородных газов в буровом растворе, измерения остаточной газоносности пород по керну, фоновой и остаточной газонасыщенности бурового раствора [30].

Для проведения газового каротажа используют автоматические газокаротажные станции АГКС-4АЦ и другие, смонтированные на автомобилях или автомобильных прицепах. Основными элементами станций являются трубчатый дегазатор непрерывного действия, датчик глубин, расходомер, пробоотборник бурового раствора, уровнемер, глубиномер, газоанализатор, панель регистрации параметров и др. Схема установки газокаротажной станции на буровой показана на рис. 8.

Применение газового каротажа для изучения газоносности пород предусматривает выполнение комплекса полевых, лабораторных и камеральных работ.

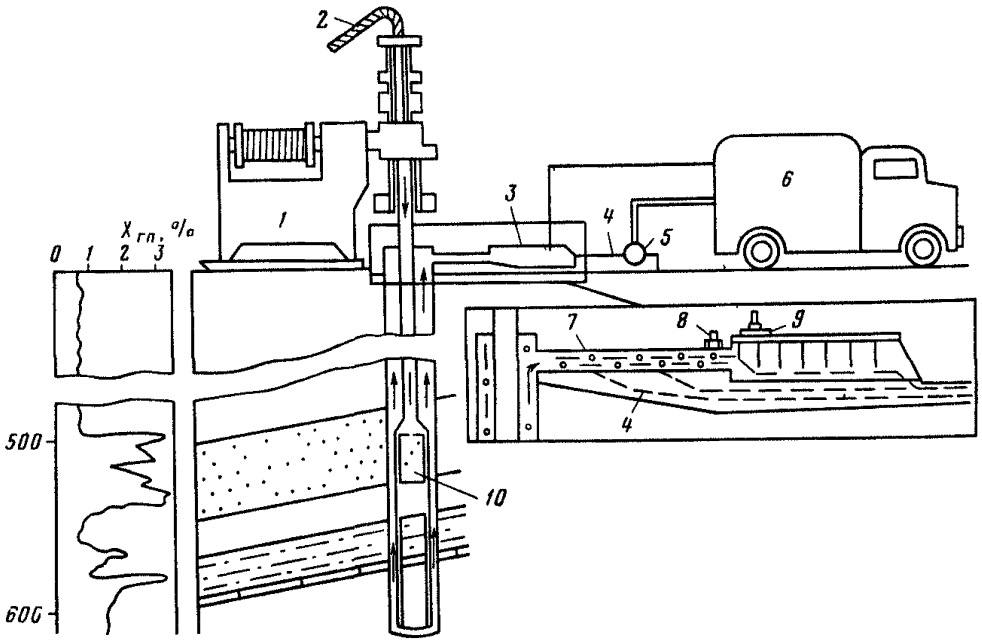


Рис. 8. Схема газового каротажа:
1 — буровой станок; *2* — нагнетательный шланг; *3* — трубчатый дегазатор ТГ-3; *4* — желоб для входящей жидкости; *5* — расходомер; *6* — АГКС; *7* — отводной патрубок; *8* — отверстие для отбора проб; *9* — газовая камера; *10* — буровой снаряд; $X_{гп}$ — газопоказания (в %)

В процессе полевых работ, выполняемых одновременно с бурением скважин, осуществляются следующие основные операции:

измерение и автоматическая регистрация с записью на ленту показаний суммарного содержания углеводородных газов; регистрация расхода бурового раствора, продолжительности проходки 1 м скважины, коэффициента разбавления в масштабе истинных глубин;

непрерывное измерение и регистрация действующих глубин;

автоматическое преобразование сигналов действующих глубин в сигналы истинных глубин;

выборочные люминесцентные исследования бурового раствора и керна на содержание в них битуминозных веществ;

периодическое определение температуры и физических свойств бурового раствора (вязкости, плотности).

В процессе полевых работ отбирают пробы бурового раствора и пород для последующей термовакуумной дегазации. Пробы выходящего из скважины бурового раствора отбирают при проходке аномальных, газовыделяющих интервалов скважин по 3—6 проб на интервал или через каждые 2 м проходки при детальных аномалиях. При фоновых значениях газонакоплений отбор осуществляется через каждые 10—15 м. Из входящего бурового раствора отбирают по аномальным и газовыделяющим интервалам 1—3 пробы на интервал и через 10—15 м проходки — при фоновых газопоказаниях. Пробы раствора отбирают из отводного патрубка в отвакуумированные пробоотборники вместимостью 100 $см^3$.

Для определения остаточной газоносности пород отбирают пробы керна в ва-

куумные сосуды типа СГ-1. При перебурке угольных пластов отбирают 3 пробы: из пород кровли, почвы и самого угля; в аномальных по газовыделениям интервалах отбирают по 1 пробе керна, а при длительных аномалиях — по 1 пробе через каждые 5 м проходки скважины. При фоновых газопоказаниях отбирают 1 пробу через 10—15 м проходки. В тех же точках отбирают пробы пород для определения содержания рассеянного органического вещества и изучения коллекторских свойств.

В ходе полевых газокаротажных работ на каротажной диаграмме отмечают дополнительные сведения о перерывах в бурении и циркуляции промывочной жидкости, смене долота и его размерах, о выходе керна и т.д.

При производстве газового каротажа с целью количественной оценки газоносности пород должны выполняться следующие условия:

установка отводного патрубка для монтажа трубчатого дегазатора;

соответствие бурового раствора нормативным требованиям и своевременная замена дегазационного раствора;

прокачка бурового раствора до полного выхода газонасыщенного раствора с забоя скважины при завершении перебурки газоносных интервалов и др.;

прокачка бурового раствора, обогащенного природным газом, после пересечения газовыделяющих интервалов до полного выхода его на поверхность.

Материалы, необходимые для интерпретации результатов газового каротажа на стадии камеральных работ, включают литологическую колонку, составленную по данным бурения и геофизического исследования скважин, диаграмму газового каротажа, данные о содержании газа во входящем и выходящем буровом растворе, полученные в процессе термовакуумной дегазации проб, кривые, полученные при испытании пластов с применением КИИ-65, кавернограмму, результаты определения коллекторских свойств пород, содержания в них рассеянного органического вещества и остаточной газоносности.

На основании высоких газопоказаний по диаграммам газового каротажа производится выделение интервалов повышенной газонасыщенности пород в разрезе скважины.

Количественная оценка газоносности углесодержащих пород производится на основе данных о фактической газонасыщенности проб раствора, отбираемых по всему разрезу скважины независимо от наличия аномалий. При этом целесообразно выполнять расчет применительно к интервалам, выделенным с учетом литологической принадлежности пород и величины газонасыщенности проб бурового раствора

Природную газоносность рассчитывают по формуле:

$$X_{\text{п}} = Q_{\text{об}}/V_{\text{п}} + q_{\text{к}},$$

где $V_{\text{п}}$ — объемы пород, выбуренных в данном интервале, м^3; $Q_{\text{об}}$ — общее количество газа, поступившее в буровой раствор при пересечении интервала, м^3:

$$Q_{\text{об}} = \frac{(q - q_{\text{ф}})\, tV_{\text{н}}}{1000},$$

где q и $q_{\text{ф}}$ — газонасыщенность соответственно выходящего и входящего бурового раствора, см^3/л; t — время, в течение которого перебуривался данный интервал, мин; $V_{\text{н}}$ — производительность бурового насоса, л/мин; $q_{\text{к}}$ — остаточная газоносность керна, м^3/м^3.

Результаты газокаротажных исследований приводятся в заключении об изучении газоносности в виде текстовой части, содержащей сведения о методике проведения работ, качестве проведенных исследований, наличии и геологической природе газовыделяющих интервалов в разрезе скважины, значениях газоносности раз-

ных литотипов пород. Текст сопровождается копиями газокаротажных диаграмм и таблицами значений газоносности пород.

В связи с тем, что при определенных условиях значения газоносности пород, рассчитанные по газовому каротажу, могут оказаться завышенными, рекомендуется производить проверочный расчет максимально возможного (предельного) содержания $X_п$ свободного и сорбированного газа по следующей формуле:

$$X_п = (n_0 f P)/Zd + (C_0 X_у)/100,$$

где n_0 — открытая пористость, $м^3/м^3$; $f = \frac{T + t_{ст}}{T + t_{пл}}$ температурная поправка для приведения объема газа к нормальным условиям; P — газовое давление, условно принятое равным гидростатическому; Z — коэффициент сжимаемости газа; d — плотность пород, $т/м^3$; C_0 — содержание в породах рассеянного органического вещества, %; $X_у$ — природная газоносность ближайшего угольного пласта, $м^3/т$.

В случае, если удельная газоносность пород (в $м^3/м^3$ или $м^3/т$), оцененная по газовому каротажу, превышает предельную, результаты этой оценки считаются недостоверными.

Приложение 7

УСТРОЙСТВО И СПОСОБ ПРИМЕНЕНИЯ ИСПЫТАТЕЛЯ ПЛАСТОВ КИИ-65

Комплекс испытательных инструментов — испытатель пластов (пластоиспытатель) КИИ-65 предназначен для исследования угленосных отложений в незакрепленных интервалах скважин, изолированных с помощью пакерного устройства, спускаемого в скважины на бурильных трубах. В подпакерном пространстве создается депрессия, вызывающая приток флюида (газа или жидкости) из испытываемых интервалов.

Основными элементами пластоиспытателя являются пакер, хвостовик, фильтр, собственно испытатель, пробоотборная камера, запорно-поворотный клапан и газовый счетчик (рис. 9). Пакер *4* предназначен для изоляции испытываемого интервала скважины от остальной ее части. Общая длина пакера составляет 1,6—1,8 м. Он состоит из резинового элемента длиной 0,62 м, надетого на шток. При создании осевой сжимающей нагрузки резиновый элемент увеличивается в диаметре и перекрывает ствол скважины. Хвостовик *2* предназначен для регулировки высоты установки пакера над испытываемым объектом и опоры на забой скважины. Он составляется из бурильных труб, суммарная длина которых определяется с учетом мощности испытываемого интервала и устойчивости стенок скважины. Низ хвостовика оборудуется заглушкой *1*. При испытании маломощных пластов хвостовик может отсутствовать. Фильтр *3* предназначен для пропуска пластового флюида в полость испытательных инструментов и бурильных труб, задержки крупных твердых частиц, поступающих вместе с флюидом, и установки глубинных регистрирующих манометров. Длина фильтра от 0,5 до 3 м в зависимости от типа исследуемого объекта.

Испытатель пластов предназначен для регулировки связи объекта с регистрирующими устройствами. Он состоит из полого корпуса, системы клапанов, масляного реле времени и штуцера. Впускной клапан, входящий в состав испытателя, герметизирует полость бурильных труб при спуско-подъемных операциях и служит для сообщения трубного пространства с подпакерным. Перепускной клапан *5* служит для выравнивания давления во время спуско-подъемных операций и запакеровки. Масляное реле времени регулирует своевременное закрытие и открытие впускного и перепускного клапанов. Штуцер создает гидравлическое сопротивление для уменьшения депрессии на пласт и ограничения скорости потока.

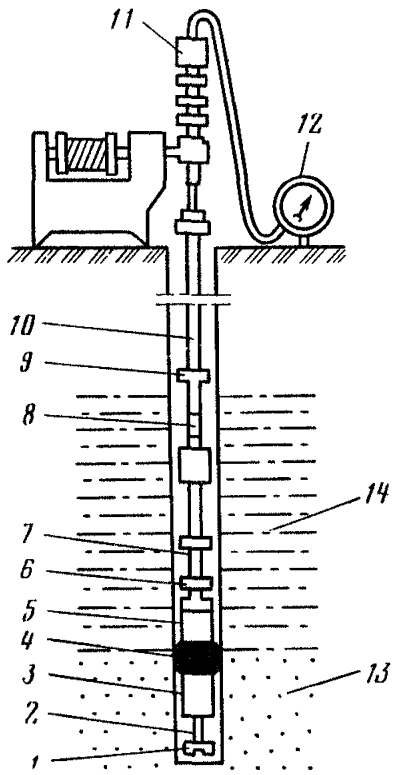


Рис. 9. Испытания пластов прибором КИИ-65

Пробоотборная камера *7* системы УкрНИИгаз предназначена для удержания и сохранения пластовых проб газа и жидкости при восстановленном давлении, а также для установки глубинных приборов (манометров, термометров и др.) Длина камеры может регулироваться в зависимости от конструкции пластоиспытателя. Изменение давления в камере контролируется с помощью манометра. Запорно-поворотный клапан *8* закрывает верхний клапан пробоотборной камеры при переходе от открытого периода испытаний к закрытому и служит для дополнительной герметизации полости бурильных труб от испытываемого пласта. Газовый счетчик *12* предназначен для замера дебита флюида, поступающего из пласта по бурильным трубам.

Для обоснованного выбора объектов и обеспечения высокого качества испытаний перед проведением последних необходимо проанализировать всю имеющуюся информацию о литологической принадлежности, структуре и коллекторских свойствах пород по данным бурения, документации керна и каротажных работ, выделить в разрезе интервалы, представленные наиболее проницаемыми и газоносными породами, уточнить величину диаметра ствола скважины в месте намечаемой установки пакера по данным кавернометрии.

Для проведения исследований, в основном выбирают породы с наибольшей проницаемостью — пласты песчаников, сопутствующие углям марок Д, ОС. Породы очень слабопроницаемые и практически непроницаемые (зоны распространения углей марок Т, А) целесообразно испытывать только в зонах трещиноватости.

При подготовке скважины к испытаниям должны обеспечиваться наиболее благоприятные условия для беспрепятственного спуска КИИ-65 на необходимую глубину с опорой на забой и проведения испытаний. В связи с этим выполняются следующие операции:

ствол скважины при необходимости прорабатывают расширителем;

осуществляют интенсивную промывку скважины для удаления с забоя шлама и размыва глинистой корки, образовавшейся на ее стенках в испытываемом интервале;

проверяют соответствие фактических параметров промывочной жидкости проектным, приведенным в геолого-техническом наряде; в случае несоответствия фактических параметров требуемым заменяют промывочную жидкость или улучшают ее качество с повторной промывкой скважины.

Процесс испытания пластов с использованием КИИ-65 включает два периода: открытый, когда в исследуемом интервале создается депрессия и из него поступает в бурильные трубы пластовая жидкость или газ, и закрытый, когда подпакерный объем скважины ограничивается (изолируется) и в нем происходит восстановление пластового давления за счет подтока флюида из пласта. Изменение давления в открытый и закрытый периоды испытания записывается глубинными регистрирующими манометрами, которые устанавливаются в фильтре, в пробоотборной камере и

в бурильных трубах. Манометр в фильтре регистрирует изменение давления в скважине при спуско-подъемных операциях и в процессе испытания. Манометр, помещенный в пробоотборной камере, контролирует процесс притока флюида из пласта, герметичность пробоотборной камеры и бурильных труб. Манометр в бурильных трубах контролирует герметичность последних при спуско-подъемных операциях и изменение давления в скважине.

На качество испытаний в значительной степени влияет правильность выбора продолжительности открытого и закрытого периодов. При испытании углевмещающих пород, характеризующихся повышенной пористостью и проницаемостью и насыщенных водой с растворенным в ней газом, оптимальная продолжительность открытого периода составляет 30, а закрытого — 120 мин. Этого времени обычно бывает достаточно для получения представительных проб и качественной, хорошо выполаживающейся кривой восстановления давления (КВД).

Для газоносных песчаников продолжительность открытого периода 5—30 мин, а закрытого — 4—8 ч и более. Для низкопроницаемых газоносных пород при одноцикловом опробовании не всегда удается получить полностью восстановленные КВД. С целью сокращения времени замера и получения полностью восстановленной КВД применяют метод интенсификации на закрытом периоде притока, заключающийся в одно-, двукратной и более частичной разгрузке пакера через определенные промежутки времени. По данным УкрНИИгаза, при двукратном воздействии на пласт с весьма низкими фильтрационными свойствами давление восстанавливается до пластовой величины практически за 2 ч.

Каждую разгрузку пакера желательно проводить через 30—40 мин длительностью не более 1 мин с таким расчетом, чтобы не разгерметизировать опробуемый пласт. Это обычно достигается при разгрузке пакера не более чем на 15—20 % от первоначально созданной нагрузки на пакер, что соответствует 25—30 мм. Для интерпретации в данном случае используют последний участок КВД.

Для обеспечения достоверности получаемых данных в процессе испытаний осуществляется постоянный контроль за надежностью пакеровки, герметичностью инструментов и бурильных труб. Контроль должен обеспечивать выполнение следующих условий: постоянство положения уровня жидкости в затрубном пространстве и отсутствие жидкости в бурильных трубах, когда счетчиком на устье скважины в закрытый период не зафиксировано наличие притока пластового флюида.

В процессе испытаний измеряют пластовую температуру в испытываемом интервале с применением максимальных термометров типа ТП-7 (пределы измерения от 20 до 150 °С, относительная погрешность ± 1 °С). Термометры помещают в специальной герметизированной камере глубинного манометра. Дебит газового флюида оценивают по показаниям газового счетчика ГСБ-400, подсоединяемого до пакеровки посредством резинового шланга к отверстию в вертлюге. Газовый счетчик во время открытого периода испытания фиксирует объем воздуха, вытесняемого из бурильных труб, а затем — приток флюида. Показания счетчика заносятся в журнал. Контролируют давление газа в пробоотборной камере при отборе пробы на лабораторный анализ с помощью образцовых манометров.

Для интерпретации результатов газового каротажа принимаются лишь качественные диаграммы, на которых четко прослеживаются все основные элементы процесса, причем разность показаний двух манометров не превышает допустимых пределов:

$$\Delta P \leqslant 0{,}1\gamma h + \Delta м,$$

где γ — плотность бурового раствора, г/см^3; h — расстояние между установленными манометрами, м; $\Delta м$ — класс точности манометра.

Существующие методы обработки диаграмм давления делятся на две группы: 1) обработка кривых восстановления давления (рис. 10) и 2) обработка кривых давления притока.

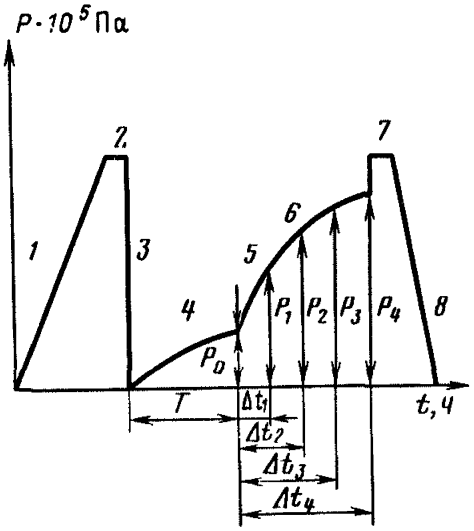


Рис. 10. Диаграмма давления:
1 — спуск КИИ-65 в скважину; *2* — посадка пакера; *3* — открытие выпускного клапана; *4* — кривая притока открытого периода; *5* — закрытие запорно-поворотного клапана; *6* — кривая восстановления давления (закрытый период); *7* - снятие пакера; *8* — подъем КИИ-65

Кривые восстановления давления в газоносных и газоводоносных объектах обрабатываются преимущественно методом Хорнера. Сущность этого метода заключается в том, что период восстановления давления рассматривают как продолжение периода притока, соответствующего основному закону фильтрации. Для водонасыщенных и водогазонасыщенных пластов этот закон может быть выражен следующим образом:

$$P_{заб} = P_{пл} - \frac{0{,}183 q_{max}}{i} \lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t},$$

где $P_{заб}$ — текущее забойное давление на кривой восстановления давления, соответствующее данному моменту времени, 10^5 Па; $P_{пл}$ — пластовое давление, 10^5 Па; q_{max} — дебит газа в начале притока, $см^3/с$; i — гидропроводность (газопроводность), $мкм^2 \cdot м^2 \cdot с/кг$; T — время открытого периода, с; Δt — величина интервала времени, соответствующего расстоянию между начальной и последующими точками, принятыми при расшифровке кривой восстановленного давления, с.

Зависимость $P_{заб}$ от $\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t}$ линейная и используется для графического определения пластового давления, так как при $\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t} \to 0$ забойное давление приближается к пластовому.

Определение пластового давления и расчет параметров пласта при этом целесообразно проводить в следующем порядке:

1) результаты расшифровки кривой восстановления давления записываются в таблицу следующей формы:

№ п.п.	$P_{заб}$	Δt	$T + \Delta t$	$\frac{T + \Delta t}{\Delta t}$	$\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t}$

2) по результатам расшифровки кривой восстановления давления строится график, выражающий зависимость:

$$P_{заб} = f\left(\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t}\right).$$

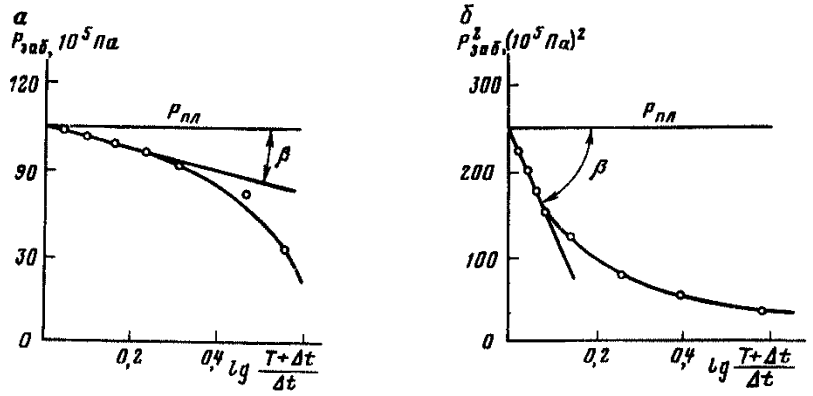


Рис. 11. Определение пластового давления по кривой восстановления давления:
а — пласт водонасыщенный; *б* — пласт газонасыщенный

График (рис. 11) считается пригодным для определения пластового давления, если в конце его имеется не менее 3—4 точек, через которые можно провести прямую линию. Продолжая эту линию до пересечения с осью ординат, получают значение пластового давления на глубине установки манометра.

Гидрогеологические параметры (коэффициенты фильтрации, водопроводимость, пластовое давление, коэффициент проницаемости) рассчитывают по различным методикам, которые описаны в специальных руководствах. В углеразведочной практике наиболее приемлемы формулы Краснопольского и Хорнера.

Для газонасыщенных пластов формула Хорнера имеет следующий вид:

$$P_{заб} = P^2_{пл} - \frac{0{,}366 q_{max} P_0 T_{пл} Z}{i\ T_{ст}} \lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t},$$

где $T_{ст}$ — 293 К; $T_{пл}$ — температура пласта, К; Z — коэффициент сжимаемости для газа; P_0 — атмосферное давление, МПа.

Определяют пластовое давление и рассчитывают параметры пласта в следующем порядке:

по результатам расшифровки кривой восстановления давления составляют таблицу следующего вида:

№ п.п.	$P_{заб}$	$P^2_{заб}$	Δt	$T + \Delta t$	$\frac{T+\Delta}{\Delta t}$	$\lg \frac{T+\Delta t}{\Delta t}$

строится график зависимости: $P^2_{заб} = f(\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t})$.

В точке пересечения прямой, проходящей через последние 3—4 точки, с осью ординат получают значения квадрата величины пластового давления, на основании чего рассчитывается пластовое давление.

Исходя из анализа приведенных формул, необходимо стремиться к максимальному уменьшению величины $T + \Delta t/\Delta t$. Это достигается в случаях, когда время закрытого периода Δt во много раз больше времени открытого периода. Оптимальные соотношения T и Δt приведены выше.

Замеренное забойное давление должно составлять не менее 80 % от расчетного пластового. Во всех случаях испытания скважин пластоиспытателем КИИ-65, когда

имеется приток газа, подтвержденный составом, когда камера герметична, а кривая восстановления давления поддается обработке по методу Хорнера, результаты и полученную величину пластового давления следует считать достоверными. В проницаемых породах в зонах метаморфизма углей от Д до Г, а также в трещиноватых зонах в зонах метаморфизма от Ж до А замеренное давление газа близко к условному гидростатическому. Методика расчета газоносности пород по результатам пластоиспытаний приведена в прил. 14.

Приложение 8

УСТРОЙСТВО И СПОСОБ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИБОРА ПГД-2

Для измерения газового давления в скважинах, пробуренных из горных выработок шахт и вскрывающих углевмещающие, подлежащие опробованию породы, рекомендуется использовать прибор ПГД-2 конструкции ИГД им. А.А. Скочинского (рис. 12). Прибор состоит из герметизирующего устройства *4*, распределителя *3*, жидкостной и газовой магистралей *1* и *2*, выполненных из медных трубок, манометров для замера давления герметизирующей жидкости *7* и для измерения давления газа *6*, насоса *5* для подачи герметизирующей жидкости под давлением. Герметизирующее устройство состоит из металлической полой тяги *8* цилиндрической формы, трубки из вакуумной резины *11*, двух металлических обжимных патронов *9* и металлических перекрывающих пластин *10*. В средней части тяги имеется несколько радиальных отверстий для прохода жидкости. В тягу вставляется замерная трубка, которая с одной стороны развальцовывается и прижимается к тяге при помощи гайки и штуцера. При герметизации жидкость поступает под давлением с другой стороны тяги между трубкой и тягой, затем через радиальные отверстия в тяге воздействует на вакуумную резину и расширяют ее до тех пор, пока перекрывающие пластины не войдут в соприкосновение со стенками скважины. При дальнейшем увеличении давления закачиваемой жидкости создается давление герметизации.

Давление газа передается через замерную трубку на манометр, по шкале которого снимается отсчет. По окончании замера для извлечения устройства из скважины давление жидкости сбрасывают, вследствие чего вакуумная резина сжимается и возвращается в первоначальное состояние. Воздействуя на хвостовики перекрывающих пластин, она заставляет их также принимать первоначальное положение.

В зависимости от длины герметизируемой скважины прибор снабжается жидкостной и газовой магистралями соответствующей длины. Прибор в восходящие или горизонтальные скважины большой длины подается досыльником. Герметизирующий элемент выполнен таким образом, что давление герметизации, создаваемое насосом, практически полностью передается на стенки скважины. Давление герметизации должно на 30—50 % превышать возможное газовое давление, ориентировочно приравниваемое к гидростатическому.

Приложение 9

УСТРОЙСТВО ДЕГАЗАЦИОННЫХ УСТАНОВОК И СПОСОБЫ ДЕГАЗАЦИИ ПОРОДНО-ГАЗОВЫХ ПРОБ И ЖИДКОСТЕЙ

Дегазация проб, отобранных в герметические сосуды. Для извлечения газа из герметических сосудов *1* применяется термовакуумная установка (рис. 13), состоящая из измерительной бюретки *12* вместимостью 0,5 л, уравнительного сосуда

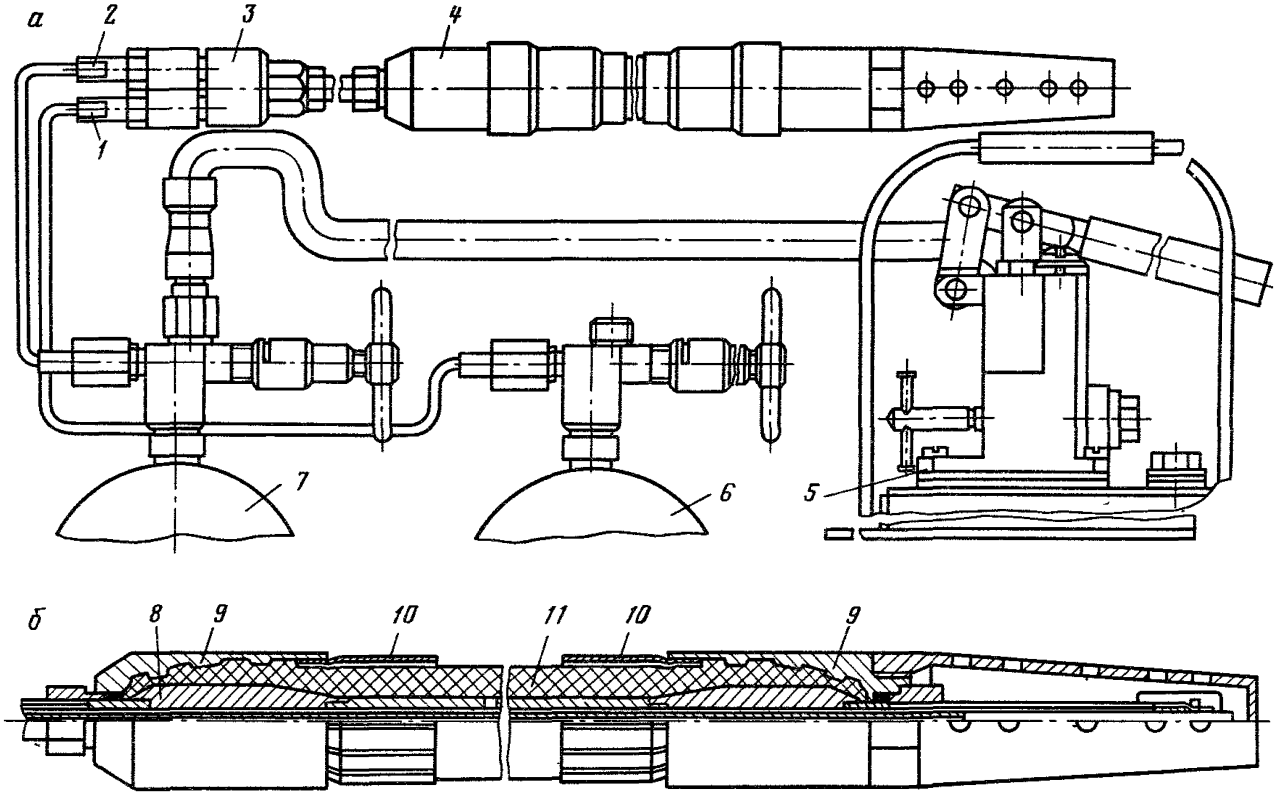


Рис. 12. Прибор для замера газового давления ПГД-2 (*а*) и его герметизирующее устройство (*б*)

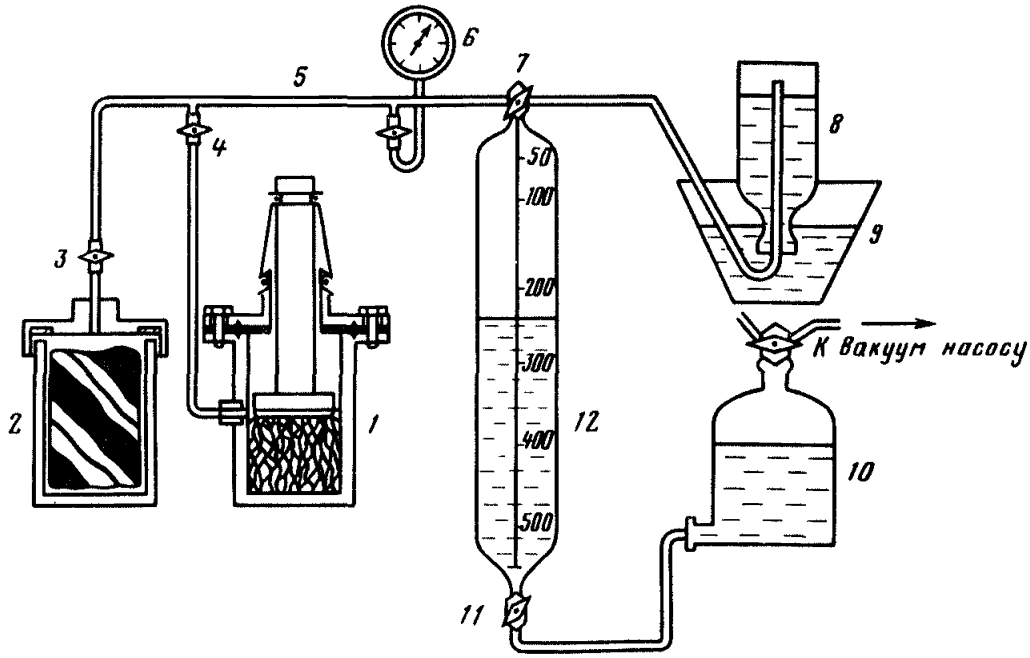


Рис. 13. Установка для дегазации проб из герметических сосудов

10, вакуумметра *4*, бутылки для отбора газа *8*, погруженной в сосуд *9* с двадцатипроцентным раствором поваренной соли, резиновых шлангов *5*, на которых установлены зажимы *3, 4, 11*, трехходовой кран *9*.

Для отбора свободно выделяющегося газа при комнатной температуре и атмосферном давлении уравнительный сосуд поднимается вверх, измерительная бюретка *12* и шланг, ведущий к зажиму *3*, заполняются рассолом, закрывается зажим *11*; уравнительный сосуд опускается вниз, измерительная бюретка соединяется краном с герметическим сосудом *1*, открывается зажим *3* и газ под давлением поступает в измерительную бюретку и вытесняет из нее рассол в уравнительный сосуд. После окончания свободной газоотдачи кран *7* перекрывается, уровень жидкости в измерительной бюретке и уравнительном сосуде устанавливают на одинаковой высоте, после чего замеряют объем газа, затем уравнительный сосуд поднимается вверх и газ переводится в бутылку *8*.

Для дополнительного извлечения газа при нагреве под вакуумом герметический стакан помещается в нагревательную ванну с кипящей водой. Заполненная рассолом измерительная бюретка соединяется краном *7* с герметическим стаканом, в уравнительном сосуде вакуумным насосом создается разрежение, величина которого фиксируется по вакуумметру. После создания разрежения в 0,002 МПа пробу выдерживают под вакуумом 2–3 часа, затем зажим *3* перекрывается, производится замер объема газа и газ переводится в бутылку *8*. Дегазация керна производится до тех пор, пока объем газа, извлеченного за одну откачку, будет составлять не более 3–5 $см^3$. После этого зажим *3* перекрывается, сосуд с созданным в нем разрежением извлекается из ванны и его оставляют на 10–12 ч при комнатной температуре. Затем проба подвергается повторной дегазации. Если через 10–12 ч после очередной дегазации объем извлеченного газа не будет превышать 5 % от общего количества ранее извлеченного газа, дегазация нераздробленного керна считается законченной. В охлажденный до комнатной температуры сосуд с дегазированным кер-

ном впускают воздух из измерительной бюретки и замеряют величину свободного пространства сосуда.

Дегазация породных проб, отобранных керногазонаборниками, включает следующие операции: проверку герметичности керноприемника с пробой; измерение газового давления в керноприемнике; отбор газа из газосборника; отбор газа для анализа; отбор свободно выделяющегося газа из керноприемника; проверку дегазационной установки; дегазацию проб из керноприемника.

Проверка герметичности и измерение давления в керноприемнике. Герметичность керноприемника устанавливается по отсутствию видимых газовыделений при погружении его в горизонтальную ванну с водой Негерметичные керноприемники дегазации не подлежат. Для измерения давления в керноприемнике ввинчивается вентиль с манометром так, чтобы винт, расположенный на крышке вентиля, находился в крайнем верхнем положении. Вращением винта открывают клапан керноприемника и записывают показания манометра, закрывают клапан и вывинчивают манометр.

Отбор газа из газосборника (рис 14). Газосборник *1* устанавливают вертикально так, чтобы место заварки находилось внизу. Завинчивают вентили в верхний и нижний клапаны газосборника (винты находятся, соответственно, в крайнем верхнем и крайнем нижнем положении), нижний вентиль соединяют с напорной склянкой *2*, заполненной запорной жидкостью (насыщенный раствор NaCl), находящейся выше газосборника. Верхний вентиль соединяют с мерным сосудом *3*, предварительно заполненным запорной жидкостью, уравнительная склянка *4* должна находиться ниже мерного сосуда. Завинчиванием винта открывают последовательно нижний и верхний клапаны газосборника При появлении жидкости в длинной трубке мерного сосуда *3* подводящий шланг пережимают зажимом *6*. Замеряют объем извлеченного газа после совмещения уровней в склянке *3* и *4* при открытом зажиме *5*. Замеряются атмосферное давление и температура в лаборатории.

Отбор газа для анализа. Закрываются все зажимы (см. рис. 14), бутылка *7* и подводящие шланги заполняются запорной жидкостью, поднимается уравнительная склянка *4* выше мерного сосуда *3*, открываются зажимы *5, 6* и набирается примерно 400 $см^3$ газа в бутылку *7*; закрывают горлышко бутылки с газом под запорной жидкостью пробкой, наклеивают этикетку. Оставшийся газ сжигается. Если газа менее 500 $см^3$, то его полностью переводят в бутылку.

Отбор свободно выделяющегося газа из керноприемника. Керноприемник посредством микровентиля и шланга подсоединяется к заполненному насыщенным раствором поваренной соли мерному сосуду *3*. Уравнительная склянка *4* измерительного блока (см. рис. 14) должна находиться ниже сосуда *3*, зажим *5* открыт. Вентиль ввинчивается в клапан керноприемника, при этом винт должен находиться

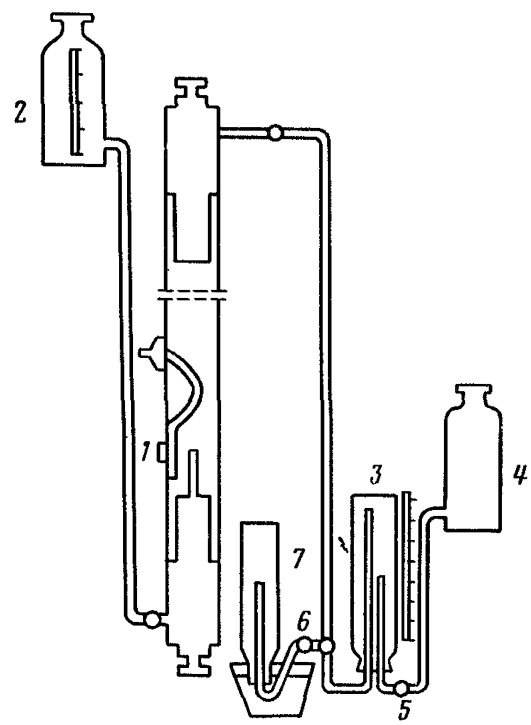


Рис. 14. Установка для отбора газа из газосборника

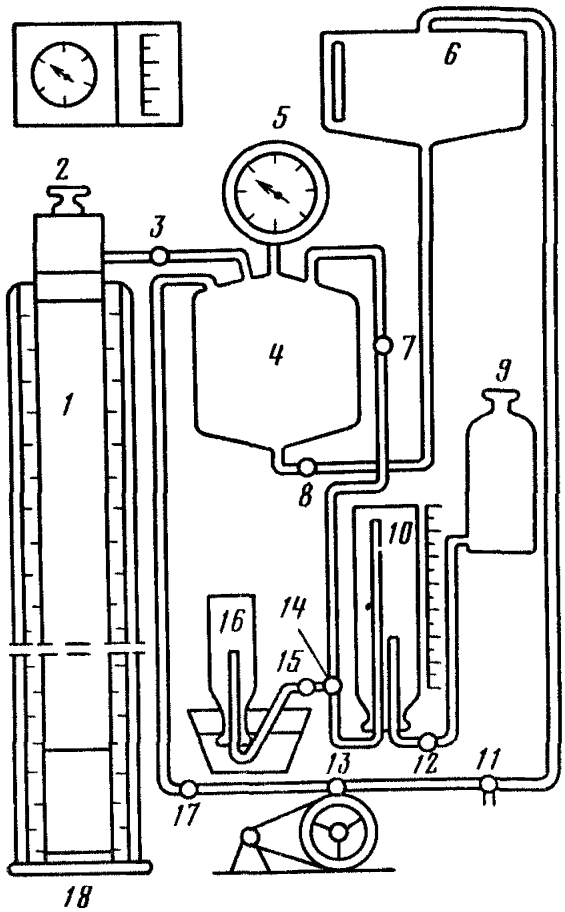


Рис. 15. Дегазационная установка для извлечения газа из керноприемника

в крайнем верхнем положении. Вращением винта вентиля осторожно (!) открывают клапан керноприемника и ведут наблюдение за газовыделением в течение 1 ч, после чего клапан закрывают. При открытом зажиме, *5* поднятием склянки *4* уровень раствора в ней совмещают с уровнем раствора в сосуде *3*, по шкале замеряют и записывают объем газа; замеряют атмосферное давление и температуру воздуха; отбирают пробу газа в бутылку *7*.

Отбор свободно выделяющегося газа из керноприемника. Для *извлечения газа из керноприемника*, после отбора свободно выделившегося газа, используется дегазационная установка (рис. 15), включающая микровентиль для открытия клапана и выпуска газа *2*, зажимы *3, 7, 8, 11, 12, 14, 15, 17*, вакуумметр *5*, газосборный баллон *4*, напорный бак *6*, уравнительный сосуд *9*, мерный сосуд *10*, бутылку для отбора газовой пробы *16*, вакуумный насос *13*, водяную баню *18*, в которую погружается керноприемник *1* для дегазации. Элементы установки соединяются вакуумными шлангами и медными трубками.

Перед началом дегазации газосборный баллон *4* наполняют водой: перекрывают все зажимы, бак *6* заполняют водой через отвод *11*, соединенный с водопроводом; открывают зажим *8*, отводы *7* и *11* открывают на соединение с воздухом, вода из напорного бака *6* поступает в газосборный баллон *4* и вытесняет из него воздух, окончание вытеснения воздуха отмечается по выявлению воды из отвода *7*, перекрывают зажимы *7* и *8*.

Откачивают воду из баллона *4* в бак *6*, напорный бак *6* соединяется с вакуумным насосом *13*, включается насос, открываются зажимы *11, 8*, создают вакуум до полной перекачки воды из баллона *4* в бак *6*, что определяется по звуку; перекрывают зажимы *8* и *11*, вакуумный насос включают.

Создается вакуум в баллоне *4*: перекрывают все зажимы, баллон *4* соединяется с вакуумным насосом *13*, включают насос, открывают зажим *17*, в баллоне создается вакуум до установления стрелки вакуумметра *5* в минимальное положение, перекрывают зажим *17*, выключают насос. Если через 24 ч положение стрелки не изменится, а в баллоне *4* не окажется воздуха, установка считается герметичной.

Производится первая дегазация: перекрывают все зажимы, кроме зажима *3*; вентилем *2* открывают клапан керноприемника, включают водяную баню *18* с керноприемником на 6—8 ч; в конце рабочего дня баню выключают, перекрывают зажим *3*.

Извлеченный газ переводят из баллона *4* в мерный цилиндр *10*: перекрывают все зажимы, зажим *11* открывают на соединение с воздухом, открывают зажим *8*, вода из бака *6* поступает в баллон *4*; 10—15 мин выжидают, пока газ в баллоне *4* не оказывается под небольшим давлением; сосуд *10* заполняют водой, сосуд *9* опускают ниже сосуда *10*, открывают зажимы *7, 12, 14*. Окончание перевода газа из баллона *4* в сосуд *10* определяется по появлению воды в длинной трубке сосуда *10*. Как только сосуд *10* заполняется газом, замеряют его объем и отбирают пробу газа для анализа. Повторные замеры объема газа и отбор его на анализ производят до тех пор, пока не начнет выливаться вода из шланга, ведущего от зажима *15* к бутылке.

Дегазацию керноприемника повторяют до тех пор, пока объем газа, выделившегося за 1 смену, не будет менее 5—10 $см^3$. После дегазации пробы шланг от вентиля опускают на 2—3 с в воду. Если при этом в керноприемник засасывается вода, можно считать, что засорение каналов дегазации отсутствует.

Для удобства работы баллоны соединяют в секции по 5 штук, поэтому откачивают воду и создают вакуум одновременно во всех баллонах.

В связи с тем, что в слабоуглистых и неуглистых породах объемы извлекаемого газа незначительны, целесообразно дегазацию проб проводить на установке, где газосборный сосуд изготовлен из особо прочного стеклянного цилиндра диаметром 10—15 см и длиной 0,5—0,7 м, вместо напорного бака следует применять такой же стеклянный сосуд, т.е. установка будет состоять из двух попарно соединенных сосудов. Применение стеклянных сосудов исключает возможность обогащения извлекаемого газа остаточным газом с загрязненных поверхностей больших металлических газосборных баллонов.

Документация и исследование отдегазированного породного керна. Керн, извлеченный после дегазации из керноприемника керногазонаборника или герметического сосуда, помещают для документации в специальные лотки. Документация производится по следующей схеме:

отмечают плотность затирки керна в керноприемной коронке и его влажность;

отмечают форму керна (столбики или кусочки), указывают размеры кусочков (в см);

выделяют и нумеруют сверху вниз литологические разности пород, определяются линейный выход керна по каждой разности и общий выход (м, %);

взвешивают и проверяют правильность линейного замера по массе керна в каждой литологической разности;

очищают керн от посторонних примесей, моют, материал, прошедший через сита, собирают и соединяют с пробой шлама или глинистого раствора; после просушки керна при комнатной температуре производят его повторное взвешивание;

производят литологическое описание пород (слоев), кратко характеризуют естественную трещиноватость керна с учетом возможных ее изменений в связи с длительной термовакуумной обработкой.

Образцы выделенных при документации литологических разностей пород, образующих слои мощностью более 10 см, сдают на теханализ, прослои мощностью менее 10 см объединяют с более мощными.

Безударное разрушение и окончательная дегазация керна. Для определения величины остаточной газоносности отдегазированный керн извлекают из герметического сосуда и перекладывают в сосуд СБР-1 (см. рис. 7), который помещают под пресс установки для безударного разрушения (раздавливания) пород (рис. 16).

Постепенно повышая давление на керн *5* с помощью насоса *8*, наблюдают за погружением штока *4* в стакан *2*. Рост давления прекращается при достижении манометром *7* показаний, в два раза превышающих пород прочности образца при сжатии. Сосуд извлекают из-под пресса *1, 6*, ударами молотка по его наружным стенкам добиваются разрыхления породной массы, что ощущается по звуку пересыпа-

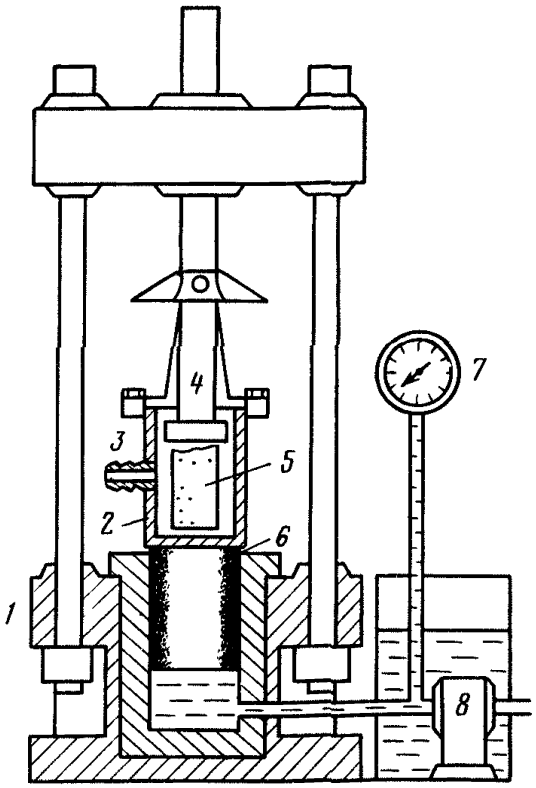


Рис. 16. Установка для безударного разрушения пород

ния породной мелочи. Затем резиновый отвод *3* подсоединяют к термовакуумной установке и производят 2 — 3 дегазации при нагреве под вакуумом, каждая продолжительность в 1 смену. В конце смены замеряют объем извлеченного газа. Дегазация прекращается при выделении менее 2 — 5 $см^3$ газа в смену. После этого сосуд отсоединяют от установки, из него извлекают раздробленную породу, ее взвешивают и определяют гранулометрический состав.

Дегазация проб жидкости. Для дегазации проб в полевых условиях [20] используют дегазатор Савченко, состоящий из бутылки вместимостью 5—6 л, имеющей резиновую пробку с отводами. Воздух из бутылки отсасывают насосом Камовского. После создания вакуума в бутыль засасывается исследуемая жидкость. Когда бутыль заполнят жидкостью на 5/6 ее объема, жидкость взбалтывают в течение 5 мин, переводят извлеченный газ в бутылку и замеряют его объем. Содержание $C_к$ газовых компонентов в 1 л воды определяют по формуле:

$$C_к = \frac{V_{из}(\alpha V_ж + V_{гф})}{V_{гф} V_ж},$$

где $V_{из}$ — количество определяемого компонента в извлеченном газе, л; $V_{гф}$ — объем газообразной фазы, л; α — коэффициент растворимости данного компонента газа в изучаемой жидкости при температуре опыта; $V_ж$ — общий объем дегазируемой жидкости, л. Формула может быть использована и при обработке результатов дегазации воды и глинистого раствора на термовакуумных дегазаторах.

Для дегазации жидкости (воды или бурового раствора) в лаборатории используют дегазатор ГКУ-1 [20]. Для извлечения газа из проб жидкости может быть использована термовакуумная установка для дегазации проб из герметических сосудов (см. рис. 13), к которой вместо сосуда *1* подсоединяют приемную бюретку. Исследуемую жидкость впускают в предварительно отвакуумированную приемную бюретку и подогревают до температуры 50—60 °С, что вызывает интенсивное кипение жидкости и выделение в разреженное пространство растворенного газа. Выделяющийся газ периодически переводят в измерительную бюретку 2, откуда отбирают пробу для анализа. Отдегазированную жидкость через нижний отвод приемной бюретки сливают в мерный цилиндр, в котором определяют ее объем.

ВЫЯВЛЕНИЕ И ИЗУЧЕНИЕ МИКРОЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА В УГЛЕНОСНОЙ ТОЛЩЕ

При наличии ловушек в угленосных толщах могут присутствовать скопления свободного газа в виде различных по размерам залежей, чаще всего — микрозалежей с количеством сосредоточенного в них газа от нескольких сотен кубометров до десятков и более миллионов кубометров. При вскрытии таких залежей разведочными скважинами вначале наблюдается полное или частичное поглощение промывочной жидкости или самоизлив с последующим газовыделением, иногда в виде выбросов и фонтанирования газа или воды с газом. Вскрытие микрозалежей горными выработками сопровождается возникновением суфлярных выделений газа и приводит к значительному повышению газовой опасности. Запасы газа, содержащиеся в микрозалежах, могут использоваться в народном хозяйстве. Для успешного решения вопросов, связанных с предотвращением опасности, обусловленной скоплением газов в микрозалежах, и промышленным использованием этих газов, необходимо своевременное выявление и всестороннее изучение микрозалежей в процессе разведки угольных месторождений.

Микрозалежи газа в угленосных толщах выявляют и изучают при помощи методов и технических средств, применяемых в газонефтяной геологии В процессе предварительной разведки в основном выявляют лишь признаки существования микрозалежей. Для этого изучают и анализируют геологические факторы, обусловливающие накопление, сохранение свободного газа и возможный характер газовыделения в горные выработки. Особое внимание следует уделять анализу структурно-тектонических, литологических, гидрогеологических факторов, а также прямых и косвенных признаков, свидетельствующих о возможности существования скоплений свободного газа.

Структурно-тектонические факторы, благоприятствующие формированию газовых залежей, — наличие в пределах разведуемых участков куполовидных и антиклинальных складок, разрывных нарушений, сопровождающихся зонами повышенной трещиноватости, резких изменений элементов залегания пород, приводящих к флексурообразным или ступенчатым изгибам слоев, и т.д.

К литологическим факторам относится благоприятное для аккумуляции газов сочетание пород-коллекторов и покрывающих их экранирующих газ флюидоупоров. Коллекторами газа служат, как правило, породы, обладающие повышенной пористостью и проницаемостью (преимущественно песчаники), или интенсивно трещиноватые породы, представленные любыми другими литологическими разностями. Флюидоупорами чаще являются слабо трещиноватые глинистые породы. Формированию и сохранению микрозалежей газа способствует наличие ловушек, обусловленных фациальным замещением слоев песчаников по простиранию и восстанию аргиллитами, а также существование линзовидных тел песчаников, песчаных накоплений русел рек, баров, кос.

Гидрогеологический фактор образования микрозалежей свободного газа — затрудненный водообмен в угленосной толще или наличие застойных вод, проявляющееся в преобладании вод хлоридно-натриевого состава.

В качестве признаков существования микрозалежей газа учитываются свободные газовыделения из скважин и суфлярные выделения газа в шахтах, отрабатывающих вышележащие пласты или горизонты, наличие газонасыщенных горизонтов, выделенных газовым каротажем, геофизическими методами и испытанием пластов, наличие газовых и геотемпературных аномалий на площади месторождения.

На основании результатов анализа перечисленных факторов и признаков газонасыщенных горизонтов следует выделять зоны с предполагаемым наличием залежей газа, являющиеся основным объектом дальнейших исследований. В скважи-

нах, вскрывающих эти зоны, следует проводить газовый каротаж и геофизические исследования, по результатам которых уточняются подлежащие испытанию интервалы.

Испытание объектов, с которыми связывают возможность существования микрозалежей газа, проводит с использованием комплекса испытательных инструментов КИИ-65. Величина интервалов испытаний продуктивного горизонта не должна превышать 15—20 м; испытываемый интервал должен быть однороден по литологическому составу и коллекторским свойствам.

Результаты испытаний с применением КИИ-65 по скважинам, вскрывшим скопления газа, могут считаться достоверными (представительными), если соблюдаются следующие условия: обеспечивается достоверное получение стабильного притока свободного газа из исследуемого горизонта в течение 5—30 мин и более; осуществляется четкая запись кривой восстановления давления с дифференциацией по периодам и циклам и получение кривой, характерной для газонасыщенных горизонтов, фиксация давления столба промывочной жидкости; фиксируется наличие пластового давления, по величине близкого к условно гидростатическому; осуществляется определение состава газа; обеспечивается герметичность пробоотборной камеры.

При наличии скопления свободного газа, подтвержденном результатами испытаний, исследуемый горизонт прослеживается и опробуется по соседним скважинам с целью оконтуривания. Сеть газового опробования в этом случае существенно сгущается. Число испытаний по газонасыщенным горизонтам может достигать 6—10 на 1 км^2, при средней частоте для складчатых структур 0,5—1,5 испытания на 1 км^2.

Дальнейшее изучение микрозалежи на стадии детальной разведки должно осуществляться с учетом результатов пластоиспытаний, геофизических исследований, данных газового каротажа, лабораторных определений и общей геологической обстановки. При этом необходимо определить площадь залежи, мощность газонасыщенной части коллектора и ряд других параметров, входящих в формулу подсчета запасов.

Площадь газовой залежи определяется путем нахождения линии пересечения структурной поверхности с поверхностью газоводяного контакта (ГВК).

Положение ГВК определяют по парам скважин, одна из которых дала газ, а другая — воду, по формуле В.П. Савченко [32]:

$$h_г = \frac{h_{гв}\gamma_в - 100\,(P_в - P_г)}{\gamma_в - \gamma_г},$$

где $h_г$ — превышение отметки точки замера пластового давления газа в газовой скважине над отметкой газоводяного контакта, м; $\gamma_в$ — плотность воды в пластовых условиях, г/см^3; $\gamma_г$ — плотность газа в пластовых условиях, г/см^3; $h_{гв}$ — разность высотного положения точек замера пластового давления газа, м; $P_в$ — пластовое давление воды, МПа; $P_г$ — пластовое давление газа, МПа.

Если при опробовании из одного интервала получены вода и газ, положение ГВК условно принимается в середине интервала.

Положение ГВК определяют также по геофизическим данным: для газоносной части коллектора значения КС, НГК выше, чем в ее водоносной части.

Газонасыщенная мощность коллектора внутри контура газоносности равна эффективной мощности пласта за вычетом прослоев негазоносных глинистых и других пород.

В пределах газоводяной зоны газонасыщения мощность равна расстоянию от кровли пласта до ГВК [32]. Более детальные исследования состоят в проведении стационарных наблюдений за давлением и дебитом газа. Для этого 2—3 скважины,

вскрывшие микрозалежь, оборудуются и испытываются через простреленные обсадные трубы и фильтры.

Результаты испытаний, опробования и стационарных наблюдений за дебитом и давлением в скважинах служат основой для подсчета запасов газа, разработки мероприятий по дегазации толщи и использованию каптируемого газа.

Для подсчета количества свободного газа в микрозалежах угольных месторождений следует применять методы, используемые при подсчете запасов газа в газовых месторождениях. Так, для подсчета запасов газа в микрозалежи, вскрытой и оконтуренной рядом скважин, следует применять в начальной стадии объемный метод, базирующийся на данных о геологических границах распространения залежи, характере порового пространства и величине пластового давления.

При этом используется формула [14]:

$$V = Fhk_{\text{п}} f (P_{\text{п}} \alpha_{\text{п}} - P_{\text{к}} \alpha_{\text{к}})\ \beta_{\text{г}} \eta,$$

где V — извлекаемые запасы газа на дату расчета, м^3; F — площадь газовой залежи в пределах контура газоносности, м^2; h — эффективная (газонасыщенная) мощность пласта, м; $k_{\text{п}}$ — коэффициент пористости; $P_{\text{п}}$ — среднее начальное абсолютное давление в залежи газа на дату расчета, МПа; $P_{\text{к}}$ — среднее остаточное абсолютное давление (конечное) в залежи после извлечения промышленных запасов газа; $\alpha_{\text{п}}$ и $\alpha_{\text{к}}$ — поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля—Мариотта соответственно для давлений $P_{\text{п}}$ и $P_{\text{к}}$; f — поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре; $\beta_{\text{г}}$ — коэффициент газонасыщенности с учетом содержания связанной воды; η — коэффициент газоотдачи.

В случае проведения стационарных наблюдений за скважиной, вскрывшей микрозалежь, с подключенной передвижной дегазационной установкой типа ПДУ-3, ПДУ-12, ПДУ-25, ПДУ-50 или секционной передвижной дегазационной установкой типа ПДУ-200 возможно применение методов подсчета количества газа по падению давления. При вскрытии скопления свободного газа одиночной скважиной и отсутствии данных о геологических границах распространения этого скопления, газоносность вмещающих пород рассчитывается на единицу их объема [14].

Приложение 11

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАСКРЫТОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Сущность методики заключается в фиксации раскрытой трещиноватости и сохранении параметров, присущих ей в условиях естественного залегания, путем предварительного введения в зияющие трещины цементных, магнезиальных и других твердеющих растворов. В результате такой тампонажной фиксации трещин (ТФТ) исключается возможность относительного смещения разделенных ими породных блоков и связанного с этим смыкания или раздвигания стенок трещин в процессе последующего выбуривания керна. Проникший в трещины и затвердевший в них тампонажный фиксирующий раствор (ТФР) образует "слепок" трещинных полостей, отражающий их форму, степень зияния и величину трещинной пустотности пород в нетронутом массиве.

Выбор объекта исследований. В качестве объектов исследований выбирают породы, пораженные естественной трещиноватостью, параметры которой необходимо оценить в связи с изучением и прогнозированием газоносности. В случаях когда зоны распространения трещиноватых пород выявлены и предварительно прослежены по ранее пройденным скважинам или горным выработкам, местоположение объектов исследований и интервалов применения метода ТФТ в подлежащих бурению разведочных или специальных скважинах может намечаться заранее.

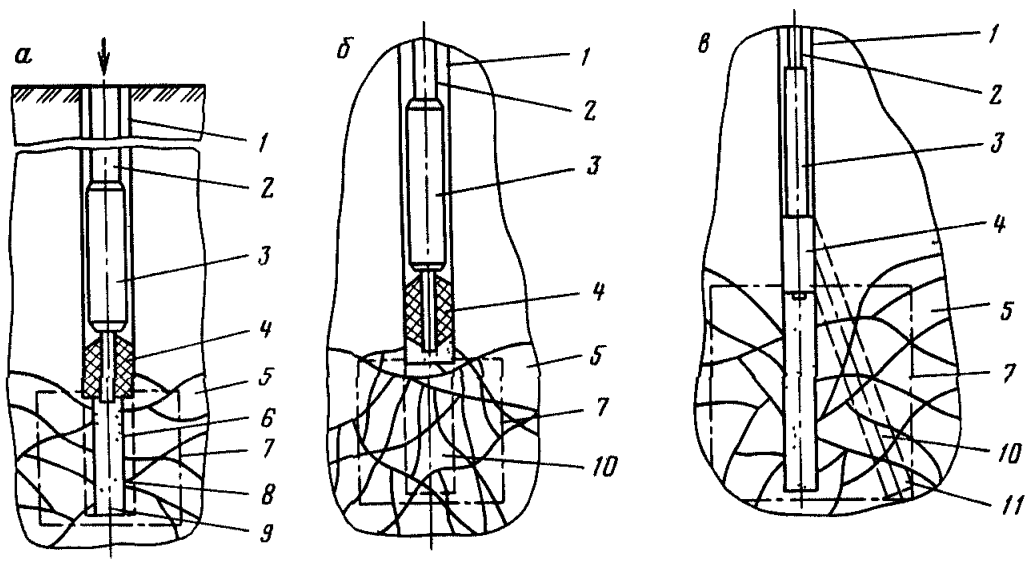


Рис. 17. Основные технологические схемы (*а, б, в*) тампонажной фиксации трещин в массиве

Объект исследований можно выбирать и в процессе проходки скважин, после вскрытия ими трещиноватых пород-коллекторов, требующих количественной оценки.

Выбор технологической схемы ТФТ и отбора образцов. В зависимости от геологических и технических условий выполнения исследований можно использовать три основных варианта ТФТ и отбора керновых образцов.

Первый вариант (рис. 17, *а*) предусматривает образование в зоне распространения трещиноватых пород *5*, вскрытых скважиной колонкового бурения *1*, опережающей цилиндрической полости *6* меньшего диаметра, соосной со стволом основной скважины. Длина цилиндрической полости *6* должна соответствовать интервалу, в котором намечено выполнение исследований. Затем с помощью тампонажного снаряда *3* с пакером *4*, подвешенного к буровой колонне *2*, изолируется призабойная часть основной скважины *1*, в цилиндрическую полость *6* и вскрываемые ею трещины вводится ТФР (область проникновения ТФР в породы условно оконтурена штрихпунктирной линией *7*), после чего тампонажный снаряд с пакером извлекают из скважины. По истечении времени затвердевания ТФР продолжается проходка основной скважины *1* первоначальным диаметром с отбором керна, представленного толстостенным кольцевым цилиндром *8*, с внутренним стержнем *9* из ТФР.

Данный вариант целесообразно применять при следующих условиях:

1) большинство трещин ориентировано перпендикулярно или под значительными по величине углами к оси скважины, в связи с чем поступление ТФР через трещины, пересекающие забой, в породы, находящиеся непосредственно под ним, оказывается затрудненным;

2) диаметр основной скважины *1* достаточно велик, чтобы при устройстве опережающей цилиндрической полости *6* и окружающей ее затампонированной породы *8* не происходило разрушение последней.

Второй вариант (см. рис. 17, *б*) основан на нагнетании ТФР в предзабойную исследуемую область *5* непосредственно через забой основной скважины *1*. В данном случае для нагнетания ТФР также используют тампонажное устройство *3–4*. После затвердевания ТФР из предзабойной части скважины *1* выбуривается керн *10*

с зафиксированной в нем естественной трещиноватостью. Этот вариант целесообразно применять в случаях, когда изучаемая трещиноватость ориентирована параллельно или под острым углом к оси скважины, чем обусловливается относительно высокая вероятность гидравлической связи трещин, развитых в предзабойном пространстве *5*, со скважиной *1*.

Третий вариант (см. рис. 17, *в*) отличается от предыдущих тем, что нагнетание ТФР производится в трещиноватые породы, примыкающие к боковой поверхности ствола скважины. Для этого осуществляется изоляция интервала, в котором скважина *1* пересекает зону трещиноватости пород *5*, и нагнетание в него ТФР через трещины, пересекающие стенки скважины в изолированном интервале. После этого с помощью отклоняющего устройства типа клина, пробки-забоя, отклоняющего снаряда и т.д. производятся забурка нового, пробоотборного ствола *11*, проходящего в непосредственной близости от основного ствола *1*, и отбор из ствола *11* керновых проб *10* с зафиксированными трещинами. Данный вариант целесообразно использовать при невозможности применения описанных выше, более простых способов.

Выбор материалов и оборудования. Для тампонажной фиксации трещин в качестве ТФР можно использовать тампонажные растворы, применяемые для тампонирования буровых скважин и крепления неустойчивых пород в горных выработках. Наиболее целесообразно применять цементные растворы, приготовленные на основе портландцементов марок М400 и М500, сульфатостойких, гипсоглиноземистых и глиноземистых цементов, а также магнезиальные вяжущие составы, включающие 55—60 % хлористого магния, 35—40 % окиси магния и 15 % бентонитовой муки [3].

Магнезиальные составы отличаются высокой цветовой контрастностью по отношению к горным породам, что облегчает визуальное выявление трещин в отбираемых после ТФР образцах. К их достоинствам относятся также высокие адгезионные и прочностные свойства и высокая проникающая способность, обеспечивающая фиксацию трещин с небольшим раскрытием.

Для проходки тампонажных скважин и отбора образцов из массива используют буровое оборудование, применяемое на геологоразведочных работах, а для нагнетания ТФР в исследуемую область массива — тампонажные снаряды различных конструкций с контейнерной доставкой ТФР в зону нагнетания: ТС, СТС, СТ-3, УТС-1М, ТУ и др. [15, 35]. В процессе нагнетания ТФР исследуемая область герметизируется с помощью пакеров, входящих в конструкцию тампонажных снарядов, или самостоятельных пакерующих устройств типа МП, ДАУ и др.

В исследуемую область массива горных пород ТФР должны нагнетать в соответствии с методикой тампонирования скважин, изложенной в работах [15, 35]. В целях исключения возможности гидроразрыва пород, способного исказить картину естественной трещиноватости пород за счет появления искусственных трещин и изменения величины раскрытия естественных трещин, давление нагнетания ТФР в исследуемую зону не должно превышать величины P_{max}, определяемой по формуле Хорнера для газонасыщенных пластов (см. прил. 7):

$$P_{max} = (0{,}30 \div 0{,}85) \cdot 10^{-6} \gamma_{гп} H,$$

где P_{max} — максимально допустимое давление в зоне нагнетания ТФР, МПа; $\gamma_{гп}$ — усредненная объемная масса горных пород, Н/м^3; зависящая от возраста и глубины залегания последних; H — глубина расположения зоны нагнетания ТФР, м.

Выбуривание керна из пород, подвергающихся ТФТ. При выбуривании породных образцов с зафиксированной трещиноватостью необходимо ограничивать осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент и частоту его вращения в пределах, рекомендуемых для бурения по трещиноватым, механически слабым породам. Режимы промывки скважины должны выбираться с расчетом исключения размыва керна и зашламования бурового снаряда.

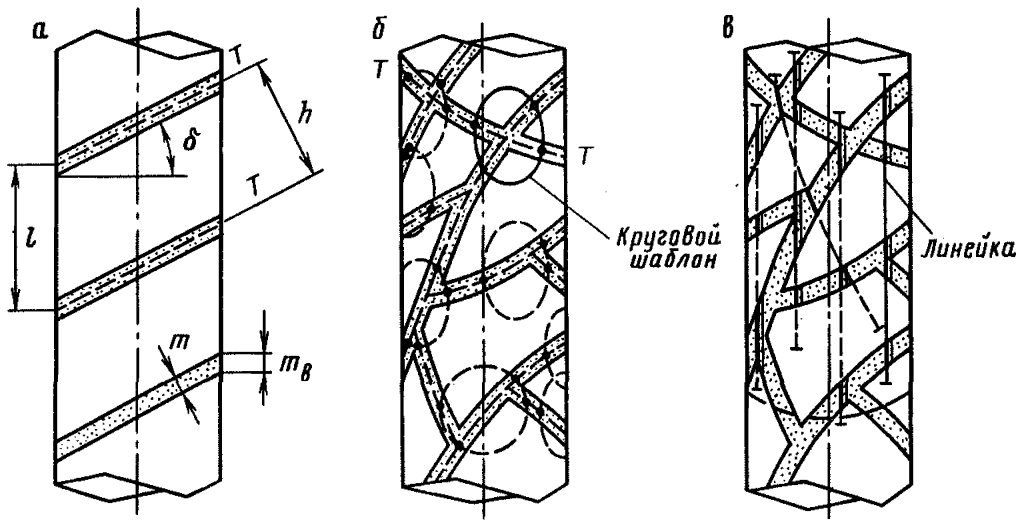


Рис. 18. Определение параметров зафиксированной трещиноватости по керновым образцам

При необходимости изучения пространственного положения трещин в массиве производят инклинометрические исследования и керноскопию; с этой же целью могут использоваться специальные палетки [23].

Определение параметров естественной трещиноватости пород. Параметры раскрытой естественной трещиноватости, зафиксированной по методу ТФТ, могут оцениваться по керновым образцам как для отдельных разнонаправленных систем трещин, так и совокупности трещин в целом. В первом случае (рис. 18, *а*) системы трещин с одинаковой или близкой ориентировкой выделяются посредством визуального осмотра керна или на основании инструментального измерения их ориентировки относительно плоскостей, ориентированных нормально к продольной оси керна (видимого угла падения). При этом густоту трещин q каждой из систем определяют как величину, обратную среднему расстоянию между ними по нормали:

$$q = 1/(l \cdot \cos\delta),$$

где l — среднее расстояние между осевыми поверхностями T соседних трещин данной системы, в направлении образующей керна; δ — видимый в керне угол падения трещин той же системы. Размерность показателя q имеет вид 1/м или 1/см. В данном случае среднее расстояние между трещинами $h = l \cdot \cos\delta$.

Степень раскрытости трещин, заполненных ТФР, для каждой из выделенных систем определяют величиной $m_{ср}$ — среднего расстояния m между их стенками по нормали к последним. Значения m можно измерить на боковой поверхности керна в том месте, где выход трещины на эту поверхность имеет минимальную ширину (в точках выхода короткой оси эллипса, образуемого при пересечении плоской либо относительно плоской трещиной). Для удобства измерений керн может разрезаться по плоскостям, нормальным к трещинам разных систем, с пришлифовкой поверхности разреза. Вместо непосредственного измерения значений m можно измерять видимую ширину $m_в$ вдоль образующей керна, а по формуле вычислять

$$m = m_в \cdot \cos\delta.$$

Подобным образом можно измерять множественные степени раскрытости m отдельных трещин, не образующих четко выраженных систем, а затем опреде-

лять их среднюю раскрытость $m_{ср}$ как среднее арифметическое из результатов частных измерений.

Определение трещинной пустотности П как величины, измеряемой отношением объема раскрытых трещин, секущих горную породу, к общему объему этой породы в зоне развития трещиноватости, для отдельных, четко выраженных систем осуществляется путем деления средней ширины трещин $m_{ср}$ на среднее нормальное расстояние h между их осевыми поверхностями T:

$$П = m_{ср}/h \cdot 100\ \%.$$

При нескольких разноориентированных системах трещин (см. рис. 18, *б*) суммарная трещинная пустотность рассчитывается по формуле:

$$П_с = m_{ср_1}/h_1 + m_{ср_2}/h_2 + \ldots + m_{ср_k}/h_k \cdot$$

Расчет по приведенной формуле дает несколько завышенные результаты, поскольку в местах пересечения трещин объем пустот учитывается дважды. Однако обусловленные этим погрешности обычно невелики, особенно при относительно малой суммарной пустотности. При значительных (более 10 %) величинах пустотности эту погрешность можно исключить путем применения следующей, более точной формулы:

$$П_0 = [1 - (1 - m_{ср_1}/h_1)(1 - m_{ср_2}/h_2) \times \ldots \times (1 - m_{ср_k}/h_k)] \cdot 100\ \%.$$

При большом числе или отсутствии четко выделяющихся систем трещин значения трещинной пустотности и других параметров раскрытой трещиноватости определяют вероятностно-статистическим методом [24]. С этой целью вначале измеряют величину объемной плотности трещин Q ($см^2/см^3$, $дм^2/дм^3$), представляющую собой суммарную площадь трещин в единице объема породы (каждая трещина условно рассматривается как единая поверхность). Измерение производится с помощью трафарета — круга с длиной окружности 10 см. Трафарет выполняется из прозрачного гладкого материала (фотопленки, лавсановой кальки и т.п.). Он многократно как бы случайно накладывается на основную поверхность керна; при каждой такой накладке подсчитывается число n пересечений окружности с видимыми на поверхности следами трещин, а точнее со средними линиями T трещин (на рис. 18, *б* показано жирными точками). Затем путем деления суммы значений n на общее число накладок трафарета подсчитывается среднее число точек пересечения $n_{ср}$ следов трещин, приходящееся на 10 см (1 дм) случайной секущей. При подсчете $n_{ср}$ принимают во внимание все значения n, в том числе и нулевые. Доказано, что при достаточно большом числе наложений (более 20—25) величина объемной плотности трещин равна удвоенному значению $n_{ср}$: $Q = 2n_{ср}$.

Значение трещинной пустотности П в рассматриваемом случае определяют при помощи гибкой линейки длиной 10 см, как бы случайно многократно накладываемой на боковую поверхность керна (см. рис. 18, *в*). При каждой накладке подсчитывают число миллиметровых делений линейки, приходящееся на пустоты, заполненные ТФР (показаны двойными линиями), и выводят среднее арифметическое из результатов замеров. Нетрудно доказать, что это среднее численно равно величине П, выраженной в процентах. Направление накладываемой линейки может быть любым, однако при преимущественно продольных по отношению к оси керна трещинах предпочтительнее располагать линейку по окружности, а при секущих — по образующей керна.

Если величины Q и П определены вероятностно-статистическим способом, то средняя нормальная ширина трещин может быть вычислена как частное от деления общей трещинной пустотности на объемную плотность всех трещин: $m_{ср} = П_с/Q$.

В некоторых случаях зафиксированные трещины оказываются заполненными смесью ТФР и минерального заполнителя, присутствовавшего в трещинных полостях. При малых размерах частиц естественного заполнителя его количество можно оценивать в прозрачных или полированных шлифах под микроскопом по общеизвестному петрографическому методу подсчета компонентов с помощью окуляр-микрометра.

Раскрытую трещиноватость пород по керну методом ТФТ целесообразно изучать в комплексе с микроскопическим методом, методом капиллярного насыщения пород люминофором и ультразвуковым методом, детально описанными в работе [1]. Однако при этом необходимо учитывать, что перечисленные методы не позволяют предварительно фиксировать естественные трещины и в подсчеты параметров трещиноватости неизбежно вносят погрешности, обусловленные искусственными трещинами, которые образуются в процессе выбуривания керна, изготовления шлифов и т.д.

При наличии соответствующих технических средств параллельно с методом ТФТ следует изучать трещиноватость путем фотографирования стенок скважин, или исследовать их применяя акустические скважинные телевизоры.

Приложение 12

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОВЫХ СЪЕМОК

Газоносность углевмещающих пород на основе проведения подземных газовых съемок изучают в соответствии с несколько видоизмененной методикой [21] применительно к задачам определения природной газоносности угольных пластов. *Работы должны выполняться в соответствии с требованиями* [31]

Методом подземных газовых съемок изучают газоносность пород, принадлежащих к отдельным литологически однородным слоям с нормальной мощностью более 5—7 м; в исключительных случаях (при высокой степени расслоенности отложений) изучают газоносность комплексов литологически родственных слоев. Исследования, как правило, проводят в пределах интервалов геологического разреза на расстоянии не менее 10 м (по нормали к пластованию) от ближайшего угольного пласта.

При наличии разрывных нарушений газоносность пород изучают данным методом непосредственно в зоне нарушения, а также на расстояниях 5—10, 20—25 и 40—50 м от поверхности сместителя по оси выработки (указанные расстояния могут уменьшаться при малой и увеличиваться при большой амплитуде смещения по поверхности разрывов).

Для проведения подземных газовых съемок комплектуются специальные группы, состоящие из руководителя и его помощников (горных инженеров) и 5—6 замерщиков. Продолжительность каждой газовой съемки должна соответствовать длительности технологического цикла по проведению выработки или в 2—3 раза превышать ее.

Газоносность пород $X_п$ определяется как сумма удельного метановыделения из отбитой породы $q_п$ и величины ее средней остаточной газоносности $\bar{X}_{оп}$: $X_п = q_п \bar{X}_{оп}$, м^3/м^3.

Относительное метановыделение из отбитой породы $q_п$ определяют по результатам газовой съемки, проводимой в полевой подготовительной выработке, а величину $\bar{X}_{оп}$ — по пробам породы, набранным в герметические сосуды. Для определения этого метановыделения из отбитой породы на прямолинейном, незагроможденном участке выработки, с плотно прилегающей к стенкам крепью на расстоянии не ближе 50 м от забоя и 20 м от устья выработки, выбирают пункт наблюдений (замерный пункт), в котором измеряют размеры поперечного сечения выра-

ботки в свету и среднюю скорость движения воздуха, отбирают газовоздушные пробы.

При скорости движения воздуха в подземной выработке 0,3—0,5 м/с она измеряется анемометром типа АСО-3, при больших скоростях — крыльчатыми анемометрами. В случаях когда скорость воздушной струи составляет менее 0,3 м/с, ее определяют расчетным путем по данным измерения скоростного давления в воздухопроводе с использованием микроманометра типа ММП и результатов замера барометрического давления и температуры в выработке.

Для отбора газовоздушных проб используют сосуды (бутылки) вместимостью не менее 0,25 л, изготовленные из бесцветного стекла и полностью заполненные подкисленным 30 %-м раствором поваренной соли, отстоянным в течение суток и профильтрованным.

Отбор газовоздушных проб в замерном пункте во время прохождения через него продукта взрыва осуществляется с применением защитных мер по отбору проб рудничного воздуха [23]. Для отбора проб можно использовать автоматический пробоотборник типа ПГМ или ПРВС-10 конструкции МакНИИ и др. Газовоздушные пробы отбирают в следующем порядке. Непосредственно перед вентилятором местного проветривания пробы отбирают в течение всего цикла наблюдений через каждые 30 мин. В пункте наблюдений после взрывных работ начиная с момента подхода к нему продуктов взрыва пробы отбирают: в первые 5 мин — через каждую минуту, в последующие 10 мин — через 2 мин, затем в течение 15 мин — через 3 мин и в течение 30 мин — через каждые 10 мин. В остальное время наблюдений отбор проб производят через 30 мин. Скорость движения воздуха в пункте наблюдений измеряют на протяжении всего цикла наблюдений через каждые 30 мин.

Для расчета величины удельного метановыделения из отбитой породы определяют количество воздуха и метана, проходящего в пункте наблюдений, а также метана, поступающего в выработку со свежей струей воздуха. Количество воздуха, проходящего через замерный пункт, определяют по формулам:

$$Q = 60S\bar{V}_в,$$

где S — площадь поперечного сечения выработки в свету, м^2; $\bar{V}_в$ — средняя скорость движения воздуха в выработке, м/с и

$$\bar{V}_в = \left(\sum_{i=1}^{n} V_{вi}\ K_з\right)/n,$$

где $V_{вi}$ — скорость движения воздуха в выработке при i-ом замере, м/с; n — число замеров скорости движения воздуха в выработке; $K_з$ — поправочный коэффициент, учитывающий способ замера скорости движения воздуха.

При замере способом "перед собой" поправку принимают равной 1,14, а для способа "в сечении" определяют по формуле:

$$K_з = (S : 0{,}4)/S.$$

Среднюю скорость движения воздуха $\bar{V}_т$ в воздухопроводе устанавливают по формуле:

$$V_т = \frac{\sum_{i=1}^{n} V_{Ti}}{m},$$

где m — число замеров скоростного давления в воздухопроводе; V_{Ti} — скорость движения воздуха в воздухопроводе при i-м замере:

$$v_{T_i}=\sqrt{\frac{2qh_{ск_i}}{\rho}},$$

где q — ускорение свободного падения, м/с^2; $h_{ск_i}$ — скоростное давление в i-й точке замера, Па; ρ — плотность воздуха, кг/м^3; $\rho = 0{,}00349p/(273 + t_в)$, где p — барометрическое давление в горной выработке в месте замера скорости в вентиляционной трубе, Па; $t_в$ — температура воздуха в выработке, °С.

Количество газа I_i, проходящего в пункте наблюдений при каждом i-м наборе пробы, рассчитывается по формуле:

$$I_i = 0{,}01 Q_n C_i,$$

где C_i — концентрация газа при i-м наборе пробы, %.

Среднее количество метана, поступающего в подготовительную выработку до ведения взрывных работ, определяют по формуле:

$$\bar{I}_{n_0} = \frac{\sum_{i=1}^{n} I_{0i}}{n_0},$$

где I_{0i} — количество газа, поступающего со свежей струей воздуха в выработку до ведения взрывных работ при каждом i-м наборе пробы, м^3/мин; n_0 — число проб воздуха, набранных до ведения взрывных работ.

Количество газа, поступившего со свежей струей воздуха в выработку до ведения взрывных работ при каждом i-м наборе пробы, определяют по формуле:

$$\bar{I}_{0i} = 0{,}01\, Q_n C_{0i},$$

где C_{0i} — концентрация метана у всоса вентилятора при каждом i-м наборе пробы до ведения взрывных работ, %

Среднее фоновое количество газа, проходящего в замерном пункте до ведения взрывных работ, определяют по формуле:

$$\bar{I}_{ф_0} = \frac{0{,}5\left[(I_{ф_i} + I_{ф_{i+1}})\,(T_{ф_{i+1}} - T_{ф_i})\right]}{T_0},$$

где $I_{ф_i}$, $I_{ф_{i+1}}$ — количество метана, проходящего в замерном пункте во время i-го и последующего замеров до ведения взрывных работ, м^3/мин; $T_{ф_i}$, $T_{ф_{i+1}}$ — время, отвечающее соответственно i-му и последующему замерам, ч, мин; T_0 — общее время наблюдения до ведения взрывных работ, мин.

Среднее фоновое количество метана $\Delta I_{ф_0}$, выделяющегося в выработку до начала ведения взрывных работ, определяется по формуле: $\Delta I_{ф_0} = I_{ф_0} - I_{n0}$.

Среднее количество газа, проходящего в замерном пункте после ведения взрывных работ по породе, определяют по формуле:

$$\bar{I}_n = \frac{0{,}5\left[(I_{n_i} + I_{n_{i+1}})\,(T_{n_{i+1}} - T_{n_i})\right]}{\Sigma(T_{n_{i+1}} - T_{n_i})},$$

где I_{n_i}, $I_{n_{i+1}}$ — количество газа, проходящего через замерный пункт во времени i-го и последующего замеров после ведения взрывных работ, м^3/мин; T_{n_i}, $T_{n_{i+1}}$ — время, отвечающее соответственно i-му и последующим замерам, ч, мин; $T_{n_{i+1}} - T_{n_i}$ — интервал времени между замерами, мин.

Среднее количество газа, поступаю щего в выработку после ведения взрывных работ, равно:

$$\bar{I}_{n0} = \Sigma I'_{0i}/n'_0,$$

где I'_{0i} — количество газа, поступающего со свежей струей воздуха в выработку после ведения взрывных работ при каждом i-м наборе пробы, м^3/мин; n'_0 — число проб воздуха, набранных перед вентилятором после ведения взрывных работ.

Среднее количество метана, выделяющегося из отбитой породы, составляет: $\bar{I}_{оп} = \bar{I}_n - \bar{I}'_{n0} - \Delta I_{ф0}$.

Относительное метановыделение из отбитой породы (в м^3/м^3) определяют по формуле.

$$q\,(I_{оп}T)/V,$$

где V -- объем изорванной породы в массиве, м^3: $V = S_п l_{зв}$. Здесь $S'_п$ — поперечное сечение выработки в проходке, м^2; $l_{зв}$ — подвигание забоя за цикл, м; T — промежуток времени, в течение которого происходило выделение газа из отбитой породы в выработку: $T = T_к - T_в - T_с$, где $T_к$ — время, соответствующее моменту, когда концентрация метана в выработке после взрывных работ снижается до величины, соответствующей концентрации метана до ведения взрывных работ, ч, мин; $T_в$ — время ведения взрывных работ, ч, мин; $T_с$ — время движения воздуха от забоя до пункта наблюдения, мин: $T_с = l_н/60V_в$, где $l_н$ — расстояние от забоя до пункта наблюдений, м.

Для определения остаточной газоносности из каждой партии вагонеток, выданных за пределы замерного пункта, отбирают по одной породной пробе в специальные герметические сосуды. Устройство, применение герметических сосудов и методика дегазации породногазовых проб изложены в прил. 1 и 9. Остаточную газоносность породы в каждой пробе определяют как отношение объема газа к объему дегазированной пробы. Среднее значение остаточной газоносности (в м^3/м^3) породы устанавливают по формуле: $X_{оп} = \sum_{i+1}^{n} X'_{оп}/n$; здесь n — число отобранных проб.

Для изучения коллекторских, сорбционных свойств пород и оценки содержания в них рассеянного органического вещества отбирают пробы пород. Материалы о результатах каждой газовой съемки должны содержать:

сведения о глубине залегания, литолого-стратиграфической характеристике, тектонической нарушенности, степени постдиагенетического преобразования, обводненности породы, вскрытой подземной выработкой, в которой проведена съемка;

данные о газоносности близлежащих угольных пластов, кратчайшем расстоянии до них;

сведения о коллекторских и сорбционных свойствах породы, а также о содержании в ней рассеянного органического вещества;

сведения о газонасыщенности подземных вод и компонентном составе газа;

данные об абсолютной и относительной газообильности подземной выработки, обусловленной газовыделением из отбитой породы;

данные об остаточной газоносности породы;

результаты определения природной газоносности породы по данным проведения газовой съемки.

Приложение 13

РАСЧЕТ ЗНАЧЕНИЙ ПРИРОДНОЙ ГАЗОНОСНОСТИ ПОРОД ПО ДАННЫМ ОПРОБОВАНИЯ КЕРНОГАЗОНАБОРНИКАМИ

Газоносность рассчитывают по всем породно-газовым пробам: для последующего прогноза газоносности используют данные только по представительным пробам. Дадим кратко последовательность выполнения следующих расчетных операций.

1. Объемы газа, извлеченного из газосборника и керноприемника на всех стадиях исследования угленосных проб, приводят к нормальным условиям пересчетом по формуле: $V^0 = VK$, где V^0 — объем газа, приведенный к нормальным условиям, см^3; V — объем извлеченного газа, см^3; K — коэффициент пересчета для приведения газа к нормальным условиям, вычисляется по справочнику [29] или другим.

2. Объем каждого газового компонента (см^3) по объему газа, приведенного к нормальным условиям и данным газового анализа, определяют по уравнению: $V^0_к = (V^0 A_к)/100$, где $A_к$ — содержание компонента, %.

3. Общие объемы каждого $V^0_{коб}$ компонента (при поэтапной дегазации проб и анализе газа) устанавливают по формуле: $V^0_{коб} = \Sigma V^0_к$.

4. Содержание каждого компонента $X_к$ (в см^3/см^3 или м^3/м^3) в единице объема породы $V_{пор}$, см^3 (м^3) рассчитывают как $X_к = (\Sigma V^0_к)/V_{пор}$.

Пробы смешанного состава, содержащие примерно равное число прослоев разнородных, углистых и неуглистых пород, а также прослойки угля с суммарной мощностью более 2 см, следует относить к непредставительным.

5. Результаты расчета заносятся в журнал*.

6. Основной параметр газоносности пород — метаноносность рассчитывают по сумме горючих газов: $X = X_{CH_4} + X_{C_nH_{2n+2}} + X_{H_2}$.

Приложение 14

РАСЧЕТ ЗНАЧЕНИЙ ПРИРОДНОЙ ГАЗОНОСНОСТИ ПОРОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЛАСТОИСПЫТАТЕЛЕЙ

Газоносность пород (преимущественно песчаников) определяют по метану как компоненту, имеющему наиболее важное значение в газовой смеси. Метаноносность рассчитывают для газонасыщенных и газоводонасыщенных пород с учетом результатов определения открытой пористости в породных образцах, температуры пласта и давления флюида в испытываемом интервале.

Содержание метана X (в м^3/м^3) в системе "порода—газ" определяется по формуле:

$$X = \frac{n K_п f \alpha P_{пл}}{P_0 \alpha_0} + \Gamma_п^{сорб},$$

где n — общая пористость, в долях единицы; $K_п$ — коэффициент заполнения пор газом, в долях единицы; f — температурная поправка для приведения объема газа

---

*Формы журнала дегазации и сводной таблицы результатов изучения газоносности пород приведены в [17]. Они могут частично видоизменяться в соответствии со спецификой условий ведения работ.

к нормальным условиям: $f = 1/(T + t_{пл})$, здесь $t_{пл}$ — пластовая температура, измеряемая максимальным термометром в процессе испытания пласта, °С; $T - 273К$; α — поправка на отклонение реальных газов от закона Бойля—Мариотта при $P_{пл}$ ($\alpha = \frac{1}{Z}$, где Z — сжимаемость газа), берется из справочной литературы в зависимости от значения приведенного давления $P_{пр}$ и приведенной температуры $T_{пр}$.

Для метана $P_{пр} = P_{пл}/4{,}50$; $T_{пр} = (273К + t_{пл})/190{,}5$; $t_{пл}$ — пластовая температура, °С; $P_{пл}$ — пластовое давление газа, МПа, определенное по результатам применения КИИ; P_0 — атмосферное давление в период отбора пробы газа у устья скважины, МПа; $\alpha_0 = 1$ при P_0.

Коэффициент заполнения пор газом ($K_г$) устанавливают в долях единицы по *формуле:*

$$K_г = (1 - \frac{\gamma_п W}{n_0 \gamma_в}),$$

где $\gamma_п$ — плотность породы, т/м^3; W — пластовая (естественная) влажность, %; n_0 — открытая пористость, %; $\gamma_в$ — плотность воды.

Определение естественной (пластовой) влажности породы по керну буровых скважин затруднительно, поскольку бурение ведется с промывкой. Поэтому ее значение обычно устанавливают по шахтным пробам. По опыту работы в Донбассе, в зоне распространения углей марок Ж, К, ОС, Т величина $K_г$ для песчаников до глубины примерно 600—900 м составляет 0,0—0,2. На глубинах свыше 900—1000 м в газоносных песчаниках $K_г$ — 0,7 — 0,95. Конкретные значения коэффициента заполнения пор газом рекомендуется уточнять по шахтным пробам, отбираемым в аналогичных условиях.

Значение сорбционной газоемкости породы в основном определяют по содержанию в ней органического вещества. Поэтому

$$Г_п^{сорб} = \frac{X_0 \gamma C_0}{100}, м^3/м^3,$$

где $Г_п^{сорб}$ — объем сорбированного газа в 1 м^3 (м^3/м^3); C_0 — содержание органического углерода, %; γ — кажущаяся плотность пород, т/м^3; X_0 — метаноносность органического вещества, м^3/т с.б.м., которую в первом приближении принимают равной метаноносности ближайшего угольного пласта или определяют по номограмме для оценки сорбционной метаноемкости пород (см. рис. 1).

Содержание X газа в системе "песчаник — газ — вода" определяют как сумму объемов газа, растворенного в пластовых водах и сорбированного органическим веществом:

$$X = Г_п^в + Г_п^{сорб},$$

где $Г_п^в$ — объем газа, м^3/м^3, растворенного в пластовых водах, насыщающих 1 м^3 породы.

РАСЧЕТ ЗНАЧЕНИЙ ПРИРОДНОЙ ГАЗОНОСНОСТИ ПОРОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СОРБЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Сорбционную способность пород рассчитывают следующим образом. Устанавливают объемы газа, выпущенного в измерительную часть установки при каждом i-м сбросе давления газа, см^3:

$$V_i^{\text{в}} = V_{\text{изм}} (P_{2i}^{\text{в}} - P_{1i}^{\text{в}}) f,$$

где $V_{\text{изм}}$ — объем измерительной части установки, см^3; P_{2i}, P_{1i} — конечное и начальное давление (соответственно) при i-м выпуске по вакуумметру, МПа; f — температурная поправка

Определяют объем газа, извлеченного при дегазации при каждом i-м выпуске газа, см^3:

$$V_i^{\text{д}} = V_{\text{изм}} (P_{2i}^{\text{в}} - P_{1i}^{\text{в}}).$$

Общий объем газа, содержащегося в сорбционной ампуле с пробой (в см^3) рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{об}} = \sum_{i=1}^{n} V_i^{\text{в}} + \sum_{i=1}^{n} V_i^{\text{д}},$$

где n — число выпусков газа.

Устанавливают объем свободного газа, находящегося в ампуле при каждом равновесном давлении, см^3:

$$V_i^{\text{с}} = V^0 \frac{P_i}{\alpha},$$

где V_0 — объем свободного пространства в сорбционной ампуле с пробой, см^3; P_j — давление сорбционного равновесия в системе метан—порода, МПа; α — степень сжимаемости газа при давлении и температуре опыта.

Удельный объем сорбированного газа при каждом давлении сорбционного равновесия (в см^3/г) можно установить.

$$\text{при } P_1 a_1 = \frac{V_{\text{об}} - V_1^{\text{с}}}{\sigma},$$

$$\text{при } P_2 a_2 = \frac{V_{\text{об}} - V_1^{\text{в}} + V_2^{\text{с}}}{\sigma},$$

$$\text{при } P_3 a_3 = \frac{V_{\text{об}} - (V_1^{\text{в}} + V_2^{\text{в}}) - V_3^{\text{с}}}{\sigma},$$

$$\text{при } P_k a_k = \frac{V_{\text{об}} - \sum_{i=1}^{k-1} V_k^{\text{в}} - V_k^{\text{с}}}{\sigma},$$

где P_j — давление сорбционного равновесия ($j = 1, 2, \ldots, k$), МПа; a_j — сорбционная емкость пород при данном давлении ($j = 1, 2, \ldots, k$), см^3/г; k — общее число выпусков; σ — масса пробы, г.

Для перевода в размерность $м^3/м^3$ значение сорбционной емкости необходимо умножить на кажущуюся плотность породы.

Общий объем газа, заключенного в породе, складывается из объемов свободного, сорбированного и водорастворенного газа, формула расчета газоносности породы $X_п$ имеет вид:

$$X_п = Г_п^{св} + Г_п^{сорб} + Г_п^{в}, м^3/м^3,$$

где $Г_п^{св}$ – содержание свободного газа в поровом пространстве породы, $м^3/м^3$; $Г_п^{сорб}$ – сорбционная метаноемкость породы, $м^3/м^3$; $Г_п^{в}$ – содержание газа, растворенного в пластовых водах, насыщающих породы, $м^3/м^3$.

Расчет объема свободного газа производится по уравнению:

$$Г_п^{св} = (n_0 P f) / (Z P_0),$$

где n_0 – открытая пористость, доли единицы; P – пластовое давление, МПа; f – температурная поправка, выполняемая по формуле, приведенной в прил. 14; P_0 – 0,1 МПа (атмосферное давление); Z – коэффициент сжимаемости.

Расчет содержания газа, растворенного в пластовых водах, насыщающих породы, производится по формуле: $Г_п^{в} = 0{,}001 Гф\ n_0$, где $Г_п^{в}$ – газоносность водоносных пород, $м^3/м^3$; $Г_ф$ – газонасыщенность пластовых вод, $см^3/л$.

Для определения $Г_п^{в}$ отбирают пробы воды и жидкости из пробоотборной камеры КИИ-65 на устье скважины. Объем газа замеряют, пробу газа отправляют в лабораторию По данным газового анализа и объему извлеченного газа рассчитывают содержание газовых компонентов [25]:

$$V_к = (A_к V) / 100,$$

где $V_к$ – объем газа, извлеченного из пробоотборной камеры, $м^3$; $A_к$ – содержание компонента в извлеченном газе, %.

При отборе пробы жидкости в ней растворяются кислород и азот воздуха. В пробе может быть только атмосферный кислород, поэтому его объем исключают полностью. Объем атмосферного азота принимается равным удвоенному объему кислорода, так как соотношение растворимости кислорода и азота в воде – $O_2/N_2 = 1/2$. Содержание азота равняется разности общего объема азота в пробе и удвоенного объема кислорода.

Количество газа, извлеченного из пробоотборной камеры, без учета кислорода и азота воздуха вычисляется по формуле:

$$V_{пр} = V - V_{O_2} - V_{N_2}^{в},$$

где V_{O_2} – объем кислорода, $м^3$; $N_{N_2}^{в}$ – объем атмосферного азота, $м^3$.

Содержание $b_к$ газовых компонентов в извлеченном из пробы газе рассчитывается по выражению:

$$b_к = (V_к \cdot 100) / V_{пр}$$

Абсолютное содержание отдельных газовых компонентов в 1 $м^3$ жидкости определяют по формуле: $Г_в = V_к / V_в$, где $V_в$ – объем воды, отобранный из пробоотборной камеры, $м^3$. Результаты расчетов заносятся в журнал.

Газонасыщенность пластовых вод горючими газами совместно с водородом рассчитывают по формуле

$$Г_ф = \frac{\Sigma (V_п + V_{H_2})}{V_в},$$

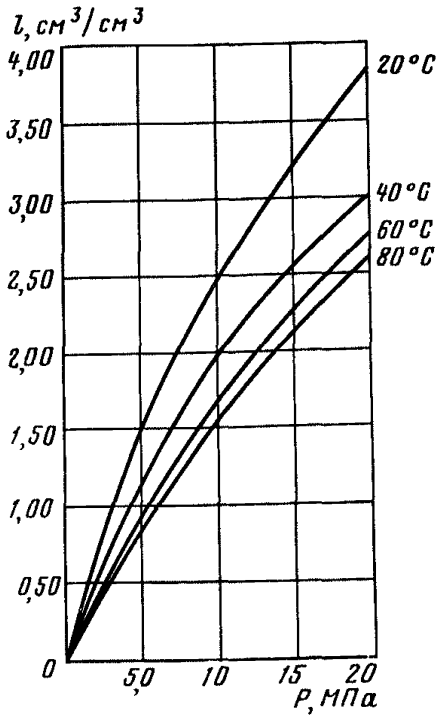


Рис. 19. Растворимость метана в воде при различных давлениях и температурах [27]

l — число объемов газа (при $P = 0{,}1$ МПа, 0 °С), растворяющихся в одном объеме воды

где $V_{\text{п}}$ — объем углеводородных газов, вычисленный по результатам газового анализа и приведенный к нормальным условиям, м³; V_{H_2} — объем водорода, вычисленный по результатам газового анализа и приведенный к нормальным условиям, м³.

Если в пробоотборной камере объем газа, растворенного в воде, не определен или определен недостаточно, взамен фактической газонасыщенности пластовых вод устанавливают предельную величину растворимости метана в воде по графику (рис. 19).

Содержание газа, растворенного в пластовых водах, насыщающих 1 м³ породы, рассчитывают по уравнению:

$$X_{\text{г}}^{\text{в}} = \Gamma_{\text{ф}} n_0 + \Gamma_{\text{ф}} n_{\text{т}}, \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

где $X_{\text{п}}^{\text{в}}$ — газоносность водовмещающих пород, м³/м³; $\Gamma_{\text{ф}}$ — газонасыщенность пластовых вод, м³/м³; n_0 — открытая пористость пород по лабораторным данным, доли единицы; $n_{\text{т}}$ — трещинная пустотность пород, доли единицы.

Приложение 16

ОЦЕНКА ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТИ ПОРОДНО-ГАЗОВЫХ ПРОБ, ОТОБРАННЫХ В ГЕРМЕТИЧЕСКИЕ СОСУДЫ И КЕРНОГАЗОНАБОРНИКАМИ

Пробы, отобранные в герметические сосуды, считают представительными, если они удовлетворяют условиям (рис. 20): проба поступила на дегазацию не позднее 5 суток после отбора; герметичность пробы в процессе транспортировки и дегазации не нарушалась; проба имеет массу не менее 300 г и представлена одной литологической разностью; проба после дегазации сухая, что указывает на ее герметичность. Пробы, не удовлетворяющие этим требованиям, считаются непредставительными и для решения задач изучения газоносности пород не используются.

Пробы, отобранные керногазонаборниками, считаются представительными при соблюдении следующих условий, относящихся к различным критериям.

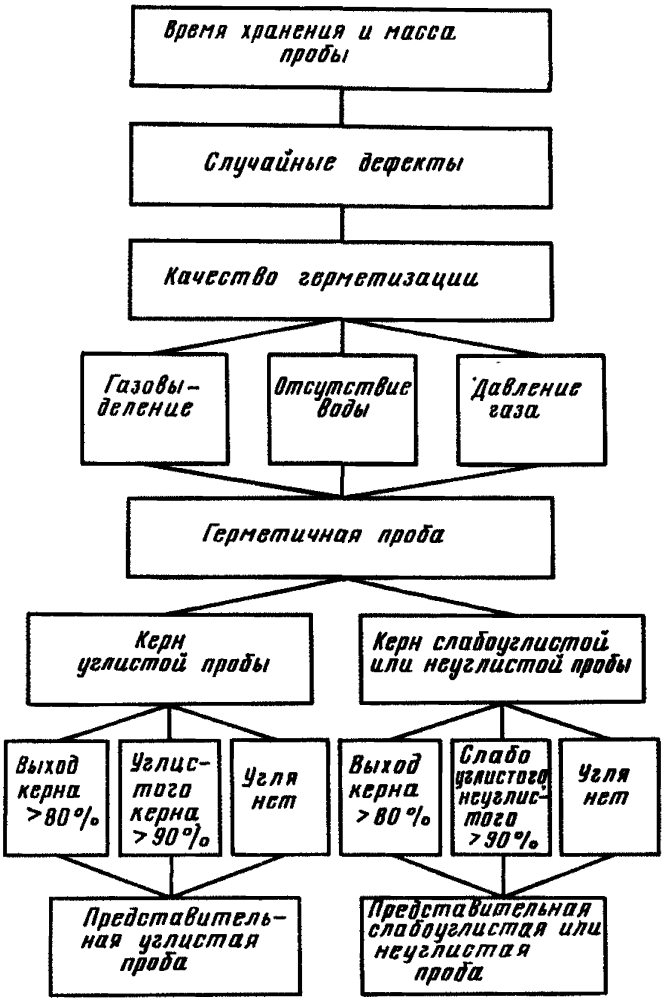


Рис. 20. Схема определения представительности и классификации породных проб, отобранных керногазонаборниками

По качеству герметизации: проба поступила на дегазацию не позднее 5 сут после отбора; масса пробы более 1000 г; пробу отбирают и герметизируют в соответствии с утвержденной методикой; отсутствуют видимые газовыделения из керноприемника по соединениям запорных устройств; давление газа в керноприемнике, замеренное по манометру на скважине через 2 ч после отбора, меньше замеренного через 2 сут в лаборатории, что указывает на отсутствие утечки газа в местах соединений; керн после вскрытия сухой, что указывает на отсутствие подсоса воды при дегазации; содержание кислорода во всех фракциях дегазации не превышает 5 %.

По качеству и составу керна для углистых пород (зольность 50—70 %) керн не менее чем на 90 % состоит из углистых пород; выход керна более 70 %; керн занимает не менее 2/3 длины керноприемника, что исключает влияние газа, содержащегося в буровом растворе; в керне нет прослоев угля суммарной мощностью

более 5 см для слабоуглистых или неуглистых пород (зольность более 70 %); керн не менее чем на 90 % состоит из слабоуглистых или неуглистых пород; выход керна более 80 %; керн занимает не менее 2/3 длины керноприемника; в керне отсутствуют прослои угля с суммарной мощностью более 5 см.

По пробам, в которых керн представлен углистыми и неуглистыми породами в иных соотношениях или с большим числом прослоев угля, расчет газоносности не производится из-за невозможности определения объема газа, выделяющегося из каждой литологической разности в отдельности.

Все пробы, не удовлетворяющие перечисленным критериям, считаются непредставительными и при прогнозировании газоносности не учитываются.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Багринцева К.И.* Трещиноватость осадочных пород. М., Недра, 1982 .

2. *Бурлин Ю.К.* Природные резервуары нефти и газа. М., Недра, 1976.

3. *Васильев В.В., Яценко О.С., Левченко В.И.* Методические основы укрепления пород подготовительных выработок магнезиальным вяжущим веществом. № 3: Добыча угля подземным способом. М., ЦНИЭИуголь. 1983, с. 14—15.

4. *Газоносность* угольных бассейнов и месторождений СССР. — В кн.: Угольные бассейны и месторождения европейской части СССР. Отв. ред. А.И. Кравцов. Т. 1. М., Недра, 1979.

5. *Газоносность* угольных бассейнов и месторождений СССР. — В кн.: Угольные бассейны и месторождения Сибири, Казахстана и Дальнего Востока. Т. 2. М., Недра, 1979.

6. *Газоносность* угольных бассейнов и месторождений СССР. — В кн.: Генезис и закономерности распределения природных газов угольных бассейнов и месторождений СССР. Мингео СССР, МГРИ. Т. 3. М , Недра, 1980, 218 с.

7. *Геофизические* методы исследования скважин. Справочник геофизика. М , Недра, 1983.

8. *Гречухин В.В.* Изучение угленосных формаций геофизическими методами. М., Недра, 1980.

9. *Газовые* и газоконденсатные месторождения. Справочник. Под ред. И.П. Жабрева. М., Недра, 1983.

10. *Генезис* газа и прогноз газоносности/И.П. Жабрев, В.И. Ермаков и др. — Геология нефти и газа, 1974, № 9, 1—8 с.

11. *Дахнов В.Н.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1982

12. *Дмитриев А.М., Куликова Н.Н., Бодня Г.В.* Проблемы газоносности угольных месторождений М., Недра, 1982.

13. *Дополнение* к "Руководству по проектированию вентиляции угольных шахт". М., Недра, 1981.

14. *Жданов М.А.* Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1981.

15. *Ивачев Л.М.* Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин. М., Недра, 1982.

16. Инструкция по изучению и прогнозированию гидрогеологических условий угольных месторождений при геологоразведочных работах. Ростов-на-Дону, 1985.

17. *Инструкция* по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. М., Недра, 1977.

18. *Комплексирование* геофизических методов при решении геологических задач/Под ред. В.Е. Никитского и В.В. Бродского. М., Недра, 1976.

19 *Корчагина Ю.И., Четверикова О.П.* Методы исследования рассеянного органического вещества осадочных пород. М., Недра, 1975.

20. *Левит А.М.* Анализ газа и дегазация при разведке нефтяных, газовых и угольных месторождений. М., Недра, 1974.

21. *Методика* определения природной газоносности угольных пластов действующих и строящихся шахт Донбасса. Макеевка, МакНИИ, 1981

22. *Методическое* руководство по люминесцентно-битуминологическим методам исследования органического вещества пород и нефтей. М., Недра, 1979.

23. Методические рекомендации по кернометрии при разведке угольных месторождений. Ростов-на-Дону, ДонбассНИЛ, 1974,

24 *Методические* рекомендации по количественному изучению трещинных коллекторов природных газов по керну углеразведочных скважин. Ростов-на-Дону, ВНИГРИуголь, 1984.

25. *Методическое* руководство по работе с испытателем пластов КИИ-65 в скважинах колонкового бурения. Харьков, УкрНИИгаз, 1973.

26. *Миневв Б.П., Сидоров Н.П.* Практическое руководство по испытанию скважин М , Недра, 1981

27. *Намиот А.Ю., Бондарева М.М.* Растворимость газа в воде под давлением. М., Гостоптехиздат, 1963.

28. *Павлова Н.Н.* Деформационные и коллекторские свойства горных пород. М., Недра, 1975

29. *Гороновский И.Т., Назаренко Ю.П., Некряч Е.Ф.* Краткий справочник по химии. Киев. Наукова думка, 1974.

30. *Померанец Л.И.* Газовый каротаж. М., Недра, 1982.

31. *Правила* безопасности в угольных и сланцевых шахтах. М., Недра, 1986.

32. *Савченко В.П.* Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. М , Недра, 1977.

33. *Справочник* по геологии нефти и газа./Под ред. Н.А. Еременко. М., Недра, 1984.

34. *Техническая* инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М., Недра, 1985

35. *Тян П.М.* Предупреждение и ликвидация поглощений при геологоразведочном бурении. М., Недра, 1980.

36. *Ханин А.А.* Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М., Недра, 1973.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 3
Используемая терминология 5

1. Геологические основы методики изучения и прогнозирования газоносности вмещающих пород угольных месторождений 7
Природа газов угленосных толщ 7
Формы нахождения газов в угленосных толщах и учет их особенностей при изучении и прогнозировании газоносности 8
Закономерности современного распределения природных газов в угленосных толщах и их использование при изучении газоносности вмещающих пород 13
Принципы выбора и комплексирования методов и технических средств изучения газоносности угленосных толщ 18

2. Методы и технические средства изучения газоносности пород и определяющих ее параметров 18
Определение газоносности с применением герметичных керногазонаборников 18
Изучение газоносности с помощью пакерных устройств 19
Изучение газоносных горизонтов в обсаженных скважинах и в открытом стволе 20
Изучение газоносности с применением газового каротажа 21
Оценка параметров, определяющих газоносность пород с применением комплекса геофизических исследований в скважине 22
Изучение газовыделений из скважин и обнажений 25
Оценка газоносности пород по их потенциальной метаноемкости 26
Изучение газоносности методом подземных газовых съемок и сбор материалов о газообильности выработок 28
Измерение газового давления из горных выработок 29
Изучение параметров раскрытой трещиноватости методом тампонажной фиксации трещин 29
Опробование пород для лабораторного изучения их коллекторских, сорбционных свойств, содержания и состава рассеянного органического вещества и битумов 30

3. Основные задачи, виды и объемы полевых работ по изучению газоносности пород на разных стадиях геологоразведочных работ и в различных природных условиях 31
Стадия поисково-оценочных работ 31
Стадия предварительной разведки 32
Стадия детальной разведки 37
Стадия доразведки 42
Стадия эксплуатационной разведки 43
Особенности изучения газоносности пород в горных районах с интенсивно расчлененным рельефом 44
Особенности изучения газоносности многолетнемерзлых пород 45

4. Лабораторные работы 45
Дегазация породно-газовых проб из герметических стаканов и керноприемников 45
Извлечение растворенного газа из воды и бурового раствора 46
Анализ газа 46

Определение содержания и состава рассеянного органического вещества и природных битумов 48
Определение коллекторских свойств пород 49

5. Камеральная обработка материалов 52

6. Требования к изложению результатов изучения газоносности углевмещающих пород в отчетах о геологоразведочных работах 58

7. Организация работ по изучению газоносности пород 63

Приложения.

1. Устройство и способ применения герметических сосудов 65
2 Требования к конструкции герметического керногазонаборника для отбора породно-газовых проб 66
3. Выделение некондиционных угольных пластов и слоев углистых пород в разрезах скважин по данным каротажа 67
4. Выявление и оценка коллекторов свободного газа по результатам бурения и опробования разведочных скважин 68
5. Выявление и оценка коллекторов по данным геофизических исследований скважин 70
6. Газовый каротаж 74
7 Устройство и способ применения испытателя пластов КИИ-65 77
8. Устройство и способ применения прибора ПГД-2 82
9. Устройство дегазационных установок и способы дегазации породно-газовых проб и жидкостей 82
10. Выявление и изучение микрозалежей газа в угленосной толще 89
11 Определение параметров раскрытой трещиноватости горных пород . . 91
12. Методика проведения подземных газовых съемок 96
13. Расчет значений природной газоносности пород по данным опробования керногазонаборниками 100
14 Расчет значений природной газоносности пород по результатам исследований с применением пластоиспытателей 102
15. Расчет значений природной газоносности пород по результатам сорбционных исследований 102
16. Оценка представительности породно-газовых проб, отобранных в герметические сосуды и керногазонаборниками 104

Список литературы 107

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ИЗДАНИЕ

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ

Заведующий редакцией *Р.В. Добровольская*
Редактор издательства *М.Д. Мирзоева*
Обложка художника *Ю.Г. Асафова*
Художественный редактор *В.В. Евдокимов*
Технический редактор *Н.С. Анашкина*
Корректор *В.Т. Юдович*
Оператор *Е.А. Орехова*
ОИБ 7763

Подписано в печать 22.12.87. Т—23082. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная № 1. Набор выполнен на наборно-пишущей машине. Гарнитура "Универс". Печать офсетная. Усл. печ.л. 6,51. Усл.кр.-отт. 6,74. Уч.-изд.л. 8,94. Тираж 2000 экз. Заказ 851 /12768—1. Цена 45 коп. Заказное

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра",
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Московская типография № 9 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
109033, Москва Ж-33, Волочаевская, 40.

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ!

Издательство "Недра" готовит к выпуску в 1989 году новую книгу

МЕТОДЫ и средства контроля состояния и свойств горных пород в массиве/Ватолин Е.С., Черняков А.Б., Рубан А.Д., Потапов А.М 12 л. 60 к.

Рассмотрены методы и аппаратура, предназначенная для контроля напряженного состояния, нарушенности угольных пластов, физико-механических свойств углей и горных пород в массиве. Дана методика и рассмотрена аппаратура, используемые для обнаружения и оконтуривания твердых включений во вскрышных породах. Приведены результаты исследований, выполненных в угольных бассейнах страны, а также математические методы обработки результатов экспериментальных измерений.

Для инженерно-технических работников, занимающихся разведкой нарушений угольных пластов и определением свойств пород.

План 1989 г., № 214.

Эту книгу можно заказать в магазинах книготорга, распространяющих научно-техническую литературу, и в магазинах — опорных пунктах издательства "Недра", адреса которых приведены в аннотированном плане, а также через отделы "Книга — почтой" центральных магазинов:

№ 115 — 117334, Москва, Ленинский проспект, 40. Дом научно-технической книги;
№ 17 — 199178, Ленинград, В.О., Средний проспект, 61.

Издательство "Недра"

Опечатки и исправления

Страница	Строка	Напечатано	Следует
2	1 снизу	ВНИИГРИуголь,1988	ВНИГРИуголь,1988
5	10 снизу	зональностью 70-90%	зольностью 70-90%
	10 снизу	зональностью	зольностью
	11 снизу	зональностью 50-70%	зольностью 50-70%
7	6 снизу	из	их
8	12 снизу	возможность	влажность
15	16 сверху	зональность, зональность	зольность, зольность
26	14 снизу	амплитуды	ампулы
29	6 сверху	начиная	наличия
33	4 снизу	битумом	битумов
33	19 снизу	прдусмотреть	предусмотреть
33	19 сверху	скеажины	скважинам
40	4 снизу	они	ни
47	11 сверху	селек-	детек-
47	15 сверху	CH_4, CO, Ar ,не	CH_4, CO, Ar , Не
47	20 снизу	из кислорода	кислорода
54	Рис.3	9-места отбора угольных проб	9- место отбора породных проб
101	1 сверху	$f = 1/(T + t_{пл})$	$f = \frac{T}{T + t_{пл}}$

БНИГРИуголь. Заказ 105-88. Тираж 490 экз.

gost.e-ecolog.ru