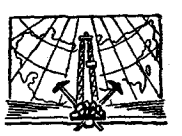
В. В. ГРЕЧУХИН

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ УГОЛЬНЫХ СКВАЖИН



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1965

Под редакцией *В. Н. Дахнова*

ПРЕДИСЛОВИЕ

В геологической документации углеразведочных скважин важное место занимают методы промысловой геофизики. До применения геофизических методов разведки основой документации было описание керна. Такой способ является несовершенным, так как в большинстве случаев не удается достигнуть полного выхода керна из всех пробуренных пластов. В первую очередь оказывается раздробленным и унесенным из скважины промывочной водой керн из пластов, обладающих наименьшей механической крепостью, к которым относится большинство углей. Только применение специальных колонковых труб позволяет получить достаточный выход углесодержащего керна. Однако применение этих приспособлений практически осуществимо только в тех случаях, когда точно известно положение угольных пластов в разрезе данной скважины или когда бурильщик своевременно заметил прохождение угольного пласта буровым инструментом.

Так как эти условия не всегда выполнимы, то угольные пласты обычно либо полностью пропускаются при бурении, либо частично, не по всей их мощности. Вследствие этого данные керна не позволяют получить достаточно достоверных сведений о выдержанности угольных пластов, их мощности, строении и качестве. Малый выход керна из некоторых пород, вмещающих угли, в свою очередь затрудняет составление достоверного разреза скважины, а следовательно, и выявление в нем вероятного положения пропущенных угольных пластов и пропластков.

Получение достоверных данных о разрезе скважины и особенно об угольных пластах совершенно необходимо для правильного подсчета запасов углей и последующего проектирования шахт и систем эксплуатации. Неверные геологические сведения о месторождении угля могут причинить большой материальный ущерб, ибо строительство шахты и примыкающих к ней промышленных и гражданских сооружений, жилых поселков и железных дорог стоит много миллионов рублей. Поэтому перед углеразведкой стоит ответственная задача полного и всестороннего геологического изучения угольного месторождения до передачи его в разработку.

Применение геофизических методов для геологической документации разрезов скважин позволяет полностью устранить указанные недостатки и обеспечить наиболее полное изучение геологического строения и промышленной характеристики угольных месторождений. Первоначально геофизические методы исследования скважин стали применяться в нефтяной промышленности (1926—1928 гг.). Внедрение этих методов позволило не только резко улучшить качество геологической документации разрезов скважин, но и перейти к высокоэффективному бескерновому бурению; последнее обеспечило резкий рост производительности труда в бурении и снижение стоимости этих работ.

Методы промысловой геофизики в углеразведке стали применяться позднее (1932 г.). Изучение геологического разреза угольных скважин

и особенно продуктивных пластов геофизическими методами основано на различии физических свойств углей и вмещающих их пород. Пользуясь определением физических свойств пород, слагающих разрез скважины, и интерпретацией (истолкованием) этих данных можно составлять геологический разрез скважины.

Каждой породе присущи определенные физические свойства. Но так как одинаковые физические свойства могут наблюдаться в разных породах, то с целью достижения однозначной интерпретации геофизических диаграмм исследование скважин обычно производится по возможно большему числу физических параметров, характеризующих различные свойства пород.

В настоящее время для геологической документации углеразведочных скважин применяется широкий комплекс геофизических методов, а именно: кажущегося сопротивления (КС), микрозондов, фокусированных зондов, собственной поляризации (СП), вызванной поляризации (ВП), регистрации тока (РТ), естественного гамма-излучения (или гамма-метод — ГМ), рассеянного гамма-излучения (или гамма-гамма-метод — ГГМ) и др. Эти методы дополняются отбором проб стреляющими боковыми грунтоносами (ОГП). Из всех перечисленных методов на большинстве угольных месторождений основное значение имеют методы кажущихся сопротивлений и рассеянного гамма-излучения.

Изучение гидрогеологического режима горных пород производится с помощью резистивиметрии, а исследование термического режима методами термометрии. Геофизические методы широко применяются также для изучения технического состояния скважин: измерения кривизны (инклинометрия) и диаметра скважины (кавернометрия — Д).

Методы промысловой геофизики позволяют решать следующие задачи: а) расчленять по литологическому составу разрезы скважин; б) выделять в разрезе угольные пласты и пропластки; в) определять глубину залегания, мощность и строение угольных пластов; г) определять зольность угольных пластов; д) проводить корреляции разрезов скважин; е) выявлять тектонические нарушения; ж) изучать региональное изменение метаморфизма пород; з) выяснять термический и гидрогеологический режим месторождения; и) осуществлять поиски радиоактивных элементов; к) производить отбор грунтоносных проб непосредственно из угольных пластов; л) определять диаметр и кривизну скважины.

Краткий перечень задач, разрешаемых геофизическими методами, показывает их огромное значение в углеразведке. В настоящее время геофизические методы широко используются также для подсчета запасов углей.

Геофизические методы позволяют не только резко улучшить качество разведки угольных месторождений, но также дают возможность осуществить бескерновое бурение отдельных интервалов разреза и целых скважин, что обеспечивает резкий рост производительности труда в бурении, снижение стоимости этих работ и переход углеразведки на новую технику. Однако основная и огромная экономическая эффективность геофизических методов разведки заключается в значительном повышении достоверности геологической разведки, что позволяет более экономично проектировать и строить шахты, а также осуществлять их эксплуатацию.

Геофизические методы исследования угольных скважин значительно отличаются от изучения нефтяных скважин. Поэтому имеющаяся обширная литература по промысловой геофизике может лишь частично обеспечить нужды угольной геофизики, главным образом по аппаратуре и технике. В области интерпретации геофизических материалов исследования угольных скважин до настоящего времени систематизированные руководства отсутствуют.

Настоящая работа является первым опытом создания подобного руководства для геофизиков и геологов углеразведки. Так как геофизические методы исследования угольных скважин развивались на базе нефтяной промысловой геофизики, то это приводило к перенесению терминологии из нее в угольную геофизику, в частности термина «промысловая геофизика». Хотя этот термин не совсем удачный, но он широко внедрен в углеразведку и поэтому применяется в нашей работе вместо еще более неудачного термина «каротаж».

В работе излагается широкий комплекс геофизических методов, применяемых при исследовании угольных скважин. Хотя их геологическая эффективность и различна, для успешного практического использования методов промысловой геофизики в разных геолого-геофизических условиях необходимо их знание, так как в общем случае малоэффективные методы могут иногда оказаться высокоэффективными. Приведено большое количество фактических данных и дается их обобщение. Однако обобщение и переход от частного явления к общему, т. е. индуктивный метод, не может вскрыть полноту всех объективных связей явления. Поэтому индуктивный метод исследования дополняется дедукцией, т. е. переходом от общего к частному. Таким образом, широко использован марксистский диалектический метод познания от частного к общему и от общего к частному.

Автор выражает глубокую благодарность заведующему кафедрой промысловой геофизики Московского института нефтехимической и газовой промышленности доктору геолого-минералогических наук профессору В. Н. Дахнову за ценные указания при подготовке рукописи к печати и ее научное редактирование.

В целях дальнейшего улучшения данной работы автор просит направлять все деловые замечания и пожелания по адресу: Коми АССР, г. Воркута, пос. Рудник, Печорская геофизическая экспедиция.

ВВЕДЕНИЕ

Геофизические методы исследования геологических разрезов скважин впервые были применены в нефтяной промышленности, а затем были перенесены в угольную, рудную и другие отрасли горного дела. Поэтому истории развития геофизических методов исследования угольных скважин следует просто предпослать историю развития нефтяной промысловой геофизики.

Из физических параметров пород, используемых при изучении разрезов скважин, первым была температура. В 1906 г. крупнейший русский геолог-нефтяник Д. В. Голубятников на основе термических исследований нефтяных скважин показал принципиальную возможность использования температуры для изучения разрезов скважин. Однако развитие промысловой геофизики и широкое внедрение ее в промышленность началось после изобретения в 1926 г. французским ученым К. Шлумберже [243, 244] метода кажущегося сопротивления (КС или $\rho_к$). По инициативе Д. В. Голубятникова и И. М. Губкина этот метод в 1929 г. успешно был опробован на нефтяных месторождениях г. Грозного. Метод кажущихся сопротивлений позволил выделять в разрезах нефтяных скважин опорные геологические горизонты, выявлять нефтеносные пласты, а также определять глубину залегания, мощность и структуру последних.

В 1931 г. К. Шлумберже предложил новый способ электрометрии скважин, заключающийся в изучении естественных электрических полей, наблюдаемых в горных породах, пересеченных буровой скважиной. Этот способ был назван методом потенциалов самопроизвольной поляризации, методом естественных потенциалов или потенциалов собственной поляризации пород (*PS*, ПС или СП).

Успешное применение методов кажущихся сопротивлений и потенциалов собственной поляризации позволило с 1932 г. в ряде нефтяных районов перейти на бескерновое бурение эксплуатационных и эксплуатационно-разведочных скважин, что обеспечивало рост производительности труда и снижение стоимости буровых работ. Высокая геологическая эффективность промысловой геофизики способствовала быстрому ее развитию. Промысловая геофизика, как всякая другая новая техника, получила наиболее быстрое развитие в Советском Союзе — в условиях социалистической системы хозяйства, имеющей все возможности для развития науки и техники.

В 1933 г. К. Шлумберже был предложен новый метод исследования скважин — метод вызванных потенциалов или *PP* (polarisatoin provoque). Однако в предложенной модификации он не дал положительных результатов. Позднее, в 1945 г., В. Н. Дахновым и А. А. Коржевым была разработана новая измерительная установка, получившая первоначально название электролитического каротажа (ЭК), а затем метода потенциалов вызванной поляризации пород (ВП). Этот метод оказался весьма эффективным на угольных месторождениях.

В 1935 г. Л. Я. Нестеровым [165] был предложен одноэлектродный метод регистрации тока (РТ) в цепи заземления, опускаемого в скважину. Сопротивление этого заземления в значительной степени определяется сопротивлением окружающих его пород, что позволяет расчленять разрез скважины по диаграмме тока. В том же 1935 г. А. С. Семенов и О. К. Владимиров [209, 210] предложили метод скользящих контактов (МСК). Он позволяет исследовать сухие (без бурового раствора) рудные и угольные скважины и выявлять тонкие продуктивные пласты. Последнее является большим преимуществом перед другими электрическими методами. Метод скользящих контактов с большой детальностью расчленяет структуру угольных пластов.

Кафедрой промысловой геофизики Московского института нефтехимической и газовой промышленности (МИНХ и ГП) под руководством профессора В. Н. Дахнова [83, 84] был разработан метод сопротивления экранированного заземления — СЭЗ и микрометод сопротивления экранированного заземления — микро-СЭЗ. В этих методах достигается значительное исключение влияния проводимости бурового раствора на величину сопротивления заземления. Методы СЭЗ и особенно микро-СЭЗ эффективны для изучения тонкослоистых разрезов скважин.

Еще более эффективным оказался метод сопротивления заземления с фокусированным зондом (метод бокового каротажа). Он был предложен и разработан Оуэном, Гриром (Общество геофизических изысканий и фирма Халлибуртон) и Г. Доллем (фирма Шлумберже) в 1949—1959 гг. Данный метод имеет большие преимущества перед другими электрическими методами при изучении разрезов кавернозных скважин и тонкой структуры пластов, а также скважин, заполненных соленым буровым раствором.

Г. Доллем [266] также был предложен метод микрозондов. Этот метод может быть использован для исследования тонкой структуры угольных пластов в некавернозных скважинах и отбивки контактов крутопадающих пластов. Фирмой же Шлумберже (Г. Долль) в 1948 г. был создан метод индуктивного исследования скважин, широко используемый за рубежом для изучения сухих и заполненных нефтью скважин [40].

Советскими геофизиками Г. В. Горшковым, А. Г. Граммаковым, Л. М. Курбатовым и В. А. Шпаком [43, 245] в 1933 г. была начата разработка гамма-метода, основанного на изучении естественного гамма-излучения горных пород. Указанный метод может быть использован не только для выявления пород с высоким содержанием радиоактивных элементов, но также для литологического расчленения разреза скважин. Гамма-метод позволяет исследовать разрезы в скважинах с обсадными трубами, что является важным преимуществом этого метода по сравнению со всеми электрическими методами. В дальнейшем гамма-метод разрабатывался и усовершенствовался коллективами геофизиков Всесоюзного института разведочной геофизики (ВИРГ) и Научно-исследовательского института геофизических методов разведки Главнефтегеофизики (НИИГР, ныне ВНИИГеофизика).

В 1941 г. крупнейшим физиком Б. Понтекорво был создан нейтронный гамма-метод исследования скважин. Основы теории нейтронных методов были впервые даны Ю. П. Булашевичем [25]. В дальнейшем эти методы успешно разрабатывались в Московском институте нефтехимической и газовой промышленности. Коллективом сотрудников этого института под руководством В. Н. Дахнова [81, 82] в 1953 г. впервые была создана методика определения водо-нефтяного контакта по данным радиометрии скважин.

По разработке новых радиоактивных методов, связанных с изучением рассеянного гамма-излучения, наведенной активности, гамма-излучения изотопов, гамма-спектроскопии, были проведены большие работы во Всесоюзном научно-исследовательском институте ядерной геологии

и геофизики — ВНИЯГГ (Ф. А. Алексеев, А. К. Берзин, Ю. С. Шималевич и др.), МИНХ и ГП (В. Н. Дахнов, О. А. Барсуков, А. И. Холин и др.), НИИГР (С. Г. Комаров, А. А. Коржев, В. М. Запорожец, А. И. Оболенская и др.), ВИРГ (М. М. Соколов, А. П. Очкур и др.) и в АН СССР Ю. П. Булашевичем, Е. М. Филипповым, Г. М. Воскобойниковым и др. [17, 26, 36, 136, 141, 173, 174, 213, 232, 254]. Из числа радиоактивных методов при исследовании угольных скважин наибольшее применение получил метод рассеянного гамма-излучения. В настоящее время на большинстве угольных месторождений этот метод является одним из основных.

С 1933 г. стали проводиться опытные работы по методу продолжительности проходки скважин (первоначально он назывался механическим каротажем). Первый прибор для автоматической регистрации продолжительности проходки был разработан В. Н. Дахновым [74] в 1937 г. С 1933 г. начинается применение газометрии (газового каротажа) скважин [212, 253]. Этот способ исследования благодаря работам Ю. М. Юровского, Б. В. Владимирова и др. получил широкое применение при изучении разрезов нефтяных скважин.

В 1935 г. Г. С. Морозовым и Г. Н. Строцким одновременно с С. Я. Литвиновым [155] был предложен метод кавернометрии, основанный на изучении изменения диаметра скважины. Диаграммы кавернометрии используются для литологического расчленения разреза скважины, а также для интерпретации материалов электрометрии и радиометрии скважин. В 1936 г. В. А. Шпак разработал метод магнитного исследования разрезов скважин (магнитный каротаж). Этот метод с помощью современной усовершенствованной аппаратуры, разработанной А. В. Вешевым, В. А. Мейером и др., успешно применяется для исследования рудных скважин [246]. С 1939 г. создается ряд дистационных приборов для определения угла и азимута искривления скважин. В результате этих работ были созданы инклинометры: И-4 (Шлумберже); МЧС (Г. С. Морозова, П. К. Черноусова и Г. Н. Строцкого); ИШ-2, ИШ-3 и ИШ-4 (И. В. Шевченко) и др. [189].

В комплекс промыслово-геофизических работ включают также перфорацию колонн, торпедирование при вскрытии пластов и отбор керна из стенок скважины с помощью бокового стреляющего грунтоноса. Разработка этих методов в СССР связана с именами В. А. Верпатова и А. И. Парфенова, Г. С. Морозова и Г. Н. Строцкого, Ю. А. Колодяжного, Н. Г. Григорьяна и многих других [13, 69, 71, 230, 239]. Грунтоносы широко используются для исследования угольных скважин.

В развитии геофизических методов большое значение имели теоретические исследования и разработка методик геологической интерпретации результатов геофизических измерений в скважинах. Основы теории электрометрии скважин по методу сопротивлений были созданы в 1932 г. академиком В. А. Фоком, А. И. Заборовским, Л. М. Альпиным, Г. Доллем и др. [4, 5, 9, 125, 233]. Развитие теории позволило создать Л. М. Альпину и С. Г. Комарову [6, 8, 10, 130] эффективную методику бокового электрического зондирования (БЭЗ) или бокового каротажного зондирования (БКЗ). С именем С. Г. Комарова связан ряд работ по промысловой геофизике [9, 140]. Основы методики интерпретации кривых кажущихся сопротивлений для тонких пластов и методики определения коллекторских свойств пород были созданы В. Н. Дахновым. Им же написаны многочисленные фундаментальные работы, определившие направление новой науки — промысловой геофизики [74—93], и впервые организовано в б. Московском нефтяном институте чтение специального курса промысловой геофизики, вылившегося в дальнейшем в широкую специализацию.

Дальнейшая разработка методики интерпретации данных промысловой геофизики связана с именами Н. К. Перькова [176, 181], С. Я. Литвинова, Л. В. Архарова [154—156] и многих других. Для получения

палеток по интерпретации диаграмм кажущихся сопротивлений в пластах конечной мощности и конечного удельного сопротивления (ПКМ — МНИ) в МИНХ и ГП П. М. Белашем, В. Н. Дахновым и Е. А. Нейманом [20] было осуществлено моделирование пластов с применением электроинтегратора. Дальнейшее развитие этой методики (палетки МКЗ) производилось во ВНИИГеофизике Л. М. Альпиным и А. Е. Кулинковичем [6, 145, 146].

Крупные теоретические и экспериментальные исследования были выполнены и по другим геофизическим методам исследования скважин: изучению естественного поля в скважинах С. Г. Комаровым, Т. М. Шаниной, Л. М. Альпиным, С. М. Шейнманом, В. Р. Бурсианом, Шень Цинь-сяном и Б. Ю. Вендельштейном [7, 11, 87]; по изучению природы потенциалов собственной и вызванной поляризации в породах, пересеченных скважиной, В. Н. Дахновым, А. М. Нечай, М. Г. Латышовой, В. Н. Кобрановой, Д. А. Шапиро [75, 76, 79, 84, 87, 88, 89, 90, 95, 149, 150, 151, 152, 169, 237]; по методике интерпретации диаграмм микрозондов и метода экранированного заземления Е. А. Нейманом, И. М. Башлыкиным, и др. [18, 62, 72]; по методике интерпретации диаграмм радиометрии скважин В. Н. Дахновым, В. В. Ларионовым, Ю. А. Гулиным, Е. М. Бланковым, Т. Н. Бланковой, А. А. Коржевым и др. [22, 17, 81, 84, 141, 232].

Многосторонние теоретические и экспериментальные работы в области промысловой геофизики были проведены за рубежом Г. Арчи, Г. Доллем, Д. Деваном, Г. Гюйо, М. Мартеном, С. Д. Пирсоном, В. Расселом, М. Вилли, В. Винзауером и др. [183, 257, 266, 267, 268, 269, 279, 282, 283, 286, 287, 288].

Наряду с теоретической разработкой различных геофизических методов исследования скважин создавалась и систематически совершенствовалась измерительная аппаратура и оборудование. В настоящее время разработка аппаратуры и оборудования, новых геофизических методов и методики интерпретации геофизических методов исследований скважин производится во ВНИИГеофизике, ВНИЯГГ, Всесоюзном институте разведочной геофизики, Московском институте нефтехимической и газовой промышленности, Московском геологоразведочном институте, Бакинском политехническом институте и в других организациях.

Из приведенного краткого исторического обзора видно, что промысловая геофизика и необходимое для нее приборостроение развивались главным образом в системе нефтяной промышленности и обслуживающих ее научных и промышленных организациях. Геофизические методы исследования угольных скважин не имели своей промышленной и научной базы. Партии и экспедиции, производящие исследования угольных скважин, использовали научный и технический опыт, а также аппаратуру нефтяной промысловой геофизики. Этим производственным геофизическим организациям оказывали систематическую научную помощь МИНХ и ГП, ВНИИГеофизика, МГРИ и производственные организации нефтяной промысловой геофизики.

Первая партия по геофизическим исследованиям угольных скважин была организована в 1932 г. в Донбассе под руководством А. И. Железняка и А. Ф. Михедько. Метод кажущихся сопротивлений оказался весьма эффективным для изучения разрезов скважин, содержащих угольные пласты различного марочного состава. Метод потенциалов собственной поляризации давал хорошие результаты преимущественно при исследовании пластов антрацита.

Успешное опробование геофизических методов для изучения геологических разрезов угольных скважин в Донбассе послужило стимулом для дальнейшего развития и внедрения в производство этих методов первоначально в Донбассе, а затем и в других угольных бассейнах Советского Союза. В 1945 г. на угольных месторождениях работало 14 партий с годовым объемом исследуемого метража бурения 110 000 *пог. м.*

Главное управление угольной разведки Министерства угольной промышленности приняло меры, обеспечивающие дальнейшее развитие угольной геофизики. С этой целью в 1945 г. в системе Главуглеразведки был организован Государственный Союзный геофизический трест, объединивший все разрозненные геофизические партии и отряды, работавшие в угольной промышленности.

В результате организационных мероприятий, проведенных Главуглеразведкой, началось широкое применение геофизических методов для поисков и разведки угольных месторождений. К 1952 г. они в основном были внедрены во всех важнейших бассейнах Советского Союза. К этому времени число геофизических партий по изучению скважин возросло до 93 с годовым объемом исследуемого метража бурения около 1,5 млн. *пог. м*, т. е. за 7 лет объем геофизических работ вырос более чем в 13 раз. В последующие годы угольная геофизика также быстро развивалась. Большая организационная роль в развитии угольной геофизики принадлежит Т. Т. Литвинову. Среди геофизиков, способствовавших развитию геофизических методов исследования угольных скважин, следует отметить Е. К. Баранова, И. М. Блоха, М. А. Сперанского, М. К. Макарову и М. М. Вирину. В 1957 г. в результате перестройки управления промышленностью была реорганизована и геофизическая служба, подчинившаяся территориальным геологическим управлениям.

По мере развития нефтяной промысловой геофизики и внедрения новых методов развивались и осваивались эти методы и в углеразведке. Первоначально методы нефтяной промысловой геофизики автоматически переносились и для исследования угольных скважин во многих бассейнах. Однако вскоре выявилась необходимость учета особенностей исследования угольных скважин. Небольшие диаметры крелиусных скважин и наличие, в большинстве случаев, пресных буровых растворов облегчали электрометрические исследования угольных скважин, но необходимость получения значительно более точных данных о глубине контактов угольных пластов, их мощности, строении и качестве угля создавали трудности для этих исследований по сравнению с нефтяными скважинами. Это усугублялось резко отличным сопротивлением углей, что требовало и специфической методики их исследования.

Сначала эта специфика стала проявляться в выборе стандартных измерительных установок (зондов) и масштабах регистрации диаграмм. Было установлено по работам в Донбассе, а затем и в Печорском бассейне, что для исследования тонких угольных пластов высокого сопротивления наиболее рациональным является длинный последовательный градиент-зонд, в качестве вспомогательного для исследования пачек пластов — обращенный градиент-зонд и для мощных пластов — потенциал-зонд. Для поисковых диаграмм был принят масштаб глубин 1 : 200, для детализационных — 1 : 50. В последнее время стали применяться и более крупные масштабы — 1 : 25, 1 : 20 и 1 : 10.

Позднее для исследования угольных скважин начали использовать новые методы — резистивиметрию (с 1941 г.), термометрию (с 1941 г.) электролитический каротаж (с 1946 г.), метод регистрации тока (с 1947 г.), и инклинометрию (с 1949 г.). Для однозначной интерпретации геофизических материалов по выделению угольных пластов из разреза скважины и для их опробования были применены в 1950 г. в Донбассе и Средней Азии, а затем и в других угольных бассейнах боковые стреляющие грунтоносы. Для отбора образцов пород в осложненных, а также наклонных скважинах группой инженеров (М. А. Анке, В. В. Михайловым, И. М. Мелькановицким, П. И. Кочетковым) в 1953 г. была создана конструкция стреляющего штангового грунтоноса [13].

Измерения диаметра угольных скважин и каверн в них (кавернометрия) стали производиться с 1958 г. в ряде угольных бассейнов. С 1954 г. для геологической документации угольных скважин используются радиоактивные методы. Первоначально применялся только метод естественного гамма-излучения, а затем, с 1955 г. весьма эффективный метод рассеянного гамма-излучения (Урал). С 1961 г. в Печорском бассейне начал успешно применяться метод трехэлектродного фокусированного зонда (боковой каротаж). Применяющаяся в Печорском бассейне модификация этого метода была разработана на кафедре промысловой геофизики МИНХ и ГП. Таким образом, в настоящее время для исследования угольных скважин используется широкий комплекс геофизических методов.

Наряду с внедрением в производство различных геофизических методов и их совершенствованием развивались и методы геологической интерпретации геофизических материалов. В Донбассе в 1936—1938 гг. А. Т. Донабедовым [96, 97] были выполнены большие работы по определению физических свойств пород. В результате этого были установлены важные закономерности по связи физических свойств пород со степенью их метаморфизма и марочным составом углей. Позднее (1955—1957 гг.) аналогичные работы были проведены автором в Печорском угольном бассейне [55, 57, 63].

Изучение физических свойств углей с целью определения по ним степени их метаморфизма производилось в лаборатории на образцах в 1940 г. Л. И. Сарбеевой [204, 205]. Удельные электрические сопротивления углей Донбасса и Сахалина и их зависимости от влажности, зольности, температуры и выхода летучих веществ изучались С. И. Восанчуком [33] и Н. Б. Дортман [98, 219]. Изучение удельных электрических сопротивлений, плотности и скорости распространения ультразвука в различных углях производилось в лаборатории на образцах в 1960—1962 гг. С. А. Топорцом [222, 226].

Методика определения мощности и строения угольных пластов по диаграммам кажущихся сопротивлений была разработана А. И. Железняком [105, 106, 107] и позже уточнена Б. С. Темкиной и Ф. И. Езуповым [220]. Дальнейшая разработка методики определения мощности и структуры угольных пластов высокого сопротивления по диаграммам кажущихся сопротивлений производилась В. В. Гречухиным [45, 46, 47, 50, 52, 57, 63], а антрацитов — Б. Ю. Вендельштейном [30]. Методика исследования пластов антрацита по способу собственной поляризации разрабатывалась В. В. Поповым [191, 192].

Разработкой способов исследования угольных пластов методом рассеянного гамма-излучения и интерпретацией полученных данных занимались Ю. П. Булашевич, Г. М. Воскобойников, Л. Л. Деев, А. Н. Макаров, В. Ф. Фриш, П. П. Дорота, И. А. Гаркаленко, И. А. Дунченко и др. Исследования по применению нейтронного гамма-метода на угольных месторождениях производились А. Н. Макаровым [157].

Использование диаграмм электрометрии для корреляции разрезов скважин и выявления тектонических нарушений первоначально стало применяться в Донбассе [23], затем в других угольных бассейнах [60, 63]. Первые работы по применению микрозонда для исследования угольных скважин были проведены в 1957 г. в Донбассе В. С. Грызловым [72], а затем продолжены в Печорском и других бассейнах [62]. Методические работы по применению газометрии осуществлены М. М. Элинсон [142, 250, 251, 252] и др. Исследования по разработке методики определения зольности угольных пластов были проведены В. В. Гречухиным в Печорском угольном бассейне [49, 50, 57, 63, 65], а также А. Н. Макаровым и др. [159].

Широкий комплекс геофизических методов, применяемый для исследования угольных скважин, в большинстве случаев позволяет составлять геологические разрезы скважин по одним геофизическим данным, что неоднократно подтверждалось контрольными перебуриваниями отдельных интервалов скважин, в которых геофизические результаты резко расходились с данными бурения. Перебуривания подтверждали достоверность геофизических материалов.

Технический уровень геофизических исследований скважин позволяет осуществлять бескерновое бурение в углеразведке. Первоначально условно бескерновое бурение отдельных скважин, разрезы которых составлялись по керновому материалу и независимо от них по геофизическим данным, было проведено в 1951 г. А. И. Железняком и А. Ф. Михедько в Донбассе, на участке Бургуста-I. По данному участку были произведены два подсчета запасов, из которых один был выполнен только по геофизическим данным без привлечения кернового материала, а другой — по данным керна с привлечением геофизических материалов. Последующее сравнение двух независимых результатов подсчета запасов показало вполне удовлетворительную их сходимость.

С 1955 г. в Печорском бассейне было введено бескерновое бурение по углям и вмещающим их породам отдельных скважин, а с 1956 г. бескерновым способом разведывались целые участки с подсчетом запасов и утверждением их в ГКЗ [58, 66, 67]. На этих участках лишь отдельные скважины были пробурены с подъемом керна, а все остальные бурились полностью без керна по углям и вмещающим породам. Бескерновое бурение дало значительный экономический эффект без снижения качества разведки.

Развитию геофизических методов исследования угольных скважин и превращению их в современные методы изучения геологических разрезов в значительной мере способствовала плодотворная работа советских геологов (С. А. Скробов, И. А. Кузнецов, И. И. Молчанов, К. В. Миронов, Д. Н. Бурцев, А. В. Тыжнов, В. С. Попов, Г. А. Селятицкий, Ю. В. Рудаков, В. Д. Андриевский, Г. А. Иванов, К. Г. Войновский-Кригер, С. А. Голубев, А. В. Македонов, Б. Л. Афанасьев, Г. М. Ярославцев и др.), которые оказывали геофизической службе большую организационную помощь, занимались интерпретацией геофизических материалов и их использованием, ставили перед геофизиками новые геологические задачи и т. п.

По мере развития геофизических методов исследования угольных скважин выдвигаются все новые задачи по детальному и всестороннему изучению геологических разрезов скважин. Разрешение этих проблем даст возможность открыть и разведать новые месторождения полезных ископаемых и тем самым будет способствовать развитию производительных сил нашего социалистического общества и созданию материальной базы коммунизма.

Часть первая

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

ГЛАВА I

ПЕТРОФИЗИКА

Геофизические методы определения горных пород, слагающих разрезы скважин, основаны на различии физических свойств пород. Последние являются объективной характеристикой горных пород и определяются ее литолого-минералогической характеристикой и совокупностью геологических процессов, которым подвергается порода. Это дает возможность по физическим свойствам не только определять породы, но и изучать геологические процессы, в той или иной степени изменившие их свойства.

Из физических свойств пород, используемых в геофизических методах исследования угольных скважин, основными являются следующие: удельное электрическое сопротивление, диффузионно-адсорбционная, фильтрационная и окислительно-восстановительная активности, плотность, естественная и искусственная радиоактивности, теплопроводность и др. Физические свойства горных пород могут изучаться как лабораторным путем, непосредственно на образцах, так и в их естественном залегании. Наука, изучающая физические свойства пород, законы их изменения и взаимные связи этих свойств, называется п е т р о ф и з и к о й.

Физические свойства пород угленосных отложений изучены очень слабо. В отдельных угольных бассейнах более полно изучались плотность, пористость, удельные электрические сопротивления и скорости распространения упругих волн. Еще меньше исследовались радиоактивные, электрохимические, термические и механические свойства угленосных пород.

Методика исследования физических свойств пород разрабатывалась во многих институтах [16, 18, 83, 84, 128, 161, 166, 167, 204]. Наиболее полно она разработана кафедрой промысловой геофизики Московского института нефтехимической и газовой промышленности в лаборатории, руководимой В. Н. Кобрановой [128]. Материал данной главы в значительной степени излагается по результатам указанных работ.

§ 1. Плотность и пористость

П л о т н о с т ь ю δ горной породы называется отношение всей ее массы (твердой, жидкой и газообразной) к объему, занимаемому этой породой. Горные породы и особенно каменные угли различаются между собой по плотности (табл. 1). Это свойство горных пород используется в гравиразведке и при радиометрии скважин методом рассеянного гамма-излучения. Удельный вес твердой фазы (минералогическая плотность) породы определяется отношением веса массы твердой фазы породы к ее объему.

Плотность горных пород изменяется при заполнении пор жидкостью и газом. В связи с этим различают следующие плотности: а) абсолютно сухой породы при искусственном удалении влаги путем высушивания образца породы до постоянного веса; б) воздушно-сухой породы при

Таблица 1

Значения плотности и пористости некоторых горных пород

Наименование породы	Плотность, г/см³	Пористость, %
Аргиллиты	2,00—2,70	3,00—25,00
Алевролиты	2,00—2,75	3,00—20,00
Глины	1,90—2,20	5,00—25,00
Известняки	2,30—2,90	2,00—2,50
Изверженные породы	2,50—3,70	1,00—3,00
Песчаники	2,10—2,80	3,00—15,00
Угли бурые	1,15—1,20	12,00—25,00
Угли каменные	1,20—1,40	1,00—13,00
Антрациты	1,40—1,70	0—5,20

естественном испарении влаги; в) породы с естественной влажностью; г) породы при максимальном влагонасыщении в предположении заполнения всех пор жидкостью [128, 161].

Для интерпретации геофизических материалов необходимо знание плотности горных пород в естественном залегании с соответствующими влажностью, температурой и давлением.

Совокупность пустот в минеральном скелете породы называется п о р и с т о с т ь ю ($k_п$). Численное значение пористости выражается отношением объемов пор и породы. Различают следующие виды пористости:

а) общая (абсолютная, физическая или полная) пористость, которая определяется отношением всех пор к объему образца; б) открытая пористость, или пористость насыщения, определяемая сообщающимися между собой порами, в которые могут проникнуть жидкость или газ при определенном давлении; в) эффективная, или динамическая пористость, определяемая только той частью поровых каналов, которая занята подвижной жидкостью в процессе фильтрации.

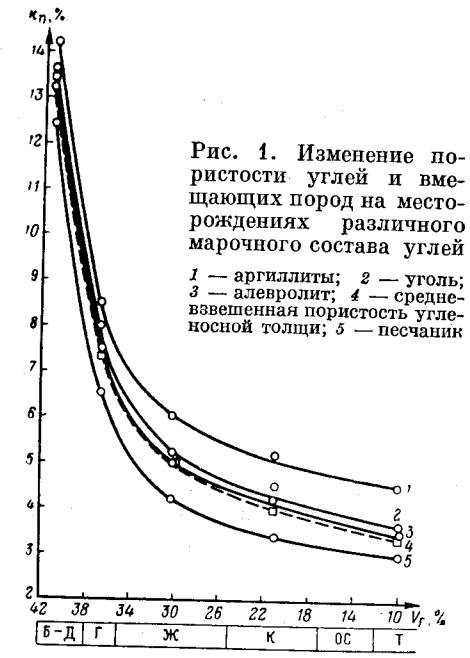


Рис. 1. Изменение пористости углей и вмещающих пород на месторождениях различного марочного состава углей

1 — аргиллиты; *2* — уголь; *3* — алевролит; *4* — средневзвешенная пористость угленосной толщи; *5* — песчаник

По плотности из угленосных отложений резко выделяются угли, обладающие минимальной плотностью, и изверженные породы, характеризующиеся максимальной плотностью. Изменение пористости углей и вмещающих пород связано со степенью их метаморфизма. Следовательно, показателем степени метаморфизма углей и вмещающих пород является их пористость. Кроме того, показателем степени метаморфизма (углефикации) углей является выход летучих веществ на горючую массу ($V_г$), т. е. марочный состав углей.

Так как оба показателя (пористость и выход летучих веществ) обусловлены одними и теми же процессами метаморфизма углей и вмещающих пород, то, следовательно, выход летучих веществ на горючую массу углей (марочный состав углей) одновременно является косвенным показателем степени метаморфизма вмещающих пород. С повышением степени углефикации уменьшается пористость углей и вмещающих их пород и увеличивается их плотность (рис. 1 и 2). Величина последней зависит от коэффициента пористости (рис. 3) и зольности (рис. 4). Удельный

вес органической массы угля увеличивается с возрастанием степени углефикации (рис. 5). Соотношение между удельным весом и зольностью

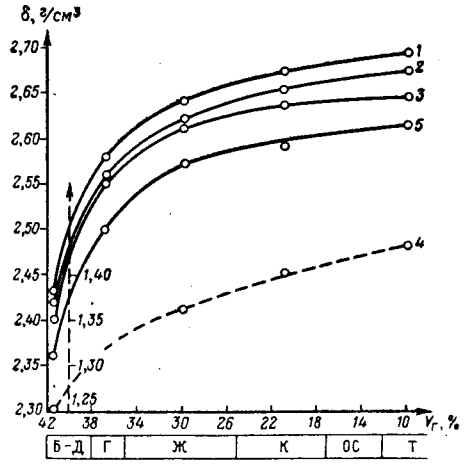


Рис. 2. Изменение плотности углей и вмещающих пород на месторождениях различного марочного состава углей

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — средневзвешенная плотность угленосной толщи

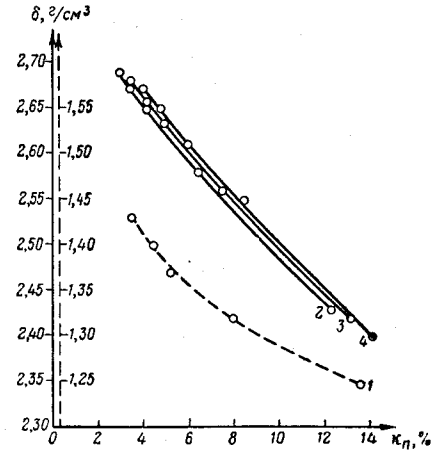


Рис. 3. Кривые зависимости плотности аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей от их пористости

1 — уголь; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — аргиллит

углей также изменяется в зависимости от их марочного состава. Однако это изменение выражено относительно слабо, что обусловлено тем, что одновременно с увеличением удельного веса органической массы угля увеличивается удельный вес и минеральных примесей под влиянием одних и тех же процессов метаморфизма.

Наличие дифференциации в плотностях пород угленосных отложений позволяет с помощью метода рассеянного гамма-излучения выделять в разрезах скважин угольные пласты и изучать их марочный состав и зольность, а в ряде случаев расчленять и вмещающие породы. Плотность

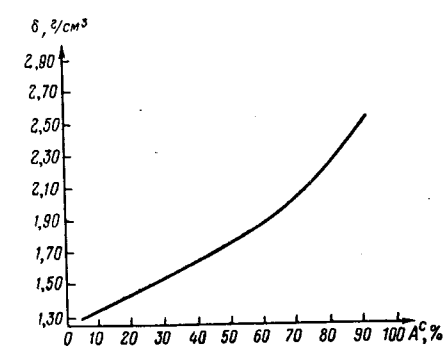


Рис. 4. График зависимости удельного веса углей марки Ж от содержания в них золы

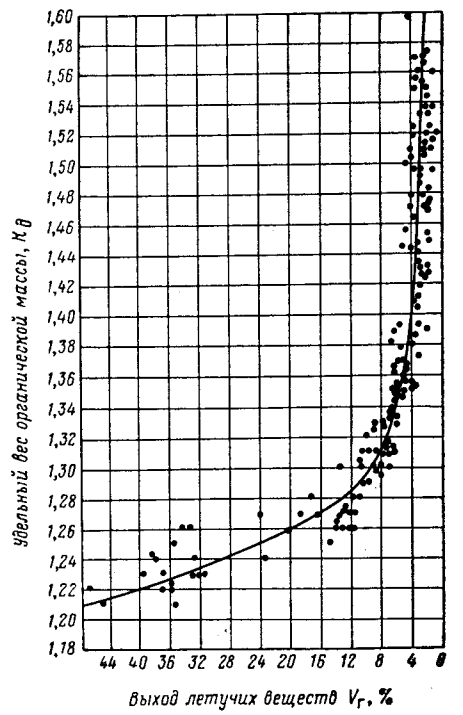


Рис. 5. Зависимость между выходом летучих веществ и удельным весом органической массы. (по М. М. Лифшиц)

горных пород и их пористость определяют в лаборатории на образцах, а также в скважинах методами промысловой геофизики [16, 128, 161, 166, 218].

§ 2. Удельное электрическое сопротивление

Одним из основных геофизических методов исследования угольных скважин является метод кажущихся сопротивлений, который основан на большой дифференциации горных пород по их удельному электрическому сопротивлению. Численное значение удельного электрического сопротивления относится к кубическому метру породы и измеряется в ом-метрах (*ом · м*). Удельное электрическое сопротивление горных пород изменяется от тысячных долей до нескольких миллионов ом-метров по замерам на образцах пород (табл. 2).

Таблица 2

Значения удельных электрических сопротивлений некоторых горных пород и растворов

Наименование горных пород и растворов	Удельное электрическое сопротивление, *ом·м*
Аргиллиты	10,0—400,0
Алевролиты	15,0—600,0
Глины	0,8—20,0
Глины карбонатные	3,0—30,0
Известняки рыхлые	10,0—200,0
Известняки плотные	50,0—$5 \cdot 10^3$
Нефть	10^{12}
Конгломераты	20,0—$4 \cdot 10^3$
Конкреции	0,1—10^5
Пески, насыщенные пресной водой	10,0—20,0
Пески, насыщенные соленой водой	0,2—4,0
Пресная вода	10,0—100,0
Морская вода	0,6
Буровая вода	0,1—30,0
Песчаники рыхлые	2,0—50,0
Песчаники плотные	20,0—$3 \cdot 10^3$
Пески нефтеносные и газоносные	2,0—10^3
Сланцы глинистые	50,0—10^3
Соль каменная	10^4—10^6
Сульфиды меди	10^{-3}—0,1
Антрацит	10^{-3}—1,0
Угли тощие каменные	10,0—10^6
Угли каменные от длиннопламенных до тощих	10^3—10^6
Угли бурые	10,0—200,0

Пределы изменения удельного электрического сопротивления различных горных пород определяются минеральным составом и литологией пород, их пористостью, минерализацией насыщающих вод и степенью отсортированности зерен породы [83, 84, 128, 161, 168]. Горные породы определенной фации часто сохраняют свою электрическую характеристику на всем пространстве распространения фации, что позволяет использовать удельное электрическое сопротивление для характеристики пород отдельных месторождений.

Подавляющее большинство горных пород, за исключением некоторых сульфидов, окислов, графита и высококарбонизированных ископаемых углей, обладает в основном электролитической проводимостью. Эта проводимость обусловлена ионной проводимостью растворов, заполняющих поровое пространство породы. В связи с последним обстоятельством удельное электрическое сопротивление пород уменьшается с увеличением количества воды (влажности), содержащейся в породе (рис. 6).

Так как в естественных условиях влажность породы возрастает с увеличением ее пористости, то удельное электрическое сопротивление уменьшается с увеличением пористости породы (рис. 7). Удельное электрическое сопротивление также зависит от структуры порового пространства: оно возрастает с уменьшением сечения и увеличением извилистости поровых каналов.

Удельное электрическое сопротивление пород увеличивается с уменьшением концентраций солей, растворенных в поровых водах (рис. 8); незначительно зависит от состава солей, растворенных в воде, насыщающей породу. Оно понижается с увеличением температуры. Это объясняется увеличением подвижности ионов в растворах, насыщающих поры породы, в связи с уменьшением вязкости растворов при повышении температуры.

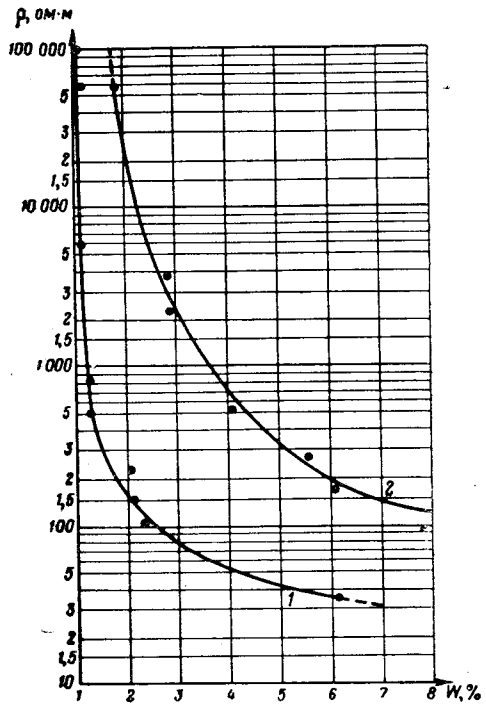


Рис. 6. Зависимость удельного электрического сопротивления пород от их влагонасыщенности

1 — аргиллит; *2* — песчаник

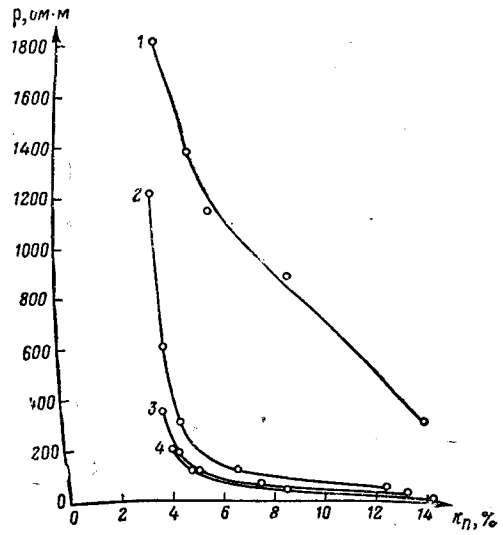


Рис. 7. Зависимость удельного электрического сопротивления углей и вмещающих пород от их пористости

1 — уголь; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — аргиллит

При постоянной концентрации солей зависимость удельного электрического сопротивления растворов и пород от температуры определяется следующей формулой:

$$\varrho_t = \frac{\varrho_{18}}{1+\alpha_t(1-18^\circ)}, \qquad (1)$$

где ϱ_t — удельное сопротивление раствора или породы при данной температуре;

ϱ_{18} — удельное сопротивление раствора или породы при температуре 18° С;

α_t — температурный коэффициент.

Величина температурного коэффициента сопротивления, т. е. относительного изменения сопротивления при изменении температуры на 1°, для большинства растворов, заполняющих поры породы, близка к температурному коэффициенту раствора NaCl и составляет 0,0231 для интервала температур 10—50° С.

Электрические свойства осадочных пород, особенно ископаемых углей, характеризуются довольно высокой анизотропией. Величина последней определяется коэффициентом анизотропии

$$\lambda = \sqrt{\frac{\varrho_n}{\varrho_t}}, \qquad (2)$$

где ϱ_n — удельное сопротивление в направлении, перпендикулярном напластованию;

ϱ_t — удельное сопротивление в направлении напластования.

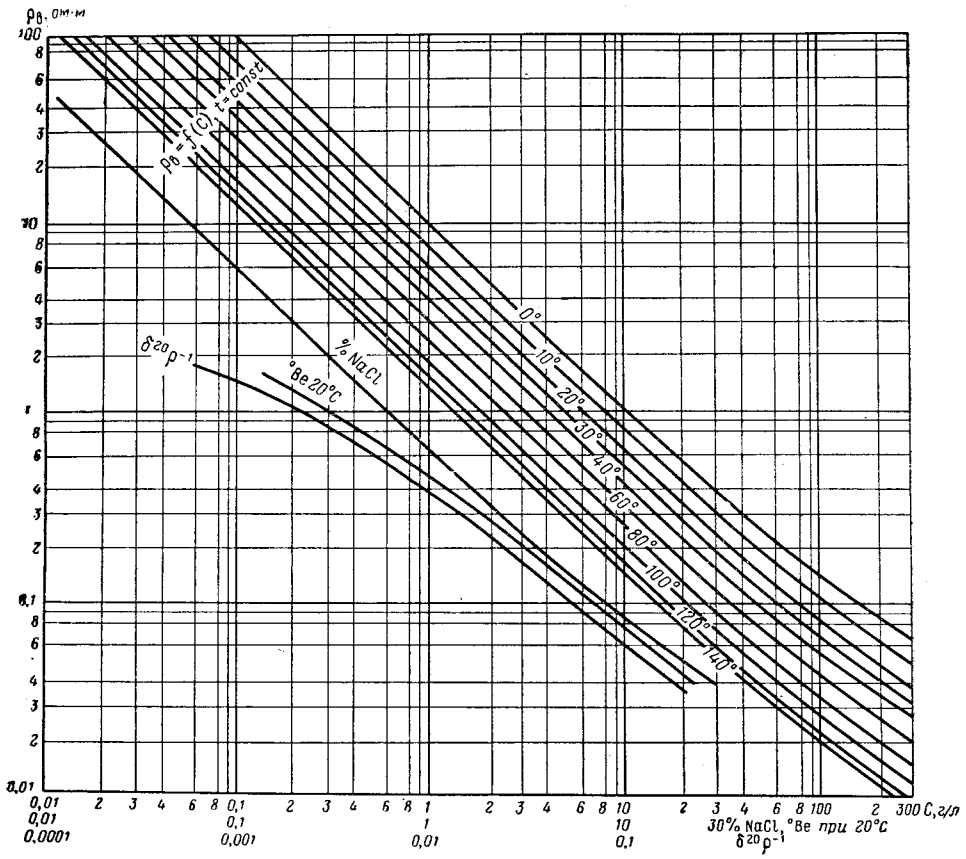


Рис. 8. Зависимость удельного сопротивления водных растворов солей от концентрации, плотности, удельного веса и температуры (по В. Н. Дахнову)

Осадочные породы имеют наименьшее удельное сопротивление в направлении напластования и наибольшее в направлении, перпендикулярном напластованию, т. е. $\varrho_n > \varrho_t$.

Среднее удельное электрическое сопротивление ϱ_m анизотропной среды

$$\varrho_m = \sqrt{\varrho_n \varrho_t}. \qquad (3)$$

Удельное электрическое сопротивление ископаемых углей может меняться от долей до миллионов ом-метров, т. е. охватывает весь диапазон изменения этого параметра для осадочных пород. Поэтому отдельные угли по удельному электрическому сопротивлению могут быть близкими к вмещающим их породам. Однако подавляющее большинство углей резко выделяется из вмещающих их пород по величине удельного электрического сопротивления.

В зависимости от степени углефикации угли обладают различным характером проводимости. Бурые и каменные угли характеризуются в основном ионной проводимостью, антрациты — электронной проводимостью. Полуантрациты и переходные к ним тощие угли занимают промежуточное положение, обладая достаточно выраженными как ионной, так и электронной проводимостями. До настоящего времени удельные электрические сопротивления углей и их зависимости от разных факторов изучены еще недостаточно.

Удельное электрическое сопротивление углей зависит от количества минеральных примесей, т. е. золы и ее состава. Главной составной частью золы является глинистый материал. Зольность в углях изменяется от нескольких процентов до 45%, в углистых сланцах от 45 до 65%, в углисто-глинистых сланцах от 65 до 85%. Повышение зольности приводит к повышению удельного электрического сопротивления у антрацитов и к понижению у бурых и каменных углей (рис. 9). Удельное электрическое сопротивление углей зависит также от влажности. Влажность углей определяется их пористостью. С повышением степени углефикации углей уменьшается их пористость и влажность.

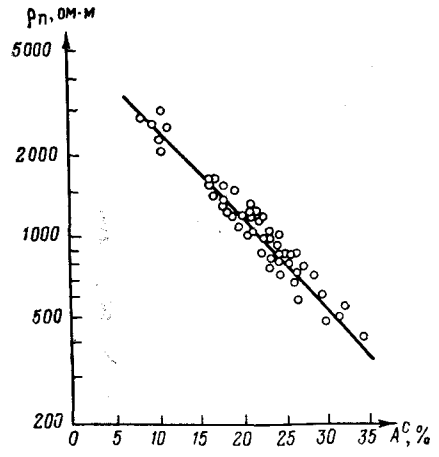


Рис. 9. График зависимости удельного электрического сопротивления угольных пластов от их зольности

Удельные электрические сопротивления зольных углей монотонно повышаются по мере увеличения степени их углефикации от бурых до каменных тощих, переходных к отощенно-спекающимся. В тощих углях, переходных к полуантрацитам, в связи с возрастанием электронной проводимости по мере увеличения степени углефикации отмечается понижение их сопротивления. Это понижение продолжается в полуантрацитах и далее в антрацитах. Таким образом, наблюдается непрерывное изменение электрического сопротивления угля с изменением степени его углефикации (см. рис. 22).

§ 3. Естественная электрохимическая активность

Способность горных пород создавать в условиях естественного залегания электрические поля в окружающем пространстве называется электрохимической активностью пород. Электрические поля, обусловленные этим свойством, называются полями естественной самопроизвольной или собственной поляризации пород и обозначаются сокращенно ПС (*PS*) или СП.

Электрохимическая активность пород определяется процессами диффузии и адсорбции солей, содержащихся в пластовых водах и буровом растворе, фильтрацией этих вод и окислительно-восстановительными реакциями в породах [7, 11, 31, 32, 41, 75, 76, 83, 84, 87, 89, 128, 136, 169, 170, 178, 180, 196, 198, 219, 237, 262, 265, 273, 280, 284]. В зависимости от характера физико-химических процессов, создающих электрическое поле собственной поляризации, различают следующие виды активности горных пород: а) диффузионно-адсорбционную; б) фильтрационную; в) окислительно-восстановительную.

Диффузионно-адсорбционная активность

При соприкосновении двух водных растворов солей различного химического состава и концентрации под влиянием осмотического давления происходит диффузия ионов из растворов с бóльшей концентрацией в раствор с меньшей концентрацией. При этом вследствие различных скоростей движения катионов и анионов на границе соприкасающихся растворов возникает разность потенциалов, называемая диффузионной. Так, например, в растворах поваренной соли менее концентрированный раствор будет заряжен отрицательно, так как скорость иона Cl превышает скорость иона Na.

Величина диффузионного потенциала, возникающая на контакте двух растворов, выражается формулой

$$E_д = \frac{RT}{F} \cdot \frac{l_к \nu_к - l_a \nu_a}{l_к Z_к \nu_к + l_a Z_a \nu_a} \cdot \ln \frac{f_n C_n}{f_0 C_р}, \qquad (4)$$

где R — универсальная газовая постоянная, равная 8,313 *дж/град*;
T — абсолютная температура в градусах Кельвина;
F — число Фарадея, округленное до 96 500 *к*;
$l_к$, l_a — электрические подвижности катионов и анионов, *см/сек*;
$\nu_к$, ν_a — число катионов и анионов, образующихся при ионизации молекулы растворенного вещества;
$Z_к$, Z_a — валентности катионов и анионов;
$C_р$, C_n — концентрации растворов;
f_0, f_n — коэффициенты активностей при концентрациях $C_р$ и C_n.

Согласно формуле (4), при одинаковом отношении концентраций соприкасающихся растворов различного химического состава величина и знак диффузионного потенциала определяются величиной отношения

$$\frac{l_к \nu_к - l_a \nu_a}{l_к Z_к \nu_к + l_a Z_a \nu_a}.$$

Оно выражает зависимость диффузионного потенциала от химического состава растворенного вещества, ибо скорости ионов различны у разных химических элементов.

Заменяя величины концентраций растворов обратно пропорциональными им величинами удельного электрического сопротивления электролитов, формулу (4) приводим к следующему виду:

$$E_д = K_д \lg \frac{\varrho_р}{\varrho_n}, \qquad (5)$$

где $\varrho_р$, ϱ_n — удельные электрические сопротивления растворов с концентрацией $C_р$ и C_n;
$K_д$ — коэффициент диффузионной электродвижущей силы [83].

$$K_д = 2{,}3 \frac{RT}{F} \cdot \frac{l_к \nu_к - l_a \nu_a}{l_к Z_к \nu_к + l_a Z_a \nu_a}. \qquad (6)$$

Таким образом, величина коэффициента $K_д$ зависит от температуры и концентрации растворов, от химического состава и валентности растворенных солей. Для растворов поваренной соли $K_д = -11{,}6$ *мв*.

В скважине контакт пластовых вод с буровым раствором осуществляется в присутствии пористых перегородок. В этих условиях характер диффузионного процесса изменяется, и возникающая при этом разность потенциалов, за исключением крупнопористых пород, не удовлетворяет уравнению (4). Это объясняется адсорбцией ионов твердыми частицами пород и глинистыми частицами бурового раствора. Вследствие этого изменяется состав диффундирующих ионов, а на поверхности адсорбирующих ионы частиц возникает двойной электрический слой, создающий

электрическое поле. Потенциалы, возникающие при диффузии солей через пористые перегородки породы, называются мембранными или, по терминологии В. Н. Дахнова, диффузионно-адсорбционными. Будем пользоваться последним термином, так как он определяет физическую сущность наблюдаемого явления.

Величина и знак диффузионно-адсорбционных потенциалов зависят от химико-минералогического состава горной породы, химического состава вод, насыщающих породы, и их концентрации, от степени насыщения породы растворами солей, плотности и дисперсности породы и, в частности, могут быть определены формулой [84]

$$E_{да} = \frac{RT}{F} \cdot \frac{l_к \nu_к (1+\varkappa_к) - l_а \nu_а (1-\varkappa_а)}{l_к Z_к \nu_к (1+\varkappa_к) + l_а Z_а \nu_а (1-\varkappa_а)} \lg \frac{f_n C_n}{f_0 C_р} = K_{да} \lg \frac{f_n C_n}{f_0 C_р}, \qquad (7)$$

где R, T, P, $l_к$, $l_а$, $\nu_к$, $\nu_а$, $Z_к$, $Z_а$, f_n, C_n, f_0, $C_р$ — те же значения, что и в формуле (4).

$$\varkappa_к = \frac{f^э_к}{f_{р,\,к}} = \frac{A^э_к}{A_{р,\,к}} \text{ и } \varkappa_а = \frac{f^э_а}{f_{р,\,а}} = \frac{A^э_а}{A_{р,\,а}},$$

где $f^э_к$, $f^э_а$ — сила электрического поля адсорбированных катионов и анионов;

$f_{р,\,к}$, $f_{р,\,а}$ — сила осмотического давления для катионов и анионов;

$A^э_к$, $A^э_а$, $A_{р,\,к}$, $A_{р,\,а}$ — соответственно работа сил $f^э_к$, $f^э_а$, $f_{р,\,к}$, $f_{р,\,а}$ при переносе ионов из раствора с концентрацией C_n в раствор с концентрацией $C_р$.

Коэффициент пропорциональности $K_{да}$

$$K_{да} = K_д + A_{да}, \qquad (8)$$

здесь $K_д$ определяется из формулы (6);

$A_{да}$ — диффузионно-адсорбционная активность горных пород.

$$A_{да} = 2{,}3 \frac{RT}{F} \cdot \frac{l_к \nu_к l_а \nu_а (Z_к + Z_а)(\varkappa_к + \varkappa_а)}{(l_к Z_к \nu_к + l_а Z_а \nu_а)[(l_к Z_к \nu_к (1+\varkappa_к) + l_а Z_а \nu_а (1-\varkappa_а)]}. \qquad (9)$$

Диффузионно-адсорбционная активность находится в прямой зависимости от удельной поверхности породы и коэффициента нефтенасыщенности и в обратной зависимости от влажности и коэффициента пористости породы. Это позволяет в благоприятных условиях определять с помощью потенциалов собственной поляризации пористость, глинистость и проницаемость горных пород.

Наиболее высокие значения диффузионно-адсорбционной активности, а следовательно, и потенциалов собственной поляризации (при $\varrho_р > \varrho_{вм}$) характерны для пород с незначительными размерами поровых каналов (глины и аргиллиты), минимальные значения этих параметров обычно характерны для относительно крупнозернистых песчаников и известняков. Алевролиты, а также породы, представленные переслаиванием тонких прослоев песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин, характеризуются промежуточными значениями $A_{да}$ и потенциалов собственной поляризации.

Таким образом, диффузионно-адсорбционная активность и потенциалы собственной поляризации могут быть использованы в комплексе с другими геофизическими методами для изучения геологических разрезов скважин.

Фильтрационная активность

При разнице в давлениях бурового раствора и пластовых вод в проницаемых породах возникает фильтрация бурового раствора в пласт или, наоборот, пластовой воды в скважину в зависимости от того, выше

или ниже пластового давления гидростатическое давление бурового раствора на уровне пласта. При фильтрации жидкостей возникает электродвижущая сила, называемая потенциалами течения или потенциалами фильтрации. Свойство пород создавать потенциалы течения при фильтрации растворов называется фильтрационной активностью пород.

Фильтрационная активность обусловливается адсорбцией ионов поверхностью частиц породы. В результате адсорбции около поверхности частиц породы возникает двойной электрический слой, подвижная часть внешней обкладки которого определяет заряд фильтрующейся жидкости. При фильтрации жидкости по поровым каналам возникает разность потенциалов течения, прямо пропорциональная избыточному давлению ΔP, удельному сопротивлению $\varrho_р$ фильтрующейся жидкости и обратно пропорциональная вязкости последней η

$$E_н = K \frac{\Delta P \varrho_р}{\eta}, \qquad (10)$$

где K — коэффициент потенциала течения.

Наличие потенциалов течения можно установить путем измерения потенциалов собственной поляризации в одной скважине при разных уровнях бурового раствора в ней. При этом диаграммы $U_{сп}$, полученные при повышенном давлении ΔP, дают возрастание величины аномалии потенциалов собственной поляризации в породах, в которых возникают потенциалы течения. Потенциалы течения могут быть использованы в комплексе с другими геофизическими методами для выявления в разрезе скважины проницаемых водоносных горизонтов. Однако количественная связь между потенциалом течения и коэффициентом проницаемости породы пока не установлена.

Обычно потенциалы течения имеют небольшую величину, значительно меньшую диффузионно-адсорбционных потенциалов.

Окислительно-восстановительная активность

При измерении в скважинах потенциалов собственной поляризации часто отмечаются аномалии, приуроченные к угольным пластам. Эти поля, согласно гипотезе В. Н. Дахнова, обусловлены окислительно-восстановительными реакциями, происходящими в угле и его сульфидных включениях [75, 76, 84]. При окислении угля кислородом воздуха, содержащегося в поверхностных водах и буровом растворе, на поверхности угольного пласта возникает двойной электрический слой, положительные заряды которого располагаются со стороны угольного пласта.

Окисляющаяся среда теряет электроны и заряжается положительно, а восстанавливающаяся — отрицательно. Численное значение электродвижущей силы определяется формулой

$$U_{ов} = \frac{RT}{ZF} \ln \frac{KC'}{C''}, \qquad (11)$$

где $U_{ов}$ — разность потенциалов, возникающая между окисляющей средой и окислителем;

R — универсальная газовая постоянная;

T — абсолютная температура;

Z — валентность;

F — число Фарадея;

K — константа, зависящая от химических свойств окисляющейся среды;

C', C'' — концентрации веществ, находящихся в высшей и низшей степени окисления.

Измеряемые в скважинах окислительно-восстановительные потенциалы против угольных пластов являются суммарными потенциалами, возникающими при указанных реакциях в органическом веществе угля и сульфидных включениях в угле. Измерения окислительно-восстановительных потенциалов позволяют использовать их для выявления и изучения угольных пластов в разрезе скважины (см. рис. 22).

Наибольшие положительные аномалии потенциалов собственной поляризации возникают в пластах антрацитов и полуантрацитов. В тощих углях интенсивность естественных электрических полей меньше. Еще менее потенциалы собственной поляризации в коксовых, жирных, газовых и длиннопламенных каменных углях, где чаще всего аномалии имеют отрицательный знак. Наибольшие по абсолютной величине отрицательные аномалии этих потенциалов наблюдаются в бурых углях.

На рудных месторождениях наибольшие окислительно-восстановительные потенциалы наблюдаются в зонах сульфидного оруденения.

§ 4. Вызванная электрохимическая активность

Свойство горных пород поляризоваться при наложении внешнего электрического поля и затем, после снятия последнего, создавать в окружающем пространстве электрическое поле называется электрохимической активностью горных пород. Электрохимическая активность, а следовательно, и обусловленное ею возникновение поля вызванной поляризации (ВП) имеет разнообразную природу.

Исследования электрохимической активности пород были проведены в МИНХ и ГП и обстоятельно описаны в литературе [83, 84, 90, 95].

Потенциалы вызванной поляризации возникают в горных породах при:

1) окислительно-восстановительных процессах и, в частности, электродной поляризации между минералами с электронной проводимостью и соприкасающимися с ними растворами солей (пластовыми водами и фильтратом глинистого раствора);

2) электроосмосе, объемной и адсорбционной поляризации и электрической емкости породы на границе между непроводящими минералами и растворами солей;

3) явлениях концентрационной поляризации непосредственно в самих растворах.

Величина потенциалов вызванной поляризации горных пород в основном определяется интенсивностью окислительно-восстановительных реакций, объемной поляризации и электроосмоса. Наибольшая вызванная электрохимическая активность наблюдается в сульфидах, антрацитах и каменных углях. Она определяется безразмерным параметром

$$A_{\text{в}} = \frac{\Delta U_{\text{ВП}}}{\Delta U} = \frac{E_{\text{ВП}}}{E} = \frac{4\pi P}{E}, \qquad (12)$$

где ΔU и E — разность потенциалов и напряженность внешнего поля;
$\Delta U_{\text{ВП}}$ и $E_{\text{ВП}}$ — то же поля поляризации;
P — вектор поляризации.

Измеряемая в угольных скважинах электрохимическая активность сильно зависит от напряженности внешнего поля.

Величина потенциалов вызванной поляризации возрастает с увеличением плотности возбуждающего тока первоначально резко, а затем менее интенсивно. Возрастание происходит в различных горных породах по разному (рис. 10). Наибольшая интенсивность увеличения потенциалов ВП наблюдается в углях, характеризующихся высокой степенью метаморфизма. При повышении и последующем уменьшении силы и плотности возбуждающего тока наблюдается характерная форма кривой $U_{\text{ВП}} = f(I)$, по конфигурации похожая на гистерезисную кривую намагничивания (рис. 11).

В углях низкой степени метаморфизма возрастание потенциалов вызванной поляризации происходит медленнее. Это позволяет с помощью

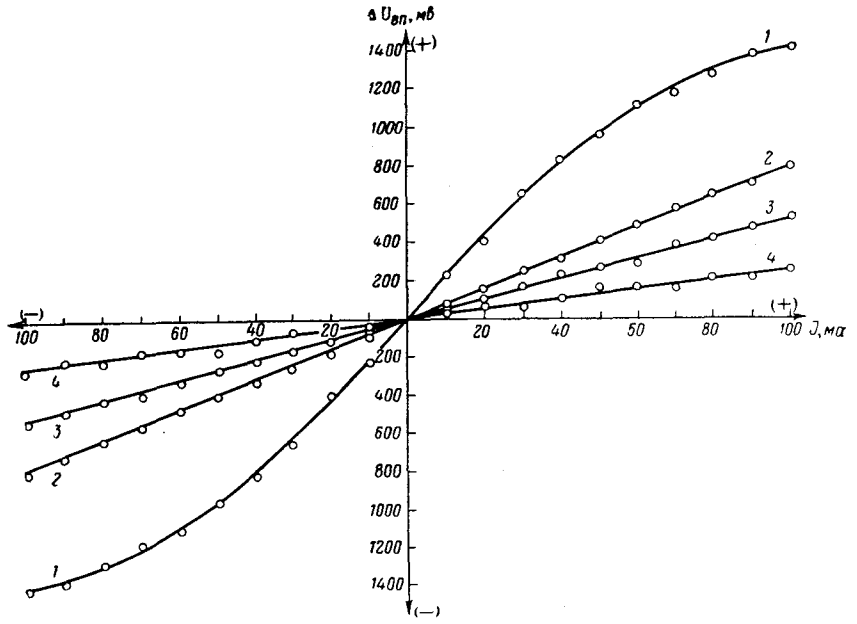


Рис. 10. Зависимость потенциалов вызванной поляризации от силы и направления поляризующего тока углей и вмещающих пород

1 — уголь; *2* — песчаник; *2* — алевролит; *4* — аргиллит

потенциалов вызванной поляризации определять марочный состав углей. Еще слабее возрастание потенциалов ВП происходит в песчаниках и известняках, а в аргиллитах отмечается только еле заметное возрастание потенциалов при увеличении возбуждающего тока. Таким образом, с помощью

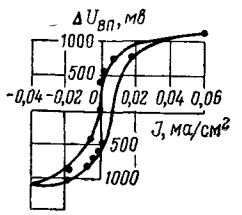
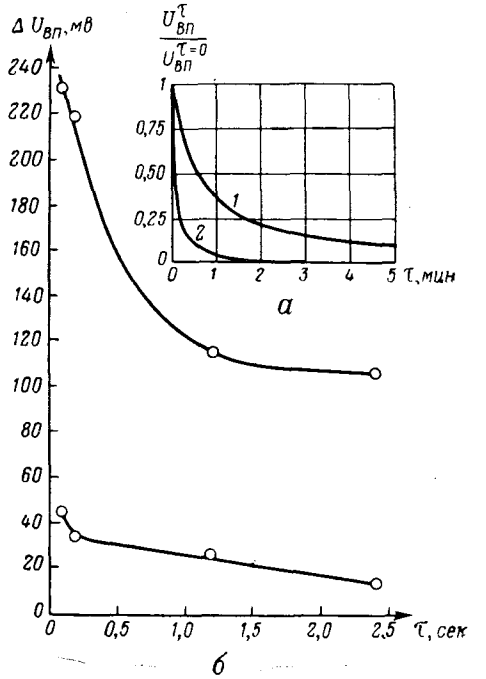


Рис. 11. Зависимость вызванных потенциалов от плотности (силы) возбуждающего тока в антрацитах [84]

Рис. 12. Кривые изменения потенциалов вызванной поляризации во времени [84]

а — $\frac{U_{\text{ВП}}^{\tau}}{U_{\text{ВП}}^{\tau=0}} = f(\tau)$; *1* — каменный уголь; *2* — песчаник; *б* — $\Delta U_{\text{ВП}} = f(\tau)$ для различных углей (Печорский бассейн)



исследования изменения потенциалов вызванной поляризации вдоль оси скважины можно изучать геологический разрез, производить литологическое расчленение пород, выделять угольные пласты.

Кроме того, для углей в пределах одного марочного состава отмечается понижение значений потенциалов вызванной поляризации с увеличением зольности угля. Это обусловлено тем, что зола в основном представлена глинистым материалом, для которого вызванная электрохимическая активность мала по сравнению с $A_в$ в чистых углях. Поэтому увеличение золы в углях влечет за собой уменьшение значений потенциалов вызванной поляризации. Это позволяет с помощью потенциалов ВП изучать зольность угольных пластов.

При выключении возбуждающего тока наблюдается сначала быстрое, а затем более медленное убывание потенциалов вызванной поляризации. При этом убывание значения потенциала $U_{ВП}$ происходит значительно быстрее во вмещающих породах, чем в угле (рис. 12, *а*). На рис. 12, *б* приведены кривые $U_{ВП} = f(\tau)$ для различных угольных пластов с одним марочным составом. Иной характер кривых связан с зольностью. В принципе эти кривые могут быть использованы для определения зольности угольных пластов.

§ 5. Скорость распространения упругих колебаний

Горные породы различаются между собой по скорости распространения упругих волн (табл. 3). Это свойство горных пород используется в сейсморазведке и в ультразвуковом методе исследования скважин [128, 161, 213].

Скорость распространения продольных v_p и поперечных v_s волн в горных породах зависит от плотности и упругих свойств пород. Для изотропной и идеально упругой среды

$$v_p = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\delta(1+\nu)(1-2\nu)}}; \qquad (13)$$

$$v_s = \sqrt{\frac{E}{2\delta(1+\nu)}}, \qquad (14)$$

где E — модуль Юнга или модуль упругости;

ν — коэффициент Пуассона;

δ — плотность породы.

По скорости распространения продольных упругих волн в породах из разрезов угленосных месторождений резко выделяются изверженные породы и известняки, обладающие максимальными скоростями, а также имеющие минимальные скорости (см. табл. 3).

Таблица 3

Значения скорости распространения упругих колебаний (ультразвука) некоторых горных пород

Наименование пород	Скорость распространения упругих колебаний, *м/сек*
Аргиллиты	1000—5000
Алевролиты	1000—5000
Глины	800—2000
Известняки	2000—6000
Изверженные породы	5000—7000
Песчаники	1500—5500
Пески	100—500
Угли бурые	2600—2700
Угли каменные	1700—2600
Антрациты	2500—3500

Скорость распространения упругих колебаний во вмещающих породах уменьшается с увеличением их пористости (рис. 13) и следовательно, увеличивается с повышением степени метаморфизма пород. В углях скорость распространения упругих волн изменяется также в зависимости от степени их метаморфизма. Однако эта зависимость имеет более сложный характер, чем для вмещающих пород (рис. 14).

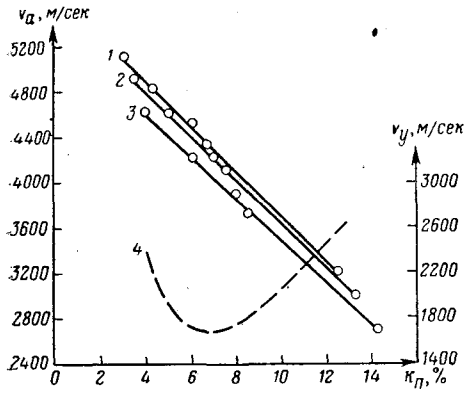


Рис. 13. Зависимость распространения скоростей упругих колебаний углей и вмещающих пород от их пористости

1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — аргиллит; 4 — уголь

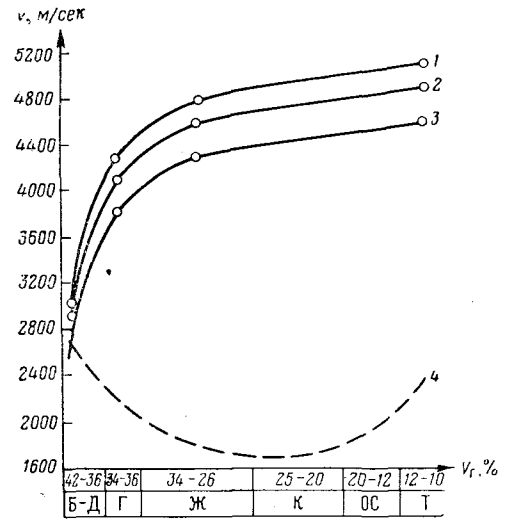


Рис. 14. Кривые изменения скоростей распространения упругих колебаний углей и вмещающих пород на месторождениях различного марочного состава углей

1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — аргиллит; 4 — уголь

Наличие дифференциации горных пород по скорости распространения упругих колебаний позволяет с помощью метода ультразвукового исследования скважин изучать геологические разрезы и механические свойства пород.

§ 6. Радиоактивность

Радиоактивные свойства горных пород определяются их естественной радиоактивностью, а также искусственной радиоактивностью, возникающей при облучении пород нейтронами, и способностью пород к рассеянию нейтронов и гамма-лучей [19, 83, 84, 128].

Радиоактивные элементы, распадаясь, испускают α-, β- и γ-лучи. При исследовании горных пород в скважинах по их естественной радиоактивности практический интерес представляют только γ-лучи, так как α- и β-излучения практически полностью поглощаются в корпусе измерительного прибора. Гамма-лучи, как известно, представляют собой электромагнитные излучения большой частоты с энергией, достигающей миллионов электронвольт. Не обладая электрическим зарядом, гамма-лучи характеризуются большой проникающей способностью, что позволяет широко использовать их в различных методах радиометрии скважин. В качестве характеристики поглощающей способности различных веществ используется так называемый коэффициент поглощения, указывающий долю излучения, поглощаемую слоем вещества толщиной в 1 *см*.

Радиоактивные элементы (естественные и искусственные) отличаются различной средней скоростью распада, постоянной для каждого из них. Обычно скорости радиоактивного распада характеризуются обратной величиной — периодом полураспада $T_{1/2}$ — временем, в течение которого распадается половина радиоактивных ядер. Для различных радиоактивных элементов период полураспада изменяется от долей секунды

до миллиардов лет. Для измерения радиоактивности горных пород приняты следующие единицы.

1. Кюри. Радиоактивностью в 1 *кюри* обладает количество радиоактивного вещества, в котором за 1 *сек* в среднем происходит $3{,}7 \cdot 10^{10}$ радиоактивных распадов, т. е. столько же, сколько в 1 *г* радия. В практике геофизических работ обычно используются более мелкие производные единицы от кюри: 1 *мкюри* $= 10^{-3}$ *кюри*, 1 *мккюри* $= 10^{-6}$ *кюри* и 1 *мкмккюри* $= 10^{-12}$ *кюри*.

2. Эквивалентная концентрация радия. За единицу эквивалентной концентрации радия принимается 1 *г* радий-эквивалента на 1 *г* породы $\left(\frac{\text{г Ra-экв}}{\text{г}}\right)$. Радиоактивности в 1 *г* радий-эквивалента по гамма-излучению соответствует такая суммарная концентрация радиоактивных элементов в породе, при которой в среднем в 1 *г* ее выделяется столько же гамма-квантов, сколько в 1 *г* радия. На практике используют более мелкие единицы:

$$\frac{\text{мг Ra-экв}}{\text{г}} = 10^{-3}\ \frac{\text{г Ra-экв}}{\text{г}}\ ;\quad \frac{\text{мкг Ra-экв}}{\text{г}} = 10^{-6}\ \frac{\text{г Ra-экв}}{\text{г}}\ ;$$

$$\frac{\text{мкмкг Ra-экв}}{\text{г}} = 10^{-12}\ \frac{\text{г Ra-экв}}{\text{г}}\ .$$

Единица $\frac{\text{мкмкг Ra-экв}}{\text{г}}$ является удобной для изучения радиоактивности горных пород.

Для оценки интенсивности гамма-излучения, возникающего при радиоактивном распаде элементов, применяется единица излучения, называемая рентгеном (*р*). За рентген принимается такая доза гамма-излучения (или рентгеновского излучения), которая создает ионизацию с зарядом в одну электростатическую единицу количества электричества каждого знака в 1 $см^3$ сухого воздуха, находящегося при температуре 0° С и давлении 760 *мм рт. ст.* Мощность дозы гамма-излучения в 1 *мр/час* называется гаммой. В этих единицах обычно эталонируются диаграммы интенсивности естественного гамма-излучения.

Естественная радиоактивность горных пород обусловливается содержанием в них изотопов урана (U^{235}, U^{238}), тория (Th^{232}) и продуктов их распада, а также калия (K^{40}) и рубидия (Rb^{87}). Содержание других радиоактивных элементов в горных породах незначительно и поэтому практически они не оказывают влияния на их радиоактивность. Естественные радиоактивные изотопы излучают гамма-кванты с энергией от 0,5 до 3 *Мэв* (в среднем 1 *Мэв*).

В различных горных породах в зависимости от физико-химических условий образования содержится различное количество радиоактивных элементов (табл. 4). Из магматических пород наименьшая естественная радиоактивность порядка $10^{-12}\ \frac{\text{г Ra-экв}}{\text{г}}$ наблюдается в основных породах. В кислых магматических породах естественная радиоактивность повышается до порядка $10^{-11}\ \frac{\text{г Ra-экв}}{\text{г}}$.

В осадочные отложения радиоактивные элементы попадают путем раздробления и переноса изверженных пород. Изотопы тория переносятся механическим путем. Радиоактивные изотопы могут образовывать легкорастворимые соединения и переноситься в водных растворах. Радиоактивность природных вод колеблется в широких пределах — от $4 \cdot 10^{-15}$ до $2 \cdot 10^{-10}\ \frac{\text{г Ra-экв}}{\text{г}}$. Наибольшей радиоактивностью характеризуются пластовые высокоминерализованные хлоркальциевые глубинные воды,

Таблица 4

Радиоактивность горных пород

Наименование пород	Средние значения и пределы изменения радиоактивности, $\frac{\text{мкмкг Ra-экв}}{\text{г}}$	Наиболее вероятные пределы изменения средних значений радиоактивности, $\frac{\text{мкмкг Ra-экв}}{\text{г}}$
Магматические		
Ультраосновные	0,5—3,0	1,0—1,5
Основные	1,7—7,0	2,5—5,0
Кислые	4,0—25,0	8,0—14,0
Осадочные		
Ангидрит	0,5	—
Каменный уголь	1,0	—
Каменная соль	2,0	—
Доломиты	0,5—10,0	1,0—4,0
Известняки	0,5—12,0	1,0—4,0
Песчаники	1,0—15,0	1,0—8,0
Глинистые песчаники	2,0—20,0	2,0—10,0
Глинистые известняки	2,0—20,0	2,0—10,0
Песчаные глины	3,0—25,0	4,0—12,0
Карбонатные глины	3,0—25,0	4,0—12,0
Глины и глинистые сланцы	4,0—30,0	5,0—15,0
Калийные соли	10,0—45,0	10,0—30,0
Глины глубоководные	10,0—60,0	15,0—40,0

в которых содержание радия достигает $10^{-9}\ \frac{\text{г Ra-экв}}{\text{г}}$. Наименьшую естественную радиоактивность имеют воды морей и рек, в которых количество радия не превышает $10^{-14}\ \frac{\text{г Ra-экв}}{\text{г}}$. В результате переноса радиоактивных элементов их содержание в различных осадочных породах оказывается разным, что позволяет разграничить эти породы по степени их радиоактивности. В некоторых осадочных породах могут встречаться локальные скопления радиоактивных элементов. Чаще всего они встречаются в монацитовых песчаниках и урановых известняках.

В общем случае из осадочных пород наибольшей естественной радиоактивностью характеризуются глубоководные осадки (глины) и калийные соли. Содержание радиоактивных элементов в глубоководных глинах достигает 90 $\frac{\text{мкмкг Ra-экв}}{\text{г}}$. Неглубоководные и континентальные глины, а также известковистые и песчаные глины характеризуются естественной радиоактивностью от 2 до 30 $\frac{\text{мкмкг Ra-экв}}{\text{г}}$. Радиоактивность этих пород тем выше, чем больше содержится в них тонкодисперсного глинистого материала (рис. 15). Песчаники, известняки и доломиты имеют еще более низкую радиоактивность порядка от 0,5 до 10 $\frac{\text{мкмкг Ra-экв}}{\text{г}}$.

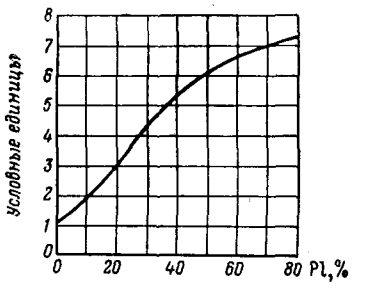


Рис. 15. Зависимость естественной радиоактивности осадочных горных пород от содержания глинистого материала в породе [84]

Самую низкую естественную радиоактивность порядка десятых и единиц микромикрограмм радий-эквивалента на 1 *г* породы имеют гипсы, ангидриты, каменная соль и каменные угли. В редких случаях и в каменных высокозольных углях наблюдается повышенная радиоактивность.

Таким образом, наличие большой дифференциации горных пород по их естественной радиоактивности позволяет изучать геологические разрезы скважин гамма-методом, т. е. по материалам измерения естественной радиоактивности пород по стволу скважины.

Взаимодействие гамма-излучения с горными породами характеризуется тремя процессами: фотоэффектом, образованием пар и комптон-эффектом.

Фотоэффект заключается в поглощении гамма-квантов с передачей энергии электрону. При этом если энергия фотона больше энергии связи электрона с атомом, ее избыток передается электрону в виде кинетической энергии. Фотоэлектрическое поглощение наблюдается преимущественно с гамма-квантами энергий (меньше 0,2 *Мэв*) и резко возрастает в средах, содержащих тяжелые элементы — поглощение пропорционально примерно четвертой степени атомного номера элемента.

Процесс образования пар состоит в том, что при облучении вещества гамма-лучами отдельные фотоны, обладающие большой энергией (более 1,02 *Мэв*) в поле ядра превращаются в пару электрон — позитрон ($\beta^- - \beta^+$). Процесс образования пар имеет наибольшее значение при высоких энергиях гамма-излучения (более 2—5 *Мэв*), с которыми в большинстве случаев не приходится встречаться при геофизических исследованиях скважин.

Наибольшая доля потери энергии гамма-квантов при прохождении сквозь горные породы возникает вследствие комптоновского рассеяния. В этом процессе взаимодействие гамма-лучей (фотонов) с электронами можно уподобить соударениям упругих шаров. В результате удара фотона с электроном первый, отдав часть энергии, превращается в фотон меньшей энергии, направление движения которого отличается от падающего фотона, а электрон отдачи получит количество движения, направленное под некоторым углом к траектории первичного фотона.

Так как комптоновское рассеяние происходит на электронах атомных оболочек, то величина его будет определяться числом n электронов в единице объема среды

$$n = \frac{N_0 Z}{A}\delta, \qquad (15)$$

где N_0 — число Авогадро;
Z — порядковый номер элемента;
A — атомный вес;
δ — плотность.

Так как отношение $\frac{Z}{A}$ является практически постоянным (для элементов, составляющих осадочные горные породы $\frac{Z}{A} \approx 0{,}5$), интенсивность комптон-эффекта в основном определяется плотностью породы. Поэтому породы повышенной плотности будут отмечаться на диаграммах рассеянного гамма-излучения пониженными значениями интенсивности измеряемого гамма-излучения, а породы пониженной плотности, наоборот, высокими значениями этого параметра.

Метод изучения рассеяния гамма-излучения, как показывает практика, весьма чувствителен к изменению плотности горных пород. Среди осадочных пород, как было уже указано, угольные пласты обладают аномально низкой плотностью, изменяющейся от 1,2 до 1,7 *г/см*^{3}, а вмещающие породы — повышенной плотностью, меняющейся в пределах 2,0—2,8 *г/см*^{3}. Плотность углей в 1,5—2 раза ниже плотности вмещающих их пород. Такая большая разница в плотностях углей и вмещающих пород создает благоприятные условия для использования измерений рассеянного гамма-излучения с целью поисков и изучения угольных пластов в разрезах скважин.

Нейтронные свойства

Нейтронные свойства пород характеризуются способностью пород к рассеянию и поглощению нейтронов, излучаемых источником. Эти свойства определяются в основном химическим составом пород.

Поток быстрых нейтронов, излучаемых источником при прохождении через буровой раствор в скважине и через горные породы, замедляется до тепловых скоростей (примерно 2200 *м/сек*). Для характеристики интенсивности процесса замедления нейтронов используется длина замедления Ls, числовое значение которой определяется химическим составом породы, в первую очередь, содержанием в ней водорода и в меньшей степени других легких элементов. С увеличением содержания водорода длина замедления уменьшается; наименьшей длиной замедления характеризуются высокопористые водоносные и нефтеносные породы и глины.

Образовавшийся в результате замедления быстрых нейтронов поток медленных нейтронов в дальнейшем рассеивается и захватывается ядрами элементов, составляющих породу. Этот процесс характеризуется диффузионной длиной $L_д$ или коэффициентом диффузии Д и временем жизни тепловых нейтронов τ. Численные значения указанных параметров определяются сечениями рассеяния и захвата тепловых нейтронов, величины которых зависят от химического, а следовательно, и минерального состава пород [17].

В породах с повышенным содержанием водорода (водоносных и нефтеносных породах, а также глинах) диффузионная длина и коэффициент диффузии имеют наименьшие значения. Наибольшими значениями этих параметров характеризуются плотные песчаники, известняки, ангидриты и изверженные породы минимальной влажности. Так как влажность зависит от пористости пород, то нейтронные методы исследования скважин могут быть использованы для определения коэффициента пористости пород, а также минерализации пластовой жидкости, поскольку значения $L_д$ и τ уменьшаются с увеличением содержания хлора, обычно являющегося основным элементом солевого состава вод. Кроме того $L_д$ и τ резко зависят от содержания в породе таких элементов как, например, бор, марганец, кобальт, ртуть, поиски которых в разрезах скважин могут производиться с помощью нейтронных методов.

При захвате нейтронов ядрами элементов, составляющих породу, образуются радиоактивные изотопы. Распадаясь, они создают вторичное гамма-излучение, интенсивность которого зависит от периодов полураспада изотопов и содержания отдельных элементов в горной породе. Возникающая при этом наведенная радиоактивность может быть использована для геологического изучения разрезов скважин.

§ 7. Термические свойства

Для характеристики термических свойств горных пород используются коэффициент теплопроводности λ или обратная его значению величина — удельное тепловое сопротивление $\xi = \frac{1}{\lambda}$, а также теплоемкость C и коэффициент температуропроводности α

$$\alpha = \frac{\lambda}{C\delta} = \frac{1}{C\xi\delta}, \qquad (16)$$

где δ — плотность породы [79, 85, 103, 128].

Из формулы (16) видно, что коэффициент температуропроводности зависит в основном от величины коэффициента теплопроводности или теплового сопротивления, так как теплоемкость и плотность осадочных пород изменяются незначительно. Для удобства из этих двух связанных между собой параметров λ и ξ в практике геофизических исследований

пользуются тепловым сопротивлением. Геотермический градиент связан с тепловым сопротивлением зависимостью

$$\Gamma = q\,\xi, \qquad (17)$$

где q — тепловой поток.

Тепловое сопротивление горных пород зависит от плотности, влажности, проницаемости, нефтенасыщенности, температуры и структуры. Оно понижается с увеличением плотности пород, их влажности и проницаемости и возрастает при замещении нефтью воды, содержащейся в порах, а также повышении температуры породы и измерении перпендикулярно напластованию (явление анизотропии). Тепловое сопротивление практически не зависит от минерализации пластовых вод.

Наибольшее тепловое сопротивление наблюдается в сухих, а наименьшее — в водоносных, хорошо проницаемых породах. Ископаемые угли и газоносные породы имеют высокое тепловое сопротивление, а рудные залежи, изверженные и карбонатные породы — низкое. Эту дифференциацию по тепловому сопротивлению горных пород можно использовать для изучения геологических разрезов угольных скважин.

§ 8. Механические свойства

Механические свойства горных пород определяются следующими параметрами: модулем Юнга E, модулем сдвига G, коэффициентом Пуассона ν, временным сопротивлением на растяжение K, изгибом $K_в$, срезом K_s, критическим напряжением σ и др. [74, 84]. Критическое напряжение σ характеризуется сопротивлением породы проникновению в нее режущих инструментов и может изучаться методом продолжительности проходки скважины. Продолжительность проходки τ пропорциональна сопротивлению породы (проникновению в нее режущих инструментов — долота или коронки).

Величина критического напряжения при динамической нагрузке много меньше, чем при статической нагрузке. При бурении пород имеют место динамические и статические нагрузки и их соотношение зависит от способа бурения.

Наибольшее критическое напряжение (до 10 000 *кг/см*^{2}) имеют монолитные кварциты и полиминеральные изверженные породы. Из осадочных пород наибольшее (до 5000 *кг/см*^{2}) критическое напряжение имеют известняки. Кристаллизация и окремнелость повышают прочность известняков, а их выщелачивание и глинизация понижает ее (до 100 *кг/см*^{2}). Из песчаников наиболее прочными являются слитные с кремнистым цементом (до 5000 *кг/см*^{2}), с известковистым цементом слабее (до 2500 *кг/см*^{2}) и наиболее слабые — с глинистым цементом (50—100 *кг/см*^{2}). Несцементированные песчаники и глины имеют невысокие значения σ (10—250 *кг/см*^{2}). Критическое напряжение каменных углей еще ниже (до 50 *кг/см*^{2}), а рыхлые пески, плывуны, суглинки, торф имеют σ до 1—5 *кг/см*^{2}.

Критическое напряжение карбонатов и песчаников уменьшается с увеличением пористости. Низкое критическое напряжение каменных углей дает принципиальную возможность с помощью метода продолжительности проходки выделять и изучать каменные угли в разрезах скважин.

ГЛАВА II

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД И КЛАССИФИКАЦИЯ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 9. Закономерности региональных изменений физических свойств пород угольных бассейнов

Изучение закономерностей региональных изменений удельного электрического сопротивления, пористости, плотности и скорости распространения упругих колебаний в горных породах проводилось на территории двух угольных бассейнов — Донецкого [96, 97] и Печорского [55, 56]. В других бассейнах производились только отдельные не систематизированные определения пористости, плотности и удельного электрического сопротивления пород.

Пористость является определяющим фактором изменения не только удельных электрических сопротивлений, но также плотности, скорости распространения упругих волн и ряда других физических свойств пород одинакового литологического состава (рис. 16). Поэтому исследование закономерностей изменения физических свойств пород целесообразно начинать с этого параметра.

На рис. 17 приведена схематическая карта средней пористости, иллюстрирующая возрастание средней пористости песчаников от центра Донбасса к его периферии. В обратном направлении, т. е. от окраин Донбасса к центру, зафиксировано увеличение удельных электрических сопротивлений этих пород. Установлена изменяемость плотности осадочных пород одного возраста и состава, выражающаяся в увеличении средней плотности пород (от 2,2 до 2,73) к центру Донбасса (рис. 18). В изменении упругих свойств пород также установлена аналогичная закономерность, а именно: наблюдается уменьшение скоростей распространения продольных волн от центра бассейна к его периферии.

Интересны сопоставления указанных площадных закономерностей в изменении физических свойств вмещающих пород со степенью метаморфизма углей (наиболее существенным показателем степени метаморфизма углей является выход летучих веществ). На основании этих сопоставлений А. Т. Донабедов выявил определенные соотношения между степенью метаморфизма углей и средними значениями пористости, удельных электрических сопротивлений, плотностей и скоростей распространения упругих колебаний вмещающих пород. Установлено, что в Донецком бассейне областям распространения углей высокой степени углефикации соответствуют низкие значения пористости и высокие значения удельных электрических сопротивлений, плотностей и скоростей распространения упругих колебаний вмещающих пород. Наоборот, в областях распространения углей с низкой степенью углефикации вмещающие породы имеют пониженные значения указанных параметров. Таким образом физические свойства вмещающих пород являются индикатором марочного состава углей.

Кроме того, имеются заметные изменения данных физических свойств по разрезу угленосной толщи, выражающиеся в постепенном увеличении удельного электрического сопротивления, плотности и скорости распространения продольных волн сверху вниз по стратиграфическому разрезу. Однако эти изменения незначительны по сравнению с площадными.

Выявленные зависимости не случайны, они сохраняются на огромном пространстве и являются отражением общих геологических закономерностей.

Изменение пористости пород связано с метаморфизмом и с условиями накопления осадков. Однако действие последнего фактора имеет локальный характер. Следовательно, региональное изменение пористости в песчаниках, алевролитах и аргиллитах является указателем степени регионального их метаморфизма. Показателями последнего могут являться также удельное электрическое сопротивление, плотность и скорость распространения упругих волн, если они изменяются в одном направлении для всех пород. Чувствительность этих параметров к изменению пористости дает возможность широко использовать их для изучения регионального метаморфизма пород.

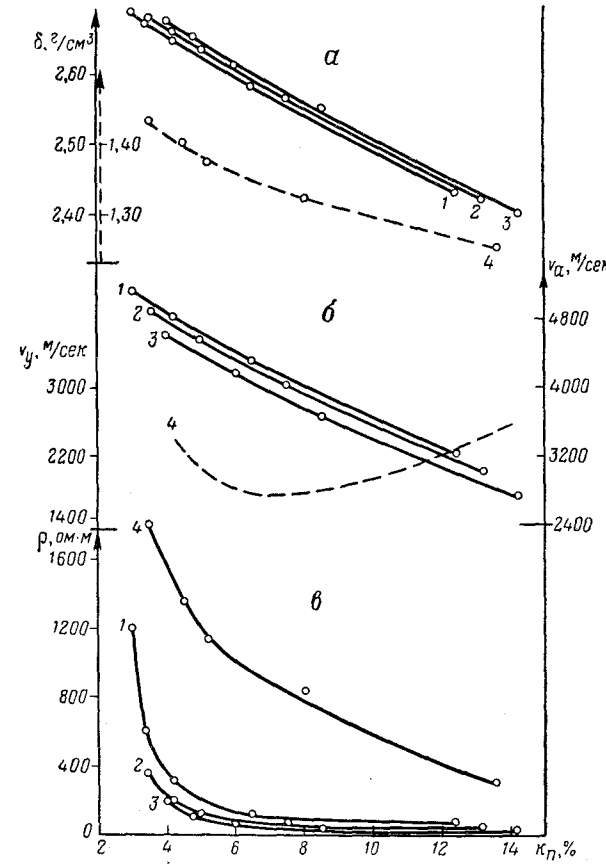


Рис. 16. Зависимость изменения физических свойств углей и вмещающих пород от пористости

а — плотности; *б* — скорости распространения упругих колебаний; *в* — удельные электрические сопротивления *1* — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

На площади Печорского бассейна можно выделить два основных направления: с юго-запада на северо-восток и с северо-запада на юго-восток, по которым отчетливо наблюдается закономерное изменение указанных физических свойств всех вмещающих пород и углей (рис. 19, 20). Графики на рис. 20, *а* и 20, *б* построены по средним значениям данных параметров, вычисленных для отдельных месторождений, на основе измерений их на большом количестве образцов или пластов. Эти материалы позволяют сделать следующие выводы.

На территории Печорского бассейна установлена закономерность изменения физических свойств пород угленосной толщи воркутской серии пермских отложений, заключающаяся в том, что по мере приближения к восточной и северо-восточной границам бассейна, характеризующимся повышенной степенью метаморфизма, наблюдается уменьшение пористости и увеличение удельного электрического сопротивления, плотности и скорости распространения упругих волн. Указанные изменения физических свойств идут в одном направлении для всех вмещающих пород (песчаников, алевролитов, аргиллитов) и углей. При этом наимень-

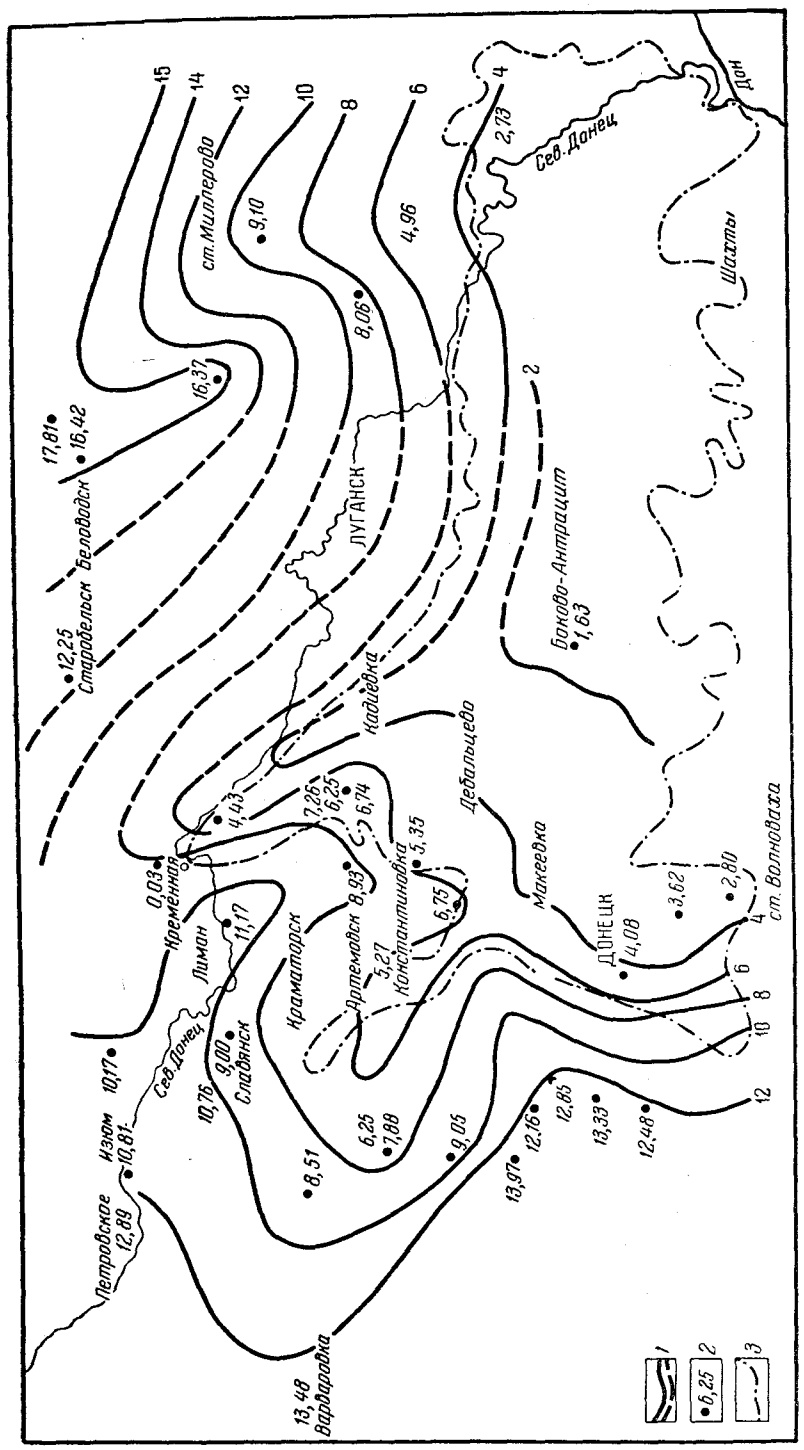


Рис. 17. Схематическая карта средней пористости песчаников верхнего палеозоя Донбасса и его окраин

1 — изолинии пористости (через 2 %); *2* — пункты с указанием средней пористости (в процентах); *3* — контур карбона обнаженного Донбасса [96, 97]

шие абсолютные значения пористости и наибольшие абсолютные значения удельного электрического сопротивления, плотности и скорости распространения упругих волн наблюдаются в песчаниках.

В том же направлении, что и степень метаморфизма вмещающих пород, изменяется марочный состав углей с возрастанием степени их углефикации с юго-запада на северо-восток и с северо-запада на юго-восток. Это показывает, что приведенные особенности являются отражением единого геологического процесса, определившего изменения горных пород Печорского бассейна. Наряду с площадной зональностью изменения физических свойств отмечается и вертикальная зональность (правило Хильта), выражающаяся в увеличении степени углефикации углей сверху вниз по стратиграфическому разрезу. В таком же направлении наблюдается и некоторое изменение физических свойств вмещающих пород.

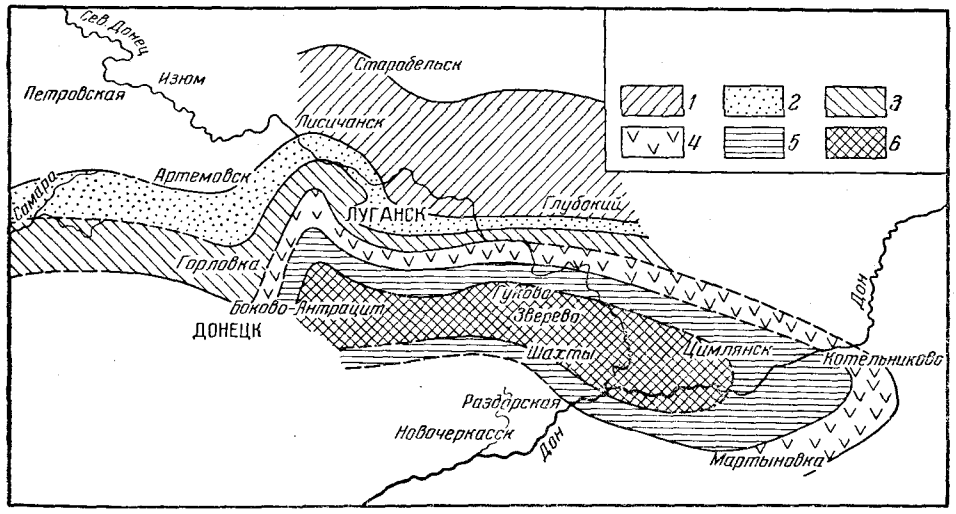


Рис. 18. Схематическая карта средних плотностей верхнего палеозоя Донбасса [96, 97]

Участки со средней плотностью, *г/см*³: *1* — 2,3; *2* — 2,3—2,4; *3* — 2,4—2,5; *4* — 2,5—2,6; *5* — 2,6—2,7; *6* — более 2,7

Градиенты изменения физических свойств пород по площади бассейна так же закономерно изменяются (табл. 5). Для определения их значений принят усредненный литологический состав пород рудницкой подсвиты на всей исследованной площади в следующем соотношении: аргиллит — 23%, алевролит — 32%, песчаник — 40%, уголь — 5%. Из табл. 5 видно, что по мере приближения к северо-восточной окраине бассейна градиент пористости пород уменьшается. Соответственно этому уменьшается и степень нарастания плотности пород. Наоборот, градиент удельного электрического сопротивления углей и вмещающих пород в этом же направлении резко увеличивается. Причем, наибольшие значения градиента площадного изменения удельного электрического сопротивления наблюдаются в углях и песчаниках, наименьшие — в аргиллитах.

Разные значения градиентов удельного электрического сопротивления различных пород объясняются неодинаковым влиянием пористости на удельные сопротивления этих пород. Как показали исследования, удельное сопротивление песчаников в основном определяется их пористостью при одинаковой минерализации насыщающих вод. Удельное сопротивление песчаников наиболее чувствительно к изменению пористости, а следовательно, и влажности, особенно в области низких значений коэффициента пористости (см. рис. 6).

Следовательно, наиболее отчетливо закономерные связи изменения удельных сопротивлений вмещающих пород с марочным составом углей проявляются на песчаниках. Меньшая чувствительность удельного сопротивления алевролитов и особенно аргиллитов к изменению пористости может быть объяснена тем, что электропроводность этих пород обусло-

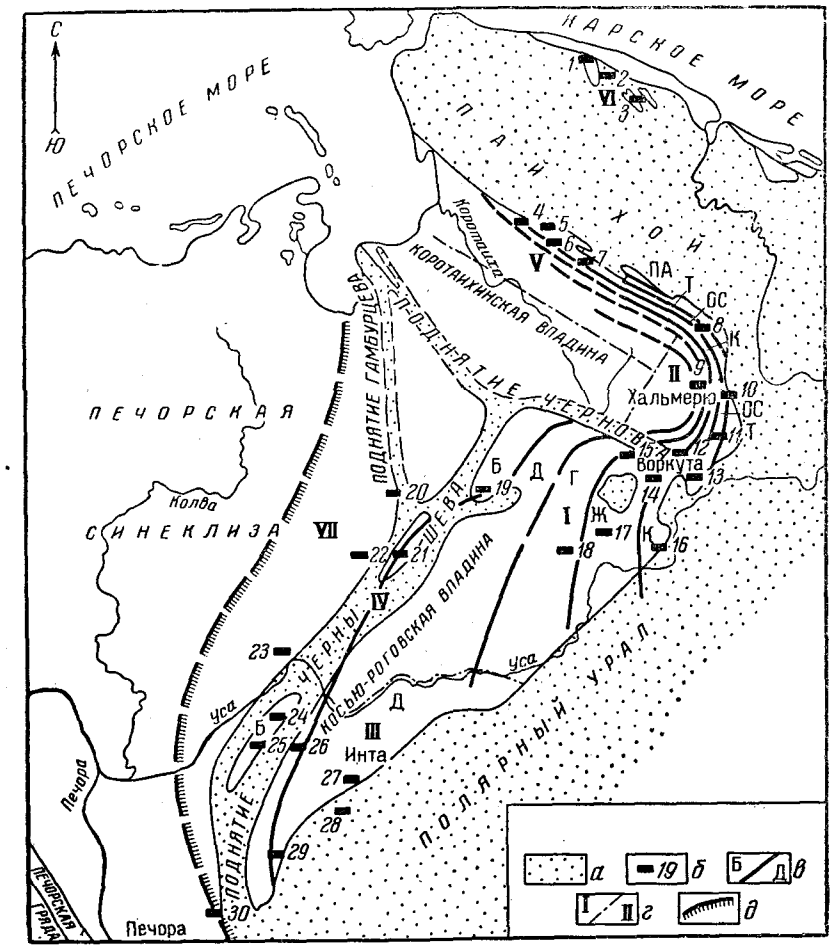


Рис. 19. Схематическая обзорная карта Печорского бассейна

а — выходы доугольных отложений; *б* — угольные месторождения: *1* — Ерьягинское, 2 — Лиурьягинское, *3* — Табьюское, *4* — Янгарейское, *5* — Лестаншорское, *6* — Хейягинское, *7* — Нямдинское, *8* — Силовское, *9* — Пембойское, *10* — Хальмерюское, *11* — Верхнесырьягинское, *12* — Нижнесырьягинское, *13* — Юньягинское, *14* — Воркутское, *15* — Воргашорское, *16* — Елецкое, *17* — Усинское, *18* — Сейдинское, *19* — Верхнероговское, *20* — Ватьярское, *21* — Тальбейское, *22* — Адзьвинское, *23* — Кушшорское, *24* — Заостренское, *25* — Шарьинское, *26* — Неченское, *27* — Интинское, *28* — Кожимское, *29* — Юсьюльское, *30* — Сынинское; *в* — зоны распространения углей различных марок: Б — бурые, Д — длиннопламенные, Г — газовые, Ж — жирные, К — коксовые, ОС — отощенные спекающиеся, Т — тощие, ПА — полуантрациты; *г* — границы угленосных районов: *I* — Воркутский, *II* — Хальмерюский, *III* — Интинский, *IV* — район поднятия Чернышева, *V* — Коротаихинский, *VI* — район северо-восточного склона Пай-Хоя, *VII* — Западный район; *д* — граница Печорского каменноугольного бассейна

вливается не только количеством и минерализацией насыщающих их поровых вод, но и самими глинистыми частицами, входящими в состав этих пород даже при ничтожной их влажности. Поверхностная электропроводность частиц также увеличивается в тонкодисперсных породах, что приводит к снижению их удельного сопротивления.

Увеличение градиентов удельного сопротивления пород свидетельствует об увеличении степени метаморфизма. При этом наблюдается подобное же повышение удельного сопротивления углей, что хорошо

видно на рис. 20. Интересны соотношения между изменением физических свойств вмещающих пород и выходом летучих веществ углей (табл. 6). Таким образом, повышение удельного электрического сопротивления, плотности и скорости распространения упругих волн вмещающих пород идет в одинаковом направлении с повышением степени метаморфизма углей. Следовательно, эти физические свойства вмещающих пород являются индикаторами марочного состава углей.

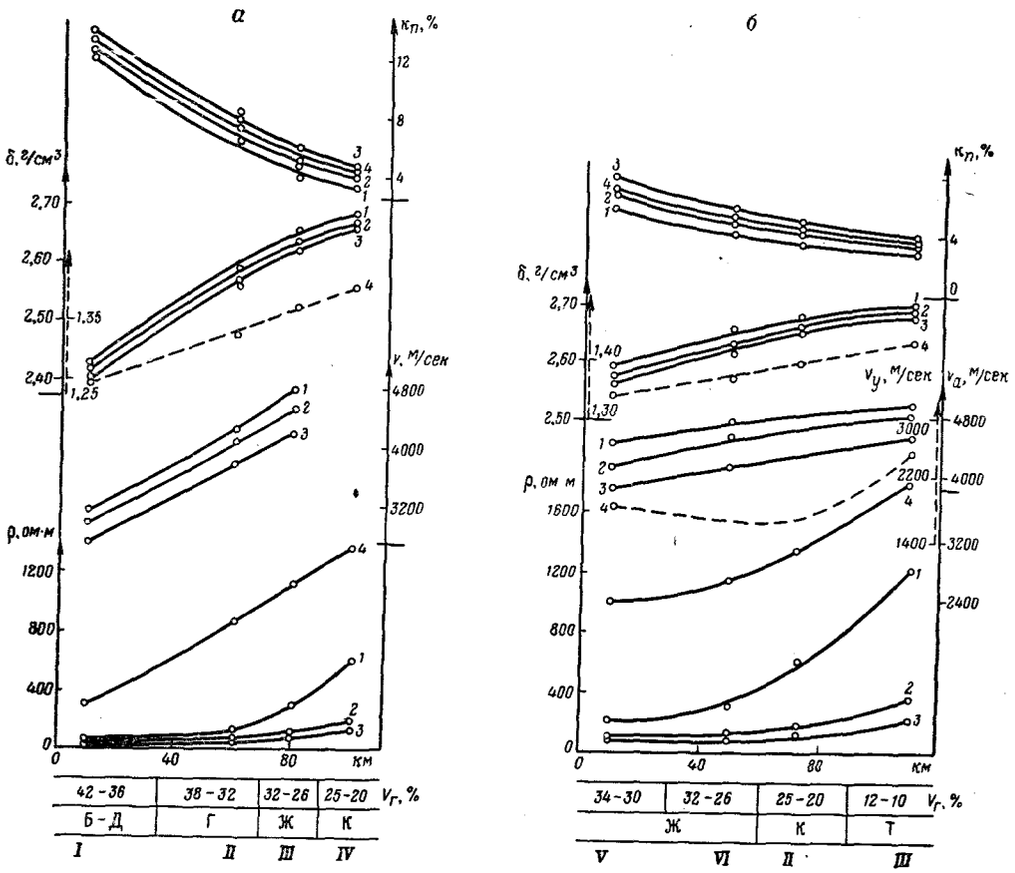


Рис. 20. Изменение удельного электрического сопротивления, скорости распространения упругих колебаний, плотности и пористости углей и вмещающих пород по месторождениям с различным марочным составом углей в направлении с юго-запада на северо-восток (*а*) и с северо-запада на юго-восток (*б*) по Печорскому бассейну

I — Усинское месторождение; *II* — Воркутское месторождение; *III* — Юньягинское месторождение; *IV* — Верхнесырьягинское месторождение; *V* — Верхнероговское месторождение; *VI* — Воргашорское месторождение
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

Определение плотности и пористости пород угленосных отложений производилось, помимо указанных двух бассейнов, также в других районах [24, 166, 175, 204]. На рис. 21 приведены данные изменения усредненных плотностей вмещающих пород по разным бассейнам и месторождениям различного геологического возраста и углей различного марочного состава. Хотя эти данные и неполные (вмещающие породы не разграничены по литологическим разностям), тем не менее они свидетельствуют об общей закономерности понижения пористости и повышения плотности вмещающих пород на тех месторождениях, где степень метаморфизма углей возрастает. Некоторый разброс точек на графиках объясняется различиями литологического состава пород в разных угленос-

Таблица 5

Значения градиентов изменения (на 1 *км*) физических свойств углей и вмещающих пород по площади Печорского бассейна

Месторождения	Пористость, %		Удельное электрическое сопротивление, *ом·м*		Плотность, *г/см³*		Скорость упругих колебаний вмещающих пород, *м/сек*
	вмещающие породы	уголь	вмещающие породы	уголь	вмещающие породы	уголь	
С юго-запада на северо-восток							
Усинское — Воркутское	—0,048	—0,035	1,55	3,00	0,0013	0,0008	8,1
Воркутское — Юньягинское	—0,032	—0,030	7,10	10,00	0,0012	0,0008	6,8
Юньягинское-Верхнесырьягинское	—0,016	—0,019	9,32	12,20	0,0005	0,0007	4,8
С северо-запада на юго-восток							
Верхнероговское — Воргашорское	—0,111	—0,105	0,87	9,70	0,0023	0,0013	23,4
Воргашорское — Воркутское	—0,096	—0,082	5,45	11,00	0,0023	0,0013	20,0
Воркутское — Юньягинское	—0,045	—0,050	8,15	11,50	0,0017	0,0011	6,8

Таблица 6

Изменение физических свойств вмещающих пород при понижении выхода летучих веществ углей на 1%

Наименование пород	Уменьшение		Увеличение					
	$k_п$		ρ		δ		*v*	
	абсолютное, %	относительное, %	*ом·м*	%	*г/см³*	%	*м/сек*	%
Песчаник	0,31	2,4	45	37	0,009	0,4	70	2,3
Алевролит	0,32	2,4	12	20	0,008	0,3	67	2,3
Аргиллит	0,32	2,3	6	14	0,008	0,3	63	2,3
Среднее для рудницкой подсвиты	0,32	2,4	26	21	0,008	0,3	68	2,3

ных бассейнах. Следовательно, указанная выше закономерность является общей для многих угленосных бассейнов земного шара.

Так как пористость и плотность осадочных пород угленосных отложений связаны с удельным сопротивлением и скоростью распространения упругих колебаний (см. рис. 16), следует ожидать, что выявленная закономерность в изменении пористости этих пород в других угленосных бассейнах будет также распространяться на удельные сопротивления и упругие свойства пород в этих бассейнах. Это позволяет рассматривать указанные физические свойства пород как, до некоторой степени, универсальные постоянные параметры, пригодные для характеристики различных угольных месторождений и бассейнов. Для данных физических свойств ($k_п$, δ, ρ, *v*) осадочных пород угленосных отложений определяющим является степень их метаморфизма.

Таким образом, исследования физических свойств угленосных отложений Донецкого и Печорского бассейнов позволяют сделать следующие выводы.

1. Изменение физических свойств горных пород является специфическим отражением геологических процессов и, особенно, степени метаморфизма.

2. Выявление региональных закономерностей изменения физических свойств горных пород угленосных отложений позволяет делать прогнозы о марочном составе углей. Это даёт возможность по данным геофизических методов — электроразведки, гравиразведки и сейсморазведки — осуществлять поиски угольных месторождений с дефицитными марками углей, что имеет большое значение для бассейнов, перекрытых четвертичными отложениями.

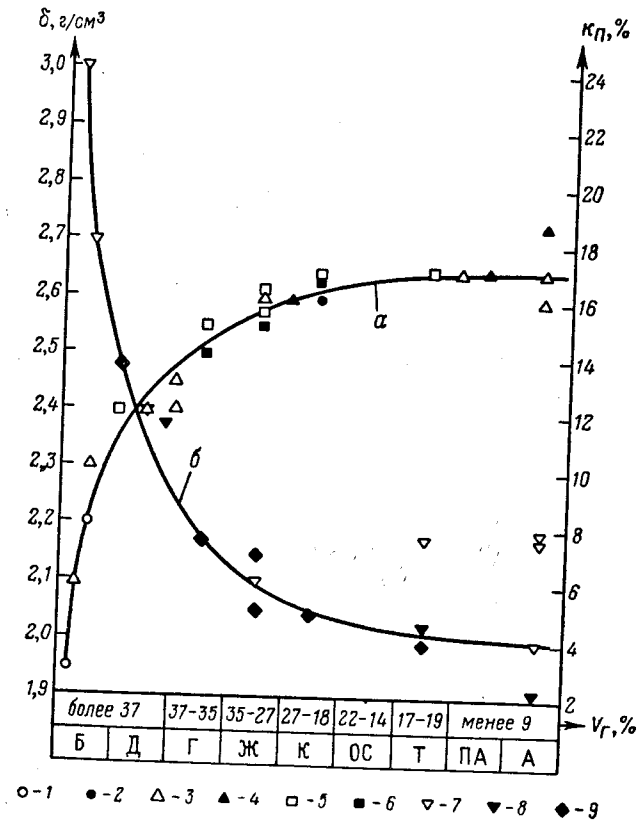


Рис. 21. Изменение средних значений плотности (*а*) и пористости (*б*) вмещающих пород угленосных отложений в различных бассейнах

1 — Подмосковный бассейн; *2* — Карагандинский бассейн; *3* — месторождения Урала; *4* — Донецкий бассейн; *5* — Печорский бассейн; *6* — Кузнецкий бассейн; *7* — месторождения Урала; *8* — Донецкий бассейн; *9* — Печорский бассейн

3. Установление закономерностей изменения физических свойств пород по разрезу и площади бассейна можно использовать для корреляции разрезов скважин.

4. Знание закономерностей регионального изменения физических свойств горных пород необходимо для правильной и однозначной геологической интерпретации материалов геофизических исследований.

5. Закономерности регионального распределения физических свойств пород являются одной из характеристик складчатых зон и платформ.

6. В тех бассейнах, где процентное содержание песчаников в разрезах больше, чем аргиллитов, закономерности регионального изменения удельного сопротивления выражаются отчетливее, чем в бассейнах того же типа с доминирующим содержанием в разрезах аргиллитов.

7. Изучение физических свойств пород является необходимым звеном в комплексном изучении геологии угленосных месторождений и выборе рационального комплекса геофизических методов разведки.

§ 10. Геолого-геофизическая классификация угольных месторождений

Геофизические исследования углеразведочных скважин приходится проводить в самых различных геолого-геофизических условиях. Разнообразие этих условий не позволяет установить один стандартный комплекс геофизических методов, одинаково подходящий для всех месторождений и разрезов. Поэтому теоретически применительно к каждому угольному бассейну и месторождению с его конкретными геолого-геофизическими условиями должен быть выбран свой наиболее эффективный комплекс геофизических методов исследования геологических разрезов скважин. Однако на ряде угольных бассейнов и месторождений имеется сходство геолого-геофизических условий, а именно: наличие дифференциации в определенных физических свойствах пород и углей. Так, например, на одних месторождениях для выделения из разрезов угольных пластов и их изучения наиболее эффективным оказывается метод кажущихся сопротивлений (КС), на других — метод потенциалов собственной поляризации (СП), на третьих — радиоактивные методы и т. д.

Однако в разрезе каждого месторождения имеются отдельные породы, для которых некоторые физические свойства оказываются одинаковыми. Например, в разрезе одной и той же скважины могут быть встречены угольные пласты и пласты плотно сцементированных песчаников или известняков с одинаковыми сопротивлениями. Эти пласты несмотря на разность их литологического состава на диаграмме кажущихся сопротивлений могут выделяться сходными (по конфигурации и амплитуде) кривыми $\rho_к$. На диаграмме собственной поляризации могут быть зафиксированы одинаковые по характеру кривых аномалии $U_{сп}$ как в угольных пластах, так и в водоносных горизонтах. На диаграммах рассеянного гамма-излучения могут наблюдаться близкие по характеру аномалии, приуроченные к угольным пластам и к кавернам во вмещающих породах. Аналогичные примеры можно привести и по каждому из других геофизических методов.

Отсюда следует, что теоретически ни один из геофизических методов не является универсальным и не может обеспечить однозначной геологической интерпретации зарегистрированных диаграмм. Следовательно, необходимо применять комплекс различных геофизических методов, взаимно дополняющих друг друга и обеспечивающих однозначную геологическую интерпретацию каротажных диаграмм. Так, например, чтобы по диаграмме кажущихся сопротивлений уверенно и однозначно отличать аномалии, обусловленные угольными пластами, от аналогичных аномалий, созданных плотно сцементированными песчаниками или известняками, необходимо дополнительно использовать диаграмму рассеянного гамма-излучения. На этих диаграммах угли и вмещающие их песчаники и известняки выделяются различными аномалиями.

После того, как по диаграммам кажущихся сопротивлений и рассеянного гамма-излучения будут выделены в разрезе скважины угольные пласты, необходимо изучить эти пласты, т. е. определить их синонимику, мощности, строение и, по возможности, качество. Для этого требуются дополнительные материалы. Например, для определения зольности угольного пласта высокого сопротивления необходимо иметь три детализационных диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные с двумя градиент-зондами и одним потенциал-зондом, а также несколько грунтоносных проб из этого пласта. Для того, чтобы разграничить аномалии на диаграммах рассеянного гамма-излучения, обусловленные угольными пластами и кавернами в скважинах, необходимо

располагать данными об изменении фактического диаметра скважины, т. е. требуется иметь кавернограмму по стволу скважины. Таким образом, чем больше геологических задач выдвигается перед промысловой геофизикой, тем более широкий комплекс ее методов необходимо применять для их решения.

Современная промысловая геофизика располагает широким комплексом разнообразных методов, позволяющих решать основные задачи по геологической документации разрезов скважин и изучению геологического строения разведываемого региона, что обеспечивает в каждом конкретном случае возможность однозначной геологической интерпретации геофизических данных. Однако по очевидным экономическим причинам невозможно в каждой скважине осуществлять полный комплекс измерений всеми методами промысловой геофизики. На практике удается применять только часть из них. Поэтому для каждого месторождения необходимо выбрать минимально возможный наиболее эффективный комплекс геофизических методов, позволяющий успешно решать поставленные геологические задачи. Так как от правильного выбора комплекса геофизических методов зависит геологическая эффективность промысловой геофизики на данном месторождении, то целесообразно классифицировать угольные месторождения по некоторой общности их геолого-геофизических параметров и указать рациональный комплекс геофизических методов исследования скважин.

Предложены различные классификации угольных месторождений, основанные на геотектонических, структурно-генетических, палеогеографических признаках, характере циклов отложений угленосных толщ и соответствующих им ритмов колебательных движений и т. д. Имеются также различные классификации углей, основанные на петрографических, петро-генетических, химических, технологических, промышленных и других признаках. Однако ни одна из существующих классификаций угольных месторождений и углей не может быть принята за основу геолого-геофизической классификации с точки зрения геологической эффективности различных геофизических методов.

В основу классификации должны быть положены такие геофизические признаки, которые были бы вполне объективны и характеризовали бы определенные угольные месторождения, т. е. физические параметры горных пород, используемые промысловой геофизикой. Рассмотрим эти параметры.

Из радиоактивных методов для геологической документации разрезов угольных скважин применяются в настоящее время в основном два метода: естественной радиоактивности (гамма-метод — ГМ или гамма-каротаж ГК) и рассеянного гамма-излучения (гамма-гамма-метод — ГГМ или гамма-гамма-каротаж — ГГК). Первый из этих методов основан на наличии дифференциации в естественной радиоактивности, второй — на дифференциации по плотности пород.

Естественная радиоактивность пород на угольных месторождениях обычно изменяется в небольших пределах за исключением возможных отдельных случаев скопления радиоактивных элементов. Фиксируемые на диаграммах гамма-метода изменения естественной радиоактивности пород обычно не связаны с марочным составом углей и степенью метаморфизма пород, а обусловлены лишь литологическим составом последних. На диаграммах естественной радиоактивности угольные пласты отмечаются чаще всего пониженными значениями интенсивности излучения. Однако четко выраженной закономерности в изменениях этой интенсивности не наблюдается. Поэтому метод естественной радиоактивности в большинстве случаев является не основным, а вспомогательным для геологической документации разрезов скважин, выявления и изучения угольных пластов. Этот метод является основным для обнаружения пород, обогащенных радиоактивными элементами, и расчленения разрезов

месторождений по литологическому составу. Так как в разрезах различных угольных месторождений встречаются породы одинакового литологического состава, то их естественная радиоактивность не может быть положена в основу классификации угольных месторождений по физическим свойствам пород.

Удельные электрические сопротивления ископаемых углей изменяются в широких пределах: 0,001—10 *ом · м* — антрациты, 20—40 *ом · м* — бурые угли, тысячи ом-метров — каменные угли.

Вследствие большого диапазона изменения удельного сопротивления, угольные пласты выделяются на диаграммах кажущихся сопротивлений по-разному: на одних месторождениях аномалиями высокого сопротивления, на других — низкого сопротивления, а на некоторых месторождениях не выделяются совсем (рис. 22, кривые $\rho_к$). Следовательно, геологическая эффективность метода кажущихся сопротивлений будет различна на разных месторождениях ископаемых углей и удельное электрическое сопротивление может быть использовано для классификации угольных месторождений.

Изменение удельного электрического сопротивления вмещающих пород при постоянной минерализации насыщающих их вод определяется пористостью этих пород. Следовательно, коэффициент пористости может быть также использован для классификации угольных месторождений. От коэффициента пористости зависят плотность пород, скорость распространения упругих колебаний, электрохимическая активность и другие свойства.

Амплитуды потенциалов собственной поляризации углей изменяются в широких пределах: от единиц милливольт переменного знака (бурые и некоторые каменные угли) до тысячи милливольт положительного знака (антрациты). Вследствие большого диапазона изменения значений потенциалов собственной поляризации на угольных пластах последние поразному выделяются на диаграммах $U_{сп}$: на одних месторождениях отчетливыми положительными аномалиями $U_{сп}$, на других — отрицательными, а на третьих — аномалии вообще отсутствуют (см. рис. 22, кривые $U_{сп}$).

Следовательно, эффективность метода собственной поляризации будет различна на разных месторождениях и параметр собственной поляризации углей является также благоприятным для классификации угольных месторождений по физическим признакам.

На основании обобщения геофизических материалов различных угольных бассейнов и месторождений СССР по указанным физическим признакам можно выделить четыре основных группы месторождений.

К первой группе относится часть буроугольных месторождений с углями, характеризующимися низкими удельными электрическими сопротивлениями и малыми значениями потенциалов собственной и вызванной поляризации. Потенциалы собственной ($U_{сп}$) и вызванной ($U_{вп}$) поляризации углей будем определять не по абсолютным значениям, а только их превышениям или понижениям по отношению к величинам этих параметров в аргиллитах, вмещающих угли. Так как величина и знак аномалий $\Delta U_{вп}$ зависит от силы I и полярности поляризующего тока, будем пользоваться величиной отношения $\frac{\Delta U_{вп}}{I}$, определяемой при $I \to 0$ и положительной полярности заземления A.

В бурых углях наблюдается более высокая пористость и влажность по сравнению с каменными углями, что обусловливает более низкое удельное сопротивление их. По величине сопротивления эти угли часто не выделяются из среды вмещающих пород. Интенсивность естественных электрических полей в бурых углях непостоянна по знаку и очень мала по сравнению с каменными углями. На диаграммах $U_{сп}$ аномалии часто

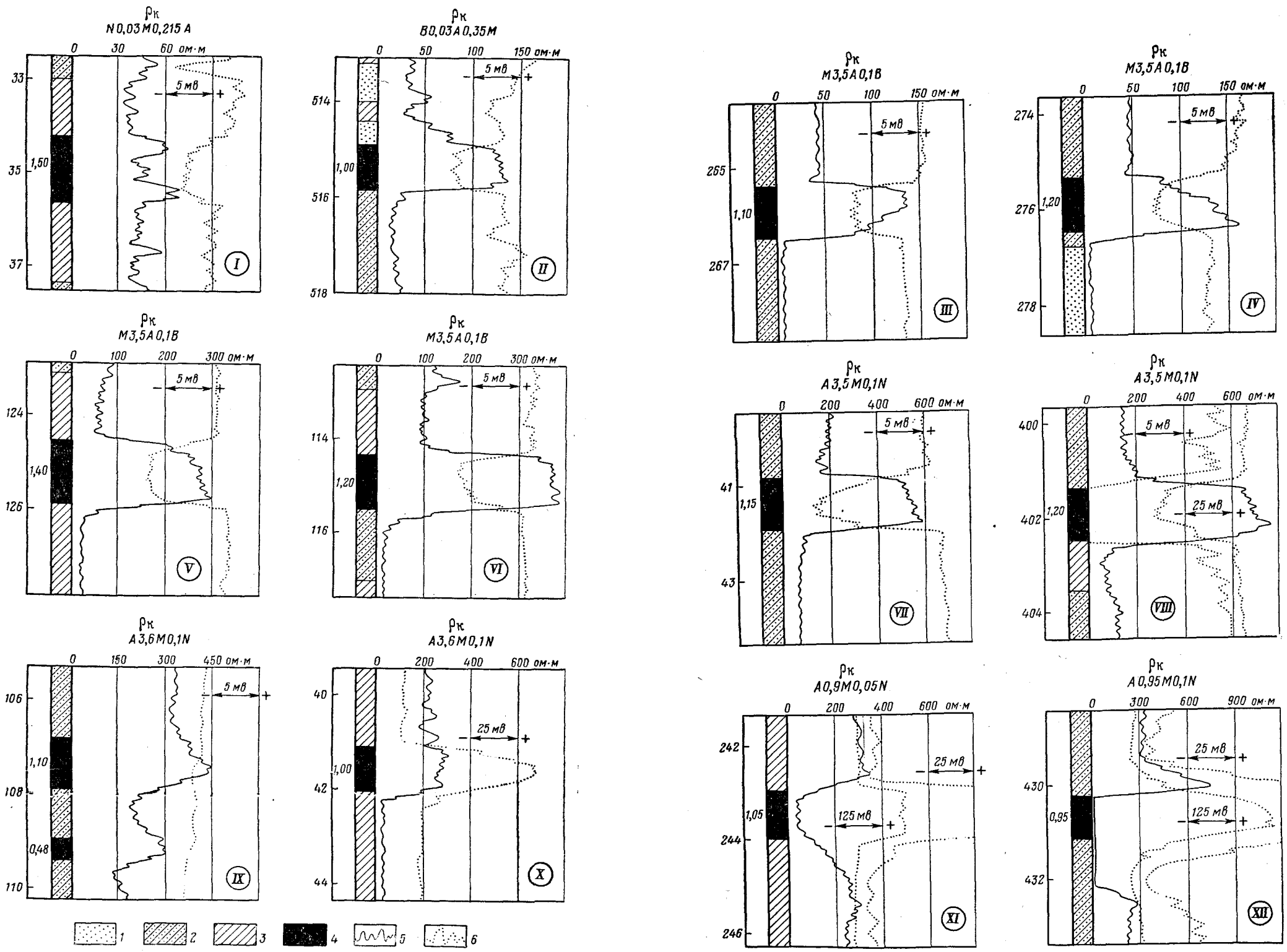


Рис. 22. Типичные диаграммы кажущихся сопротивлений и потенциалов собствен

ной поляризации, зарегистрированные на различных угольных месторождениях

I — бурый уголь низкого электрического сопротивления (Подмосковный бассейн); *II* — бурый уголь повышенного электрического сопротивления (Шурабское месторождение); *III* — длиннопламенный уголь (Интинское месторождение, Печорский бассейн); *IV* — газовый уголь (Воргашорское месторождение, Печорский бассейн); *V* — жирный уголь (Воркутское месторождение, Печорский бассейн); *VI* — коксовый уголь (Юньягинское месторождение, Печорский бассейн); *VII* — отощенный спекающийся уголь (Хальмерюское месторождение, Печорский бассейн). *VIII* — тощий уголь высокого электрического сопротивления; *IX—X* тощие угли пониженного электрического сопротивления (Донецкий бассейн); *XI* — полуантрацит (Донецкий бассейн); *XII* — антрацит (Донецкий бассейн)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — антрацит; *5* — диаграммы кажущихся сопротивлений; *6* — диаграммы потенциалов собственной поляризации

совсем не наблюдаются. Эти угли имеют наименьшую плотность и относительно высокую скорость распространения упругих колебаний.

Вмещающие породы обладают низкой степенью метаморфизма и характеризуются высокой пористостью и низкими значениями удельных электрических сопротивлений, плотности и скорости распространения упругих колебаний.

Ко второй, самой многочисленной, группе относятся месторождения с угольными пластами, обладающими высоким удельным электрическим сопротивлением и невысокими значениями потенциалов собственной поляризации пород. В эту группу входят месторождения со следующим марочным составом углей: длиннопламенные (Д), газовые (Г), жирные (Ж), коксовые (К), отощенные спекающиеся (ОС). Сюда же следует отнести значительную часть буроугольных месторождений, на которых бурые угли по своим физическим свойствам приближаются к каменным длиннопламенным углям, и часть месторождений с тощими углями (Т), которые по своим физическим свойствам приближаются к отощенным спекающимся углям (переходная форма углей).

Эти угли характеризуются высокими удельными электрическими сопротивлениями. Во второй группе месторождений удельные сопротивления углей разных марок не являются постоянными. Они увеличиваются с повышением степени метаморфизма углей при одинаковой их зольности. Это объясняется тем, что ископаемые угли указанного марочного состава обладают электролитической проводимостью. Следовательно, уменьшение пористости и влажности углей ведет к возрастанию их удельного сопротивления. Как было указано, пористость и влажность углей уменьшаются с увеличением степени их метаморфизма, что и обусловливает увеличение удельного сопротивления.

Значения потенциалов собственной поляризации для различных пластов угля имеют положительный и отрицательный знаки и обычно увеличиваются по абсолютной величине с повышением степени метаморфизма углей при одинаковой их зольности и сернистости. Однако имеются значительные отступления от этого правила. Поэтому отчетливо выраженной закономерности роста потенциалов $U_{сп}$ с увеличением степени метаморфизма углей часто не наблюдается. Причины возникновения потенциалов $U_{сп}$ в углях и законы их проявления еще полностью не изучены.

Угли второй группы месторождений по сравнению с углями первой группы обладают повышенными значениями потенциалов вызванной поляризации пород, плотности и пониженной пористостью. Следует указать на своеобразие изменения скоростей распространения упругих волн в углях этой группы: с повышением степени метаморфизма углей уменьшается скорость распространения упругих волн. Она становится минимальной в коксовых углях, а затем снова повышается и достигает наибольшего значения в антрацитах.

Вмещающие породы второй группы месторождений по сравнению с первой группой характеризуются пониженной пористостью и повышенной плотностью аналогично угольным пластам. В изменении скоростей распространения упругих волн нет аналогии с углями, так как вмещающие породы характеризуются монотонным возрастанием значений данного параметра с увеличением степени метаморфизма.

К третьей группе относятся месторождения с угольными пластами, обладающими относительно невысоким удельным электрическим сопротивлением и значительными положительными потенциалами собственной поляризации. К этой группе относятся месторождения с тощими углями, которые по своим физическим свойствам приближаются к полуантрацитам, и часть месторождений полуантрацитов (переходные угли). Относительно небольшие удельные сопротивления и высокая интенсивность потенциалов собственной поляризации этих углей объясняется переходом от ионной к электронной проводимости.

Тощие угли этой группы месторождений по сравнению с другими каменными углями также характеризуются более значительными потенциалами вызванной поляризации, пониженной пористостью, повышенными плотностью и скоростью распространения упругих волн.

Указанные физические свойства, за исключением удельных электрических сопротивлений вмещающих пород третьей группы месторождений, изменяются в одинаковом с углями направлении. Удельные электрические сопротивления вмещающих пород повышаются.

К четвертой группе относятся месторождения с ископаемыми углями, обладающими электронной проводимостью, или близкой к ней и высокими значениями положительных потенциалов собственной поляризации. К этой группе относятся месторождения с пластами антрацитов и частично полуантрацитов.

В полуантрацитах и особенно антрацитах потенциалы вызванной поляризации, плотность и скорость распространения упругих волн достигают наибольшего значения по сравнению с каменными углями, а пористость — наименьшего значения. Данные физические свойства вмещающих пород, за исключением удельных электрических сопротивлений, изменяются в том же направлении, что у антрацитов и полуантрацитов. Изменение удельного электрического сопротивления вмещающих пород идет в обратном направлении и на месторождениях антрацитов достигает наибольшего значения.

Таким образом, на месторождениях первой и второй групп изменения удельных сопротивлений углей и вмещающих пород идут в направлении возрастания их значений с увеличением степени метаморфизма, а на месторождениях третьей и четвертой групп указанные изменения идут в разных направлениях, а именно: удельные сопротивления углей резко уменьшаются с повышением степени их углефикации (метаморфизма), а вмещающих пород — продолжают монотонно возрастать. Вследствие этого угольные пласты отчетливо выделяются по диаграммам кажущихся сопротивлений положительными аномалиями на месторождениях второй группы и отрицательными аномалиями (значениями $\varrho_к$, близкими к нулю) на месторождениях четвертой группы. На месторождениях первой и третьей групп угольные пласты выделяются весьма слабо, а иногда и совсем не выделяются по диаграммам кажущихся сопротивлений.

Таковы четыре основные группы деления всех угольных месторождений по тем физическим свойствам, которые наиболее дифференцированы по различным группам ископаемых углей и в настоящее время эффективно используемые промысловой геофизикой (табл. 7). Табл. 7 представлена графически на рис. 23. Здесь по оси абсцисс отложены угли различного марочного состава в порядке возрастания степени их углефикации и соответственно уменьшения выхода летучих веществ на горючую массу, а по оси ординат — значения физических свойств углей и вмещающей породы. В качестве последней приняты аргиллиты, среди которых чаще всего залегают угольные пласты.

Значения удельных сопротивлений углей определялись в скважинах по материалам боковых электрических зондирований. Приведенные на графике данные удельного сопротивления относятся к угольным пластам со средней зольностью 22—25%. Значения потенциалов собственной поляризации даются статистически усредненными для угольных пластов мощностью 1—2 *м* (см. рис. 23, кривая *4*).

Интересны средние значения отношений приведенных параметров углей и вмещающих пород D на всех группах месторождений, а именно: среднего относительного удельного сопротивления угля

$$D_\varrho = \frac{\varrho^{ср}_{угля}}{\varrho^{ср}_{вм.\ пор}};$$

средней относительной пористости угля

$$D_{k_п} = \frac{k^{ср}_{п\ угля}}{k^{ср}_{п\ вм.\ пор}};$$

средней относительной плотности угля

$$D_δ = \frac{δ^{ср}_{угля}}{δ^{ср}_{вм.\ пор}};$$

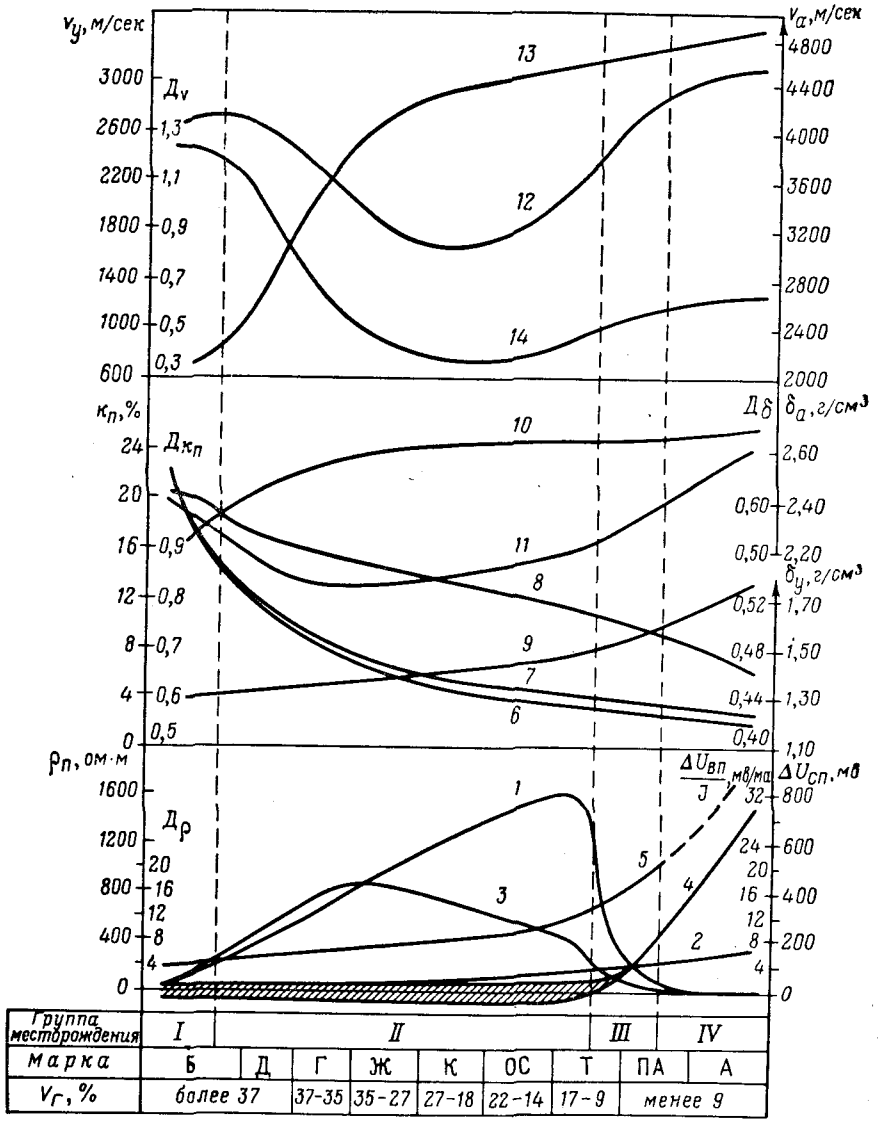


Рис. 23. Геолого-геофизическая классификация угольных месторождений

1 — удельное сопротивление углей ($ϱ_{пу}$); *2* — удельное сопротивление аргиллитов ($ϱ_{па}$); *3* — $D_ϱ = \frac{ϱ_{пу}}{ϱ_{па}}$; *4* — $ΔU_{СП}$; *5* — $\left|\frac{ΔU_{ВП}}{I}\right|$; *6* — пористость углей ($k_{пу}$); *7* — пористость аргиллитов ($k_{па}$); *8* — $D_{кп} = \frac{k_{пу}}{k_{па}}$; *9* — плотность углей ($δ_у$); *10* — плотность аргиллитов ($δ_а$); *11* — $D_δ = \frac{δ_у}{δ_а}$; *12* — скорость распространения упругих волн в углях ($v_у$); *13* — скорость распространения упругих волн в аргиллитах ($v_а$); *14* — $D_v = \frac{v_у}{v_а}$

Таблица 7

Классификация угольных месторождений по физическим свойствам углей и вмещающих пород

Группа угольных месторождений	Типы углей	$k_п$				δ				ϱ				$\frac{ΔU_{ВП}}{I}$, мв/ма	$ΔU_{СП}$, мв	*v*		
		углей $k_{пу}$, %		аргиллитов $k_{па}$, %		углей $δ_у$, г/см³		аргиллитов $δ_а$, г/см³		углей $ϱ_у$, ом·м		аргиллитов $ϱ_а$, ом·м				углей $v_у$, м/сек		аргиллитов $v_а$, м/сек
Первая	Типичные бурые угли	25—17		25—17		1,28—1,31		2,13—2,29		20—160		10—30		3,5—5	(—20)—(+20)	2600—2700		2130—2230
Вторая	Бурые угли, переходные к каменным (Б — Д) и каменные угли марок Д, Г, Ж, К, ОС, Т (угли марки Т — переходные к углям марки ОС)	17—3		17—4		1,31—1,49		2,29—2,65		160—1600—800		30—200		5—13	(—40)—(+35)	2700—2740 1700 2460		2230—4640
Третья	Тощие каменные угли, переходные к полуантрацитам, и полуантрациты, переходные к тощим углям (Т, ПА)	3—2,6		4,0—3,5		1,49—1,60		2,65—2,66		800—60		200—240		13—21	35—230	2460—3000		4640—4760
Четвертая	Полуантрациты, переходные к антрацитам, антрациты (ПА, А)	2,6—2,0		3,5—3,0		1,60—1,75		2,66—2,67		60—0,1		240—320		21—36	230—800	3000—3200		4760—4850

Группа угольных месторождений	Типы углей	$k_п$				δ				ϱ				$\frac{ΔU_{ВП}}{I}$, мв/ма	$ΔU_{СП}$, мв	*v*		
		углей $k_{пу}$, %		аргиллитов $k_{па}$, %		углей $δ_у$, г/см³		аргиллитов $δ_а$, г/см³		углей $ϱ_у$, ом·м		аргиллитов $ϱ_а$, ом·м				углей $v_у$, м/сек		аргиллитов $v_а$, м/сек
Первая	Типичные бурые угли	25—17		25—17		1,00—0,99		2,13—2,29		20—160		10—30		3,5—5	(—20)—(+20)	2600—2700		2130—2230
Вторая	Бурые угли, переходные к каменным (Б — Д) и каменные угли марок Д, Г, Ж, К, ОС, Т (угли марки Т — переходные к углям марки ОС)	17—3		17—4		0,99—0,76		2,29—2,65		160—1600—800		30—200		5—13	(—40)—(+35)	2700—2740 1700 2460		2230—4640
Третья	Тощие каменные угли, переходные к полуантрацитам, и полуантрациты, переходные к тощим углям (Т, ПА)	3—2,6		4,0—3,5		0,76—0,72		2,65—2,66		800—60		200—240		13—21	35—230	2460—3000		4640—4760
Четвертая	Полуантрациты, переходные к антрацитам, антрациты (ПА, А)	2,6—2,0		3,5—3,0		0,72—0,65		2,66—2,67		60—0,1		240—320		21—36	230—800	3000—3200		4760—4850

Группа угольных месторождений	Типы углей	$k_п$				δ				ϱ				$\frac{ΔU_{ВП}}{I}$, мв/ма	$ΔU_{СП}$, мв	*v*		
		углей $k_{пу}$, %		аргиллитов $k_{па}$, %		углей $δ_у$, г/см³		аргиллитов $δ_а$, г/см³		углей $ϱ_у$, ом·м		аргиллитов $ϱ_а$, ом·м				углей $v_у$, м/сек		аргиллитов $v_а$, м/сек
Первая	Типичные бурые угли	25—17		25—17		0,60—0,572		2,13—2,29		20—160		10—30		3,5—5	(—20)—(+20)	2600—2700		2130—2230
Вторая	Бурые угли, переходные к каменным (Б — Д) и каменные угли марок Д, Г, Ж, К, ОС, Т (угли марки Т — переходные к углям марки ОС)	17—3		17—4		0,572 0,530 0,562		2,29—2,65		160—1600—800		30—200		5—13	(—40)—(+35)	2700—2740 1700 2460		2230—4640
Третья	Тощие каменные угли, переходные к полуантрацитам, и полуантрациты, переходные к тощим углям (Т, ПА)	3—2,6		4,0—3,5		0,562—0,602		2,65—2,66		800—60		200—240		13—21	35—230	2460—3000		4640—4760
Четвертая	Полуантрациты, переходные к антрацитам, антрациты (ПА, А)	2,6—2,0		3,5—3,0		0,602 0,655		2,66

средней относительной скорости распространения ультразвука в угле

$$D_v = \frac{v^{ср}_{угля}}{v^{ср}_{вм.\ пор}}.$$

Из рис. 23 видно, что кривые указанных параметров и их относительных значений в большинстве случаев имеют точки излома, совпадающие с границами выделенных групп месторождений, т. е. для каждой группы месторождений кривые имеют определенные угловые коэффициенты.

Относительные параметры D_Q, $D_{h_п}$, D_δ, D_v и величины амплитуд аномалий $\Delta U_{сп}$ и $\frac{\Delta U_{ВП}}{I}$ служат показателем четкости выделения углей из среды вмещающих пород (аргиллитов) по различным физическим свойствам. Угольные пласты тем отчетливее выделяются на диаграмме какого-либо физического параметра, чем больше значение данного относительного параметра отличается от единицы.

Наибольшим относительным сопротивлением обладают угли марок Г и Ж, наименьшим (практически нулевым) антрациты. Таким образом, максимальные значения абсолютных удельных и средних относительных сопротивлений относятся к разным маркам углей: максимальное значение абсолютных сопротивлений наблюдается в тощих каменных углях (переходных к отощенным спекающимся), а максимальные значения средних относительных сопротивлений — в газовых и жирных углях. Это объясняется наличием низких удельных сопротивлений вмещающих пород (аргиллитов) на месторождениях углей марок Г и Ж и высоких — на месторождениях тощих углей. Следовательно, с наибольшей отчетливостью на диаграммах кажущихся сопротивлений должны выделяться газовые и жирные каменные угли по сравнению с другими углями.

По другим параметрам наиболее четко выделяются угли месторождений следующих групп:

а) по потенциалам собственной и вызванной поляризации — третьей и четвертой групп;

б) по пористости — четвертой группы (угли месторождений первой группы по этому параметру совсем не выделяются);

в) по плотности, а следовательно, и интенсивности рассеянного гамма-излучения — первой и второй групп, с меньшей отчетливостью — четвертой группы, с наибольшей четкостью выделяются угли марки Д;

г) по скорости распространения ультразвука — второй группы; угли этой группы месторождений и особенно коксовые угли выделяются отрицательными аномалиями, но угли марки Д не отмечаются. В углях третьей и четвертой групп скорости распространения ультразвука понижаются, а в бурых углях — возрастают.

Намеченную классификацию угольных месторождений не следует считать постоянной и неизменной. В настоящее время промысловая геофизика быстро развивается, появляются все новые и новые геофизические методы, основанные на различных физических свойствах пород. Это позволяет расширять круг однозначно решаемых геологических задач по изучению угольных месторождений и в дальнейшем создать более детальную их классификацию по геофизическим признакам.

Проведенная классификация позволяет наметить наиболее эффективные стандартные комплексы геофизических методов исследования разрезов скважин применительно к различным группам угольных месторождений.

Часть вторая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

ГЛАВА III

МЕТОД КАЖУЩЕГОСЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ

§ 11. Физические основы метода

Метод кажущегося сопротивления ($\rho_к$) представляет собой способ геологической документации разрезов скважин, основанный на изучении удельного электрического сопротивления пород, пересеченных скважинами. Этот метод является весьма эффективным и получил очень широкое распространение. По теории метода и его применению имеется обширная литература [4, 32, 76, 77, 83, 84, 88, 93, 120, 125, 129, 135, 136, 137, 147, 155, 158, 164, 190, 196, 198, 199, 200, 213, 214, 233, 234, 257, 260, 274, 275, 279 и др.].

Удельное электрическое сопротивление различных горных пород, как было показано в первой части, изменяется в весьма широких пределах, что позволяет использовать этот параметр для расчленения разрезов скважин, выделения продуктивных пластов и их изучения. Для измерения удельного электрического сопротивления используется трехэлектродная измерительная установка (рис. 24), опускаемая в скважину на трехжильном (или одножильном) кабеле. Три электрода зонда — N, M и A — присоединены к концам изолированных жил кабеля. Четвертый электрод B устанавливают на поверхности вблизи устья скважины. Через электроды A и B (токовые или питающие) вводится в породы электрический ток I; между приемными или измерительными электродами M и N измеряется разность потенциалов ΔU. Так как измерительные электроды M и N обычно расположены вблизи электрода A и на большом расстоянии от электрода B, то разность потенциалов ΔU между электродами M и N в основном обусловлена полем электрода A и влиянием электрода B можно пренебречь.

Если точечный электрод A находится в однородной и изотропной проводящей среде, то ток от него растекается равномерно во всех направлениях. В этом случае эквипотенциальные поверхности являются сферами. Замеряя силу тока, проходящего через электрод A, и разность потенциалов между электродами M и N, можно вычислить удельное электрическое сопротивление среды, в которой находится зонд

$$\rho = 4\pi \frac{\overline{AM} \cdot \overline{AN}}{\overline{MN}} \cdot \frac{\Delta U}{I}, \qquad (18)$$

где $\overline{AM}$, $\overline{AN}$ и $\overline{MN}$ — расстояния между электродами.

Если порода, в которой помещен источник тока, неоднородна, то ток, эмиссируемый электродом A, не будет распространяться равномерно по всем направлениям. Сопротивление, измеренное в этом случае по формуле (18), отличается от удельного сопротивления однородной среды и называется кажущимся удельным электрическим сопротивлением.

Кажущееся удельное электрическое сопротивление тем ближе к истинному удельному электрическому сопротивлению, чем более однородна порода. Исследуемое в скважинах пространство обычно неоднородно как за счет неоднородности пород, так и за счет наличия скважины, заполненной буровым раствором, и зоны проникновения фильтрата последнего в породу. Кажущееся удельное электрическое сопротивление зависит также от взаимного расположения электродов A, M и N, т. е. от размера и типа зонда.

В дальнейшем вместо термина кажущееся удельное электрическое сопротивление для сокращения будем употреблять термин к а ж у щ е е с я с о п р о т и в л е н и е (КС или $\varrho_к$), а истинное удельное электрическое сопротивление будем называть у д е л ь н ы м с о п р о т и в л е н и е м ($\varrho_п$). По данным кажущегося сопротивления можно путем специальной обработки материалов определить истинные удельные сопротивления пород и дать их геологическую интерпретацию.

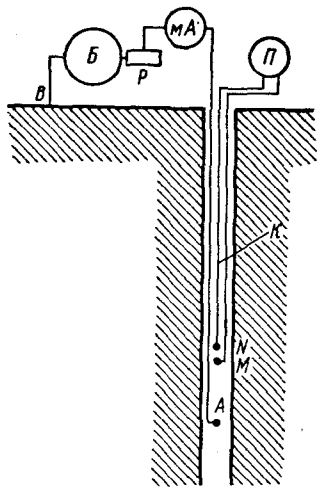


Рис. 24. Принципиальная схема измерения кажущегося сопротивления пород в скважине

А и *В* — питающие электроды (заземления); *М* и *N* — измерительные электроды; *Б* — батареи (источники тока); *К* — кабель; *мА* — прибор для измерения тока; *П* — потенциометр; *Р* — реостат

Величина кажущегося сопротивления, замеренного в однородной анизотропной среде, не зависит от типа и размера зонда. В этом случае кажущееся сопротивление пропорционально среднему удельному сопротивлению анизотропной среды $\varrho_m = \sqrt{\varrho_n \varrho_t}$, а также зависит от коэффициента анизотропии и направления, в котором это сопротивление было определено, т. е. от угла $\frac{\pi}{2} - \alpha$, составленного скважиной и направлением падения пластов. Угол α является видимым углом падения пластов. Значение кажущегося сопротивления $\varrho_к$ однородной анизотропной среды выражается формулой

$$\varrho_к = \frac{\varrho_m}{\sqrt{1+(\lambda^2-1)\cos^2\alpha}}. \qquad (19)$$

Из этой формулы получим $\varrho_к$ для двух частных случаев:

1) при измерении по перпендикуляру к напластованию пород, т. е. при $\alpha = 0$

$$\varrho_{к_n} = \frac{\varrho_m}{\lambda} = \varrho_t; \qquad (20)$$

2) при измерении вдоль напластования пород, т. е. при $\alpha = \frac{\pi}{2}$

$$\varrho_{к_t} = \varrho_m. \qquad (21)$$

Так как $\lambda > 1$, то из этих двух частных выражений следует, что кажущееся сопротивление в направлении, перпендикулярном напластованию, меньше кажущегося сопротивления, измеренного по напластованию этих пород ($\varrho_{к_n} < \varrho_{к_t}$), т. е. противоположно соотношению между значениями истинных удельных сопротивлений, измеренных вкрест напластования и по напластованию пород, для которого $\varrho_n > \varrho_t$. Это несоответствие между характером изменения кажущихся сопротивлений и истинных сопротивлений называется п а р а д о к с о м а н и з о т р о п и и. Парадокс анизотропии вызван увеличением плотности тока вдоль напластования пород, т. е. в том направлении, в котором наблюдается повышение проводимости анизотропных пород.

Зонды

Для измерения сопротивления пород в скважину опускается зонд, состоящий из трех электродов, расположенных на определенном расстоянии друг от друга (см. рис. 24). Между двумя электродами зонда M и N измеряется потенциометром (П) разность потенциалов электрического поля, обусловленного током, эмиссируемым третьим электродом зонда A.

Величина кажущегося сопротивления рассчитывается по формуле, аналогичной (18)

$$\varrho_к = \frac{4\pi \overline{AM}\cdot\overline{AN}}{\overline{AN}-\overline{AM}} \cdot \frac{\Delta U}{I} = K\frac{\Delta U}{I}, \qquad (22)$$

где $K = \frac{4\pi \overline{AM}\cdot\overline{AN}}{\overline{AN}-\overline{AM}}$ — коэффициент зонда.

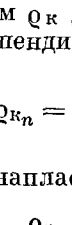
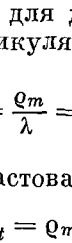
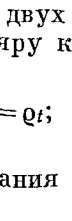
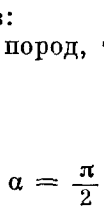
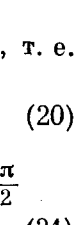
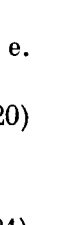
Типы	Идеальный потенциал-зонд		Потенциал-зонды				Градиент-зонды			
			однополюсные		двухполюсные		однополюсные		двухполюсные	
	однополюсный	двухполюсный	последовательный	обращенный	последовательный	обращенный	последовательный	обращенный	последовательный	обращенный
Схемы										
Размер зонда	$\overline{AM}$	$\overline{AM}$	$\overline{AM}$	$\overline{AM}$	$\overline{AM}$	$\overline{AM}$	$\overline{AO}$	$\overline{AO}$	$\overline{MO}$	$\overline{MO}$
Символическое обозначение	$A\!-\!\overline{AM}$	$A\!-\!\overline{AM}$	$A\!-\!M\!-\!\overline{AN}$	$N\!-\!M\!-\!\overline{AM}$	$M\!-\!A\!-\!\overline{AB}$	$B\!-\!A\!-\!\overline{AM}$	$A\!-\!M\!-\!\overline{MN}$	$N\!-\!M\!-\!\overline{AM}$	$M\!-\!A\!-\!\overline{AB}$	$B\!-\!A\!-\!\overline{AM}$
Полное наименование	Идеальный однополюсный потенциал-зонд	Идеальный двухполюсный потенциал-зонд	Последовательный однополюсный потенциал-зонд	Обращенный однополюсный потенциал-зонд	Последовательный двухполюсный потенциал-зонд	Обращенный двухполюсный потенциал-зонд	Последовательный однополюсный градиент-зонд	Обращенный однополюсный градиент-зонд	Последовательный двухполюсный градиент-зонд	Обращенный двухполюсный градиент-зонд

Рис. 25. Схемы зондов, применяемых при электрических исследованиях скважин по методу сопротивлений

1 — питающие электроды *А* и *В*; *2* — приемные электроды *М* и *N*; *3* — точки *О* замера $\varrho_к$; *АВ*, *MN*, *АМ* — расстояния между электродами, *м*

Коэффициент зонда является постоянной величиной, зависящей только от расстояния между электродами зонда. Так как расстояния $\overline{AM}$, $\overline{AN}$ и $\overline{MN}$ измеряются в метрах, то K имеет размерность, также выражающуюся в метрах. На практике для измерения кажущегося сопротивления применяют различные зонды (рис. 25).

На основании принципа взаимности [7] можно менять назначение электродов, т. е. пропускать ток через электроды M и N и измерять разность потенциалов между электродами A и B. В обоих случаях результаты измерений будут одинаковыми.

Зонды, у которых токовым является один электрод, называются о д н о п о л ю с н ы м и, или зондами п р я м о г о п и т а н и я. Зонды, которые имеют два токовых электрода, называются д в у х п о л ю с н ы м и, или зондами в з а и м н о г о п и т а н и я. В дальнейшем будем пользоваться терминами однополюсный и двухполюсный зонды. На практике чаще применяются двухполюсные зонды, так как

они позволяют осуществлять одновременную регистрацию кажущегося сопротивления и потенциалов собственной поляризации.

Два электрода, имеющие одинаковое назначение в зондах (токовое или измерительное), называются п а р н ы м и или о д н о и м е н н ы м и. Третий электрод зонда, включенный в одну цепь с электродом, находящимся на поверхности, называется н е п а р н ы м.

Выделяют два основных вида зондов: потенциал-зонды и градиент-зонды.

П о т е н ц и а л - з о н д а м и называются зонды, у которых расстояние между парными электродами (M и N или A и B) значительно больше расстояния между непарным электродом и ближайшим к нему парным (M и A или A и M). Обычно отношение первого расстояния ($\overline{MN}$) ко второму ($\overline{AM}$) не меньше 10—12. В этом случае потенциал электрода N значительно меньше потенциала электрода M (практически равен нулю) и, следовательно, замеряемое этим зондом сопротивление в основном определяется потенциалом электрода M, что и определяет название зонда.

Расстояние $\overline{AM}$ называется *размером потенциал-зонда*. Замер кажущегося сопротивления относится к середине AM — точке O, которую называют *точкой записи* или *точкой замера сопротивления*. Потенциал-зонд с электродом N, отнесенным в бесконечность, называется *идеальным*. Для этого зонда

$$\overline{AN} \to \infty,\ \overline{MN} \to \infty,\ U_N = 0,$$

и, следовательно,

$$\varrho_к = 4\pi\, \overline{AM}\, \frac{U}{I} = 4\pi L \frac{U}{I}, \qquad (23)$$

где $L = \overline{AM}$ — размер потенциал-зонда.

Зонды различают также по порядку расположения электродов. Потенциал-зонды, у которых сближенные электроды A и M расположены сверху, а удаленный электрод снизу, называются *последовательными*. При обратном расположении электродов, т. е. повороте измерительной установки на 180°, зонд называется *обращенным*.

Г р а д и е н т - з о н д а м и называются зонды, у которых расстояние между парными электродами (M и N или A и B) значительно меньше расстояния от этих парных электродов до непарного (A или M). Величина $\overline{AO}$ — расстояние между удаленным электродом A и серединой сближенных электродов M и N — именуется *размером градиент-зонда*. Обычно отношение $\overline{AO}$ к $\overline{MN}$ не меньше 10. Величина измеряемого кажущегося сопротивления относится к точке O. Градиент-зонд с бесконечно малым MN является *идеальным*. Для идеального градиент-зонда

$$\overline{MN} \to 0,\ \frac{\Delta U}{MN} \to -\frac{dU}{dr},\ \overline{AM} \approx \overline{AN} = \overline{AO},$$

где dU — дифференциал потенциала, который является отрицательной величиной при положительном электроде A;
dr — дифференциал расстояния между M и N;

$$\varrho_к = -4\pi\, \overline{AO}^2\, \frac{\frac{dU}{dr}}{I} = 4\pi\, \overline{AO}^2\, \frac{E}{I} = 4\pi L^2 \frac{E}{I}, \qquad (24)$$

где $L = \overline{AO}$ — размер градиент-зонда.

Пропорциональность $\varrho_к$ градиенту потенциала электрического поля физически объясняет наименование зонда (градиент-зонд).

Символически зонды обозначаются буквенными наименованиями электродов в порядке их расположения в скважине сверху вниз с проставленными между ними расстояниями в метрах. Так, например, зонд

*A*3,5*MO*,1*N* обозначает однополюсный последовательный градиент-зонд. В нем верхний электрод является токовым, ниже его на расстоянии 3,5 *м* расположен измерительный электрод M, а еще ниже на расстоянии 0,1 *м* от электрода M второй измерительный электрод N.

Эквивалентным однополюсному зонду *A*3,5*M*0,1*N* является двухполюсный последовательный градиент-зонд *M*3,5*A*0,1*B* тех же размеров. При повороте на 180° этих установок получим соответственно однополюсный обращенный градиент-зонд *N*0,1M3,5*A* и двухполюсный обращенный градиент-зонд *B*0,1*A*3,5*M*. В дальнейшем для простоты объяснения физического смысла кривых кажущихся сопротивлений будем рассматривать однополюсные зонды. На основании принципа взаимности сделанные выводы будут справедливы также и для кривых $\varrho_к$, полученных с двухполюсными зондами. При обозначении однополюсных зондов в скобках приводятся наименования электродов двухполюсных зондов. Так, например, обозначения *A*3,5*M*0,1*N* (*M*3,5*A*0,1*B*) выражают два равнозначных зонда, соответственно, однополюсный и двухполюсный.

Для перехода от градиент-зонда к потенциал-зонду обычно в практике меняют местами крайние электроды A и N в однополюсном градиент-зонде или электроды M и B в двухполюсном градиент-зонде, что легко достигается путем соответствующего переключения монтажной схемы на поверхности.

Применяемые на практике зонды незначительно отличаются от идеальных. Поэтому в теории метода в основном рассматриваются только идеальные зонды.

§ 12. Выбор стандартного зонда

Вид кривых кажущегося сопротивления существенно зависит от типа и размера зонда, с которым получены эти кривые. Чтобы иметь возможность сопоставить диаграммы кажущихся сопротивлений по различным скважинам и близрасположенным месторождениям, регистрация диаграмм этих скважин должна производиться одним и тем же зондом, называемым *стандартным*. Стандартный зонд должен удовлетворять следующим условиям:

1. Кривая кажущегося сопротивления должна быть достаточно дифференцирована и соответствовать чередованию пластов различного удельного сопротивления. Наиболее отчетливо должны выделяться угольные пласты.
2. Кривая $\varrho_к$ должна четко выделять границы пластов различного удельного сопротивления.
3. Влияние скважины на кажущиеся сопротивления не должно приводить к существенным искажениям диаграмм $\varrho_к$.
4. Кажущиеся сопротивления должны быть по возможности близки к истинным удельным сопротивлениям пластов.

Известно, что отдельные пласты на кривых $\varrho_к$ отмечаются с различной степенью четкости в зависимости от соотношений между размером зонда, диаметром скважины, мощностью пластов, удельным сопротивлением пластов и удельным сопротивлением бурового раствора. Так как мощности пластов, слагающих геологический разрез, и их удельные сопротивления крайне изменчивы, теоретически не может существовать стандартного зонда, одинаково подходящего для всех участков разреза. Однако невозможно в каждой скважине проводить измерения большим числом различных зондов. Поэтому на практике в качестве стандартного зонда приходится выбирать зонд некоторой средней длины, который дает наиболее полные данные относительно общих черт изучаемого стратиграфического разреза и четко отбивает угольные пласты различных мощностей.

В различных бассейнах и месторождениях минимальная рабочая мощность угольных пластов принимается равной 0,45—1,00 *м*. Однако

для целей корреляции разрезов скважин и правильного установления синонимики угольных пластов представляет практический интерес выделение в разрезах скважин и более тонких угольных прослоев, причем отдельные из них могут быть включены в число рабочих пластов в случае снижения предела принимаемой минимальной рабочей мощности пластов.

В качестве стандартного зонда для исследования разрезов скважин, содержащих угольные пласты небольшой мощности невысокого сопротивления, рекомендуется градиент-зонд. Выбор размера (L) градиент-зонда необходимо осуществлять экспериментально, путем последовательного испытания в скважинах различных зондов с размерами L, меньших мощности пластов h при $\overline{MN} < h$. На тех месторождениях, где угольные пласты имеют высокое удельное электрическое сопротивление, выделение их на диаграммах $\rho_к$ не представляет значительных трудностей, так как сопротивление углей обычно значительно превосходит сопротивление вмещающих пород.

Диаграммы сопротивлений, полученные с зондами малых размеров, имеют вид крайне дифференцированных кривых (рис. 26). При этом их качественная интерпретация затруднена, так как в этом случае пики против угольных пластов и песчаников имеют близкую конфигурацию и амплитуду. С увеличением размеров зонда кажущиеся сопротивления вмещающих пород либо уменьшаются (песчаники, конгломераты), либо остаются почти неизмененными (аргиллиты, алевролиты), тогда как в углях они возрастают.

На диаграммах $\rho_к$, зарегистрированных большими градиент-зондами, значительные пики сопротивлений приурочены главным образом к пластам угля. Это объясняется высоким сопротивлением углей. При увеличении размера зонда нивелирующее влияние скважины уменьшается, и отношение величины кажущихся сопротивлений углей к сопротивлению вмещающих пород возрастает.

Наряду с возрастанием кажущегося сопротивления с увеличением длины зонда тонкие пласты угля фиксируются на диаграммах сопротивлений с ярко выраженным эффектом экранирования — наличием ложных пик, а также зоной низкого кажущегося сопротивления на участке, равном размеру зонда. При последовательном градиент-зонде они расположены ниже подошвы пласта, при обращенном градиент-зонде — выше кровли пласта. Зону низкого сопротивления будем в дальнейшем называть зоной экранного минимума, а пику — пикой экранирования. Эти ложные аномалии (аномалии заземления) объясняются эффектом экранирования тока пластом высокого сопротивления при пересечении его питающим заземлением A [123]. Основной максимум кажущегося сопротивления приурочен к угольному пласту (пласту высокого удельного сопротивления) и соответствует пересечению пласта измерительными электродами.

Заметим, что в большинстве случаев значения кажущихся сопротивлений приближаются к удельным либо при малых размерах градиент-зондов $\left(L \approx \frac{2}{3} h\right)$, либо при больших ($L \gg h$). Однако в условиях малых мощностей угольных пластов использование зондов размера $L \approx \frac{2}{3} h$ мало эффективно, так как диаграммы $\rho_к$ при этом сильно искажены влиянием бурового раствора, что затрудняет их интерпретацию и выделение угольных пластов. Применение градиент-зондов слишком большого размера также не всегда выполнимо, вследствие образования значительных зон экранных минимумов, перекрытия ими отдельных угольных пластов и малой точности измерений. Поэтому на практике приходится выбирать некоторое среднее значение размера градиент-зонда. Так, например, в Донбассе применяется стандартный зонд $A3{,}6M0{,}1N$, почти такой же зонд — $A3{,}5M0{,}1N$ — применяется в Печорском бассейне.

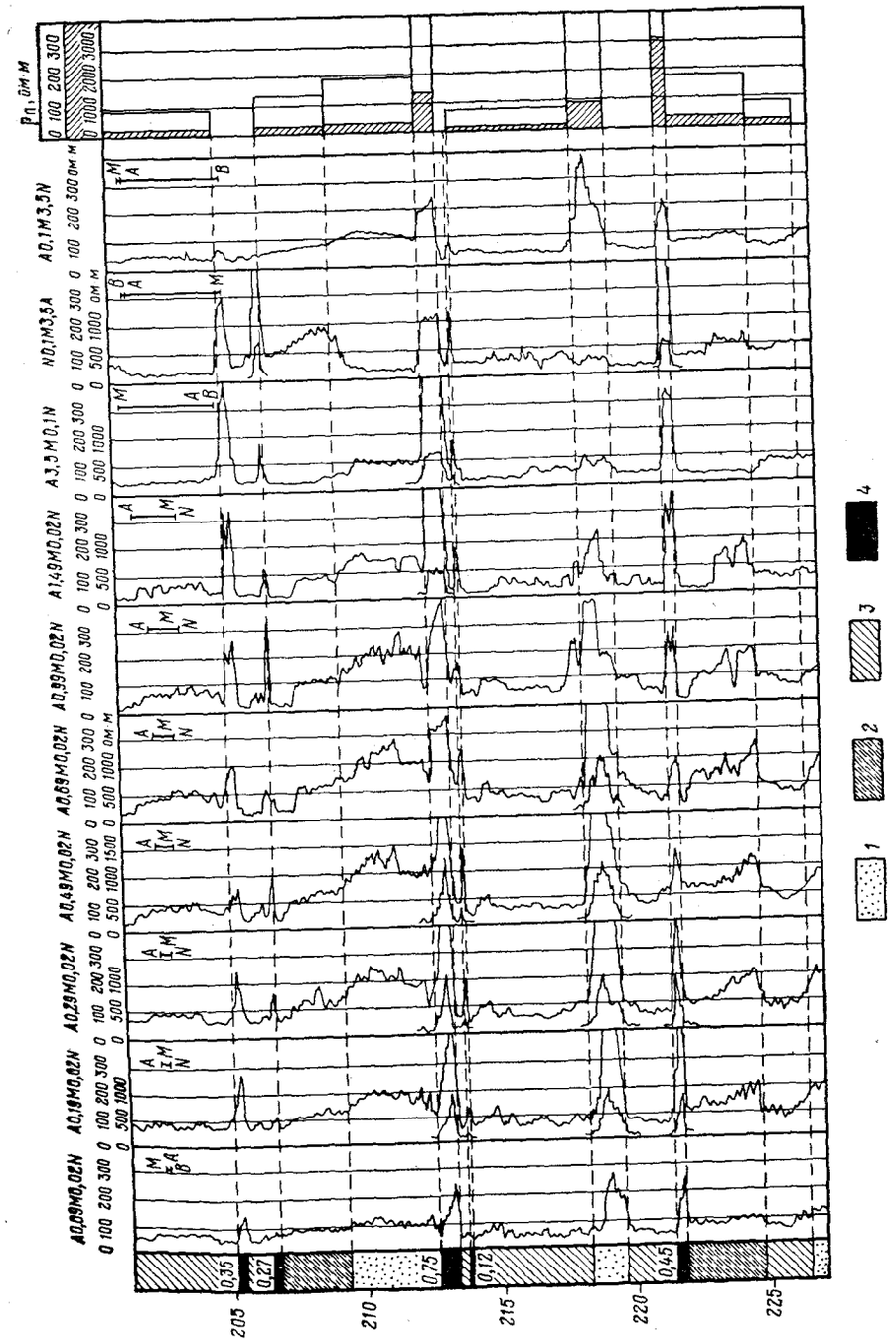


Рис. 26. Кривые кажущихся сопротивлений, зарегистрированные с различными зондами
$\rho_р = 30$ ом · м; $d_{\text{ск}} = 92$ мм; $\alpha = 10°$
1 — песчаник; 2 — алевролит; 3 — аргиллит; 4 — уголь

Преимуществом этих градиент-зондов является возможность исследовать пласты высокого сопротивления в широком диапазоне мощностей, начиная от наиболее тонких и до размеров зонда (от 0,10 до 3,55 *м*), четко отбивая при этом подошву и кровлю пласта. Недостаток их — осложнение диаграмм эффектами экранирования, особенно при наличии смежных пластов высокого сопротивления, и уменьшение максимума кажущегося сопротивления с увеличением мощности пластов, что не позволяет четко отмечать наиболее продуктивные мощные пласты.

Отмеченные недостатки градиент-зонда могут быть компенсированы применением вспомогательного потенциал-зонда, сопряженного со стандартным градиент-зондом, т. е. получаемого путем замены назначения его крайних электродов.

Преимуществами потенциал-зонда являются: симметричность кривой $\rho_к$ относительно середины пласта, четкость аномалии против мощных пластов. К недостаткам потенциал-зонда следует отнести невозможность исследования им пластов высокого сопротивления с мощностью $h \leqslant L$. При этих условиях пласты высокого сопротивления отмечаются четкими минимумами $\rho_к$. Поэтому потенциал-зонд применяется как вспомогательный при исследовании мощных пластов высокого сопротивления.

В ряде случаев применение двух зондов может оказаться недостаточным для полного изучения разреза скважины. Тогда по мере необходимости вводятся дополнительные зонды, о чем подробно изложено в следующем параграфе.

Применяемые на практике стандартные градиент-зонды чаще всего являются последовательными двухполюсными зондами. Реже употребляются последовательные однополюсные градиент-зонды, еще реже — обращенные градиент-зонды.

Изменение конфигурации кривой с изменением размеров последовательного градиент-зонда во многом аналогично изменению мощности пласта при неизменном зонде (рис. 27). На кривых наибольший интерес представляет участок, соответствующий угольному пласту, имеющему мощность 2,80 *м*. Размеры первых двух зондов (*М*4,5*А*0,1*В* и *М*3,5*А*0,1*В*) превышают мощность пласта и обе границы пласта должны четко отбиваться. Наблюдаемая в данном случае меньшая четкость выделения кровли пласта на кривой зонда *М*4,5*А*0,1*В* объясняется тем, что верхняя часть пласта перекрывается зоной экранного минимума, обусловленной вышележащими угольными пропластками.

Конфигурация кривой $\rho_к$ в угольном пласте резко изменяется при зонде *М*0,95*А*0,1*В*, размер которого (1 *м*) меньше мощности пласта. В этом случае угольный пласт отмечается асимметричной кривой с максимумом $\rho_к$ в подошве пласта и последующим снижением кажущегося сопротивления до минимума в кровле пласта.

При дальнейшем уменьшении размера зонда до 0,7 *м* (*М*0,69*А*0,02*В*) сначала наблюдаются еще более резко выраженный максимум кажущегося сопротивления в подошве пласта и отчетливая зона экранирования в верхней части пласта, но при последующем уменьшении размера зонда до 0,3 *м* (*М*0,29*А*0,02*В*) и 0,1 *м* (*М*0,09*А*0,02*В*) начинается резкое уменьшение кажущегося сопротивления за счет влияния бурового раствора и искажения кривой. Появление зоны низкого кажущегося сопротивления в пласте между двумя максимумами объясняется наличием тонкого прослоя низкого сопротивления, что подтверждается симметричной кривой потенциал-зонда *В*3,5*А*0,1*М* (кривая 7).

Два угольных пласта небольшой мощности, залегающие в верхней части разреза, отмечаются тем отчетливее, чем больше размер зонда. Таким образом, интерпретация становится более надежной с увеличением размеров градиент-зондов. По этим же кривым видно, что градиент-зонды малого размера дают примерно одинаковые значения $\rho_к$ против угольных пластов и песчаников.

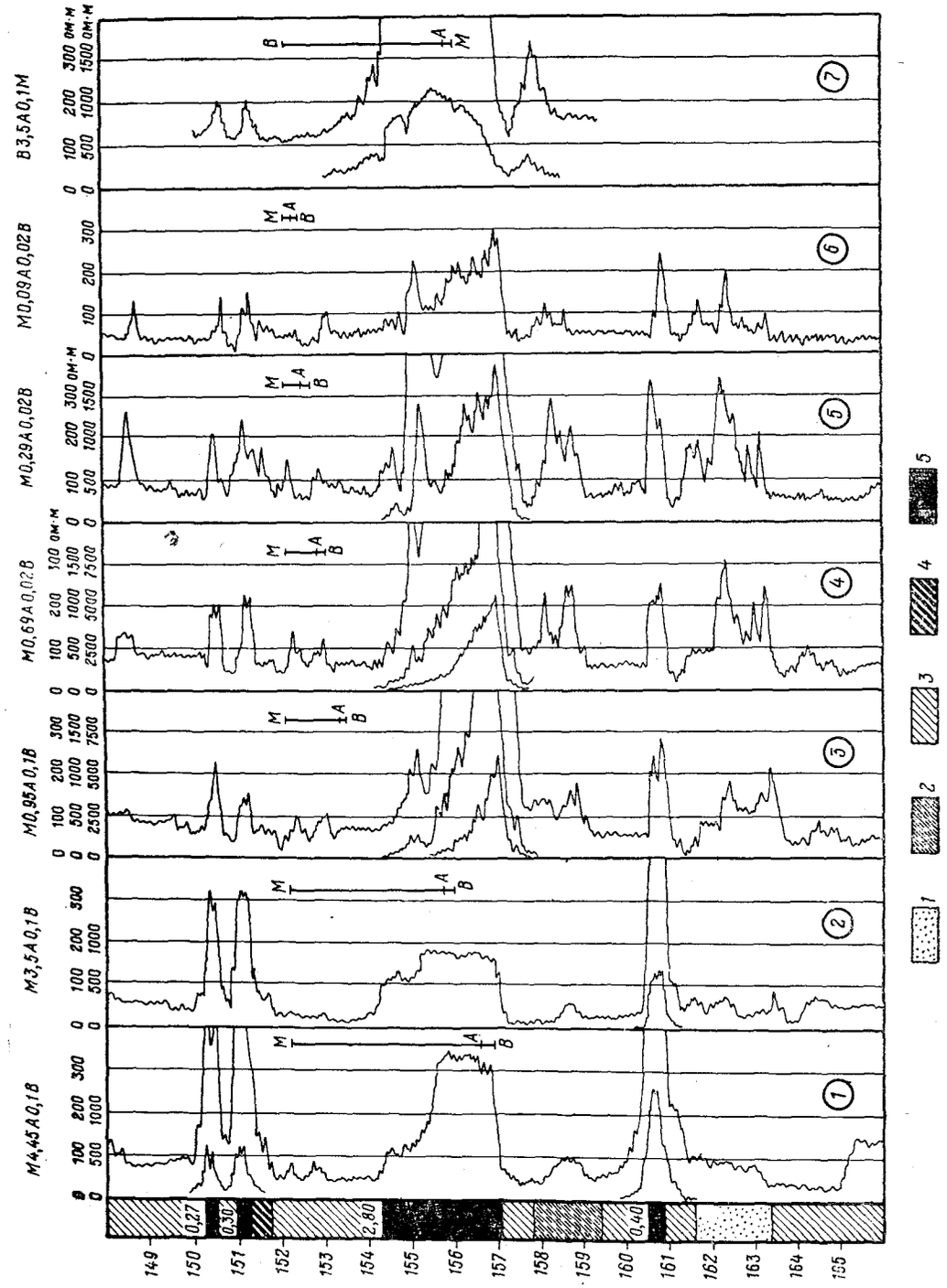


Рис. 27. Изменение конфигурации кривых кажущихся сопротивлений при различных размерах последовательного градиент-зонда

$\rho_р = 18$ *ом·м*; $d_с = 92$ *мм*; $\alpha = 8°$
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

Влияние величины разноса сближенных электродов на точность отбивки контактов пластов по диаграммам сопротивлений иллюстрируется рис. 28, где приведено семь кривых $\rho_к$, полученных с последовательными градиент-зондами при изменении расстояния между парными электродами от 0,02 до 1,00 *м* и неизменном расстоянии 3,5 *м* от удаленного электрода до ближайшего к нему парного.

Из представленных кривых видно, что наиболее четкие результаты получены при зондах с наименьшими расстояниями между парными электродами. Однако изменение этих расстояний от 0,02 до 0,10 *м* существенно

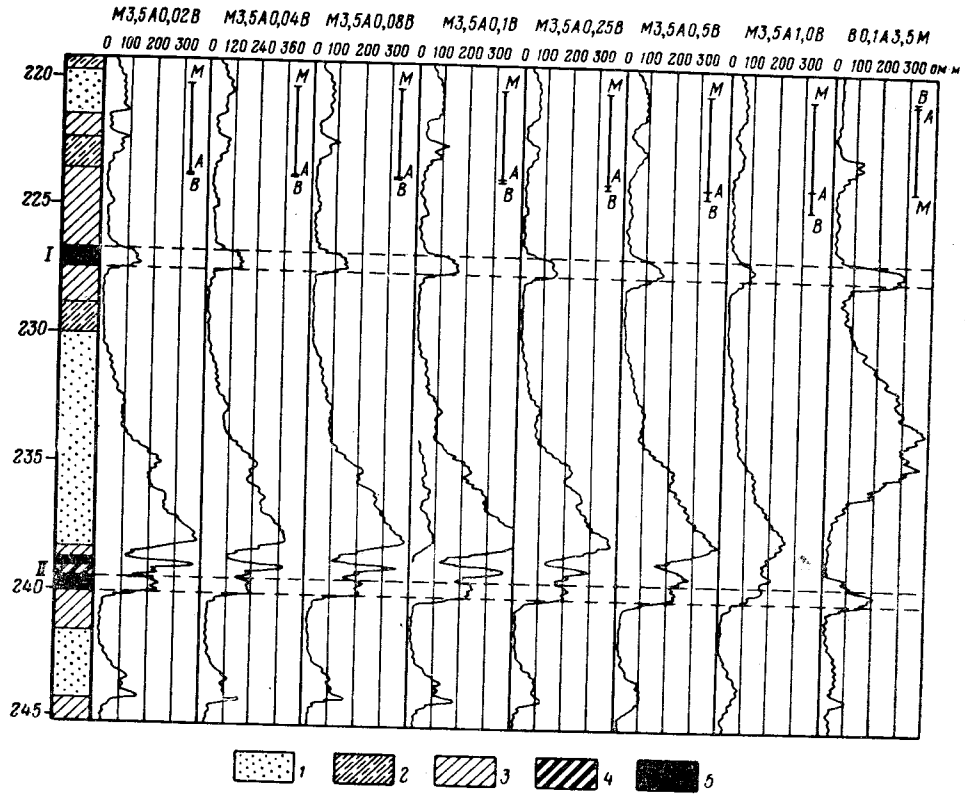


Рис. 28. Кривые кажущихся сопротивлений, зарегистрированные последовательным градиент-зондом, при различных разносах сближенных электродов

$\rho_р = 10$ *ом · м*; $d_с = 91$ *мм*; $\alpha = 10°$

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

не отражается на характере кривых $\rho_к$. При увеличении расстояния между сближенными электродами до 0,25 *м* и более глубина прогиба кривой $\rho_к$ против прослоя углистого аргиллита в угольном пласте уменьшается, и практически локализованный прогиб кривой почти полностью выполаживается при расстоянии $\overline{MN}$ $(\overline{AB}) = 0{,}50$ *м*.

Так же ухудшается четкость выделения по кривой $\rho_к$ аргиллитового прослоя, отделяющего угольный пласт от песчаника. При расстоянии $\overline{MN} = 1{,}00$ *м* указанный угольный пласт совершенно не отбивается от песчаника и, следовательно, он не может быть изучен данным зондом.

Уменьшение кажущегося сопротивления в тонких пластах при большой величине $\overline{MN}$ по отношению к $\rho_к$, измеренному идеальным градиент-зондом ($\overline{MN} \to 0$), приблизительно оценивается формулой С. Г. Комарова [135]:

$$K = \frac{h}{\overline{MN}} - \frac{\rho_{квм}}{\rho_{кп}} \cdot \frac{(\overline{MN} - h)}{\overline{MN}}, \qquad (25)$$

где K — часть, которую составляет измеряемое кажущееся сопротивление от $\rho_к$ при бесконечно малом расстоянии между сближенными электродами;

$\rho_{к\,вм}$ и $\rho_{к\,п}$ — соответственно кажущиеся сопротивления пород, вмещающих пласт, и пласта при бесконечно малом $\overline{MN}$.

На основе анализа приведенных кривых можно сделать следующие выводы:

1) расстояние между сближенными электродами градиент-зонда имеет существенное влияние на конфигурацию кривой $\rho_к$;

2) с увеличением этого расстояния более 0,2 *м* дифференцированность кривой $\rho_к$ резко уменьшается;

3) оптимальным следует считать зонд с разносом $\overline{MN} = 0{,}1$ *м*. Для малых размеров градиент-зонда ($AO = 0{,}3$—$0{,}5$ *м*) расстояние $\overline{MN}$ следует уменьшить до 0,02—0,03 *м*.

Для градиент-зонда необходимо, чтобы соблюдалось соотношение $\overline{AM} > 10\overline{MN}$, соответственно для потенциал-зонда — $\overline{MN} > 10\overline{AM}$. Характер изменения конфигурации кривых $\rho_к$ при постепенном переходе от градиент-зонда к потенциал-зонду показан на рис. 29.

Здесь приведены кривые $\rho_к$, полученные с различными зондами, в которых расстояние между крайними электродами ($\overline{AN} = 3{,}6$ *м*) оставалось постоянным. Наиболее четко выделяются пласты, зарегистрированные с зондами, приближающимися к идеальным (первые и последние кривые). Правда, угольный пласт *III* при последовательном градиент-зонде перекрывается зоной экранного минимума, обусловленной вышележащими угольными пластами *II* и *I*. Однако он выделяется и при этом не менее четко, чем, например, на кривых *4* и *5*. Пласты *II* и *I* при движении электрода *M* (*A*) к середине зонда отмечаются все меньшими по амплитуде пиками $\rho_к$, при $\overline{AM} \approx \overline{MN}$ они совсем не отмечаются. При дальнейшем движении электрода *M* против указанных пластов появляются зоны минимума кажущегося сопротивления, а в межпластовых интервалах зоны максимума. С уменьшением размера потенциал-зонда эти пласты вновь начинают выделяться пиками на кривых $\rho_к$.

Аналогичное изменение конфигурации кривых наблюдается и на одиночных угольных пластах, залегающих на глубинах 128 и 143 *м*. На глубине 152 *м* имеется два тонких угольных пропластка, разделенных небольшим аргиллитовым прослоем. По мере уменьшения расстояния AM четкость разграничения этих прослоев уменьшается и оба прослоя сперва отмечаются общей пикой $\rho_к$, которая в последующем, при переходе к потенциал-зонду, обращается в минимум кажущегося сопротивления.

Резкие изменения конфигурации кривых $\rho_к$ в угольных пластах, особенно имеющих небольшую мощность или объединенных в пачку, при переходе от одного типа зонда к другому объясняются значительными изменениями плотности тока в зоне расположения измерительных электродов зонда в пластах высокого сопротивления. В пластах невысокого сопротивления эти изменения незначительны, чем и объясняется относительная стабильность конфигурации кривой $\rho_к$ в толще вмещающих пород.

Таким образом, для исследования тонких угольных пластов высокого сопротивления следует в качестве стандартного зонда выбирать градиент-зонд средних размеров (3—5 *м*) так, чтобы его длина была больше видимой мощности подавляющего большинства угольных пластов в исследуемых разрезах скважин; при этом не требуется значительного превышения размера зонда над мощностью пластов. Расстояние между сближенными электродами в градиент-зонде следует выбирать наименьшим (0,05—0,10 *м*). Такие градиент-зонды обеспечат не только уверенное

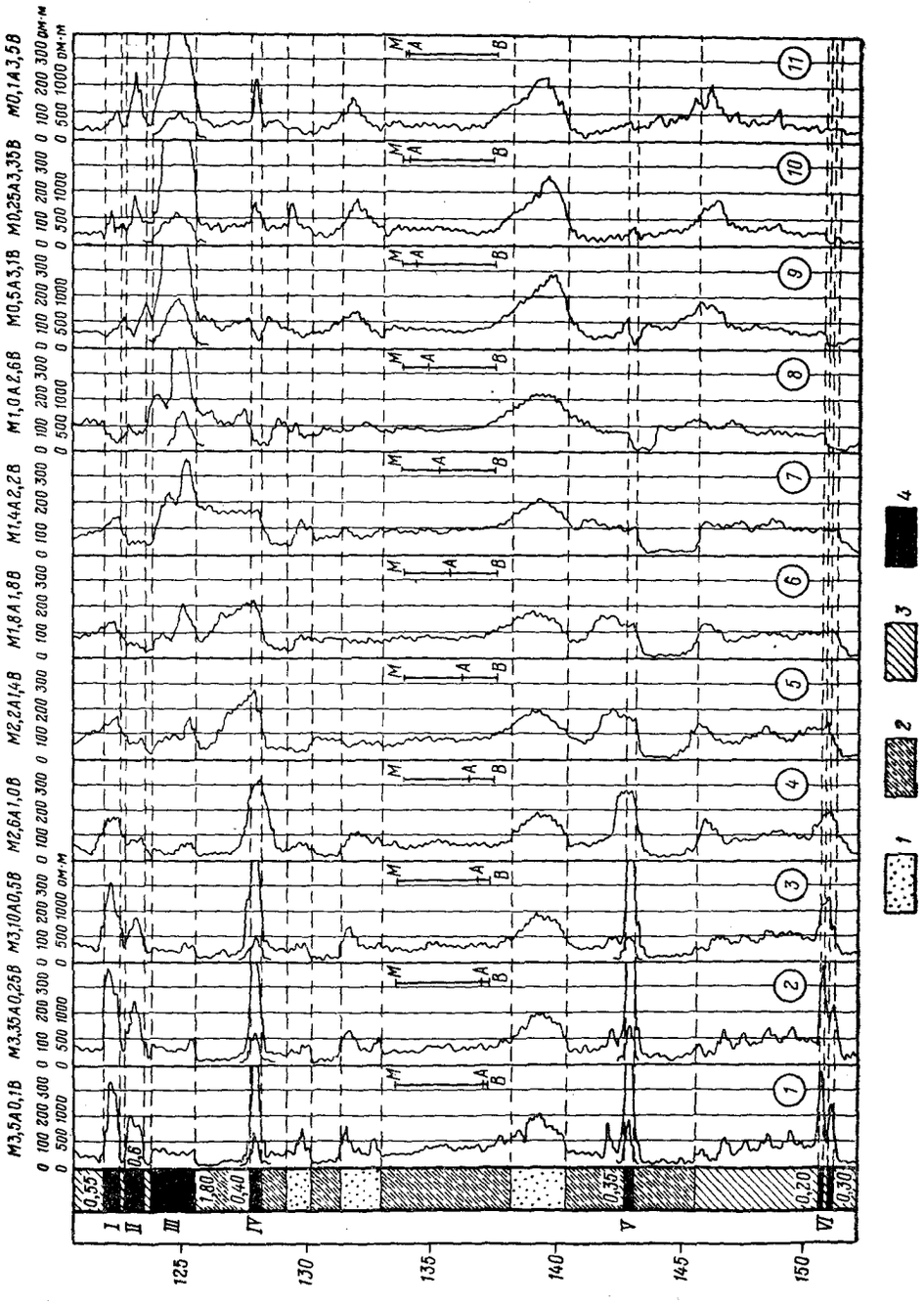


Рис. 29. Изменение конфигурации кривых кажущихся сопротивлений при различных размерах последовательного градиент-зонда и разносах сближенных электродов

$\varrho_р$ = 10 ом·м; $d_с$ = 91 мм; $\alpha = 10°$

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

выделение в разрезах скважин угольных пластов, но и изучение их мощности, строения, зольности и т. п.

Вспомогательный потенциал-зонд, применяемый для исследований отдельных угольных пластов, имеющих мощность больше размера стандартного градиент-зонда, а также отдельных пачек пластов, должен быть сопряженным со стандартным зондом для удобства его практического применения. При этом будет соблюдаться условие: $\overline{MN} > 10\overline{AM}$.

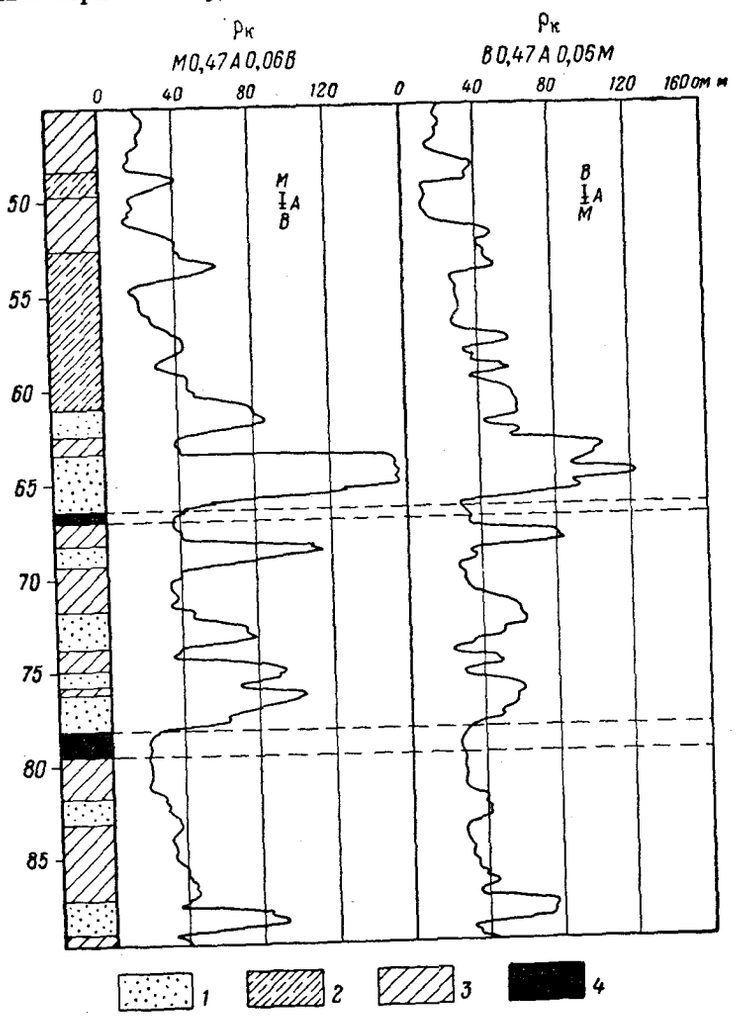


Рис. 30. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные градиент-зондом и потенциал-зондом на пластах бурого угля (Мосбасс)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

Указанные принципы выбора стандартных измерительных установок применимы для тех месторождений, где угли имеют очень высокое сопротивление, позволяющее по этому параметру выделять их из среды вмещающих пород.

Среди бурых и тощих углей некоторые обладают невысоким сопротивлением. К таким, в частности, относятся бурые угли с низкой степенью углефикации, т. е. с высоким содержанием летучих веществ на горючую массу. Они плохо или совсем не выделяются среди вмещающих пород по диаграммам $\varrho_к$ (рис. 30), и их изучение должно производиться другими методами промысловой геофизики, главным образом,

радиоактивными. На месторождениях этих углей диаграммы кажущегося сопротивления используются в основном для литологического расчленения разрезов скважин. Эта задача наиболее эффективно решается по диаграммам $\rho_к$, зарегистрированным с малыми градиент-зондами ($\overline{AO} = L = 0{,}3—0{,}5$ *м*) и потенциал-зондами ($\overline{AM} = 0{,}1—0{,}2$ *м*), которые и рекомендуются для изучения разрезов скважин на месторождениях этого типа.

Тощие каменные угли, которые по степени метаморфизма приближаются к полуантрацитам и характеризуются невысоким содержанием летучих веществ на горючую массу, обладают также небольшим сопротивлением. Такие тощие угли плохо выделяются по диаграммам кажущихся сопротивлений из вмещающих их пород (см. рис. 22, *IX—X*). Правда, абсолютные величины удельных сопротивлений тощих углей обычно значительно выше, чем бурых углей с низкой степенью углефикации, но при этом и удельные сопротивления пород, вмещающих тощие угли, вследствие высокого метаморфизма значительно превосходят сопротивление пород, вмещающих бурые угли. Поэтому соотношения удельных сопротивлений бурых и тощих углей и вмещающих их пород одинакового литологического состава примерно равны. В случае тощих углей низкого сопротивления диаграммы $\rho_к$ используются главным образом для литологического расчленения разрезов скважин. При этом так же, как и для бурых углей с низкой степенью метаморфизма, целесообразно использовать зонды небольших размеров — градиент-зонд с $\overline{AO} = 0{,}3—0{,}5$ *м* или потенциал-зонд с $\overline{AM} = 0{,}1—0{,}2$ *м*.

Антрациты, обладая очень низким удельным сопротивлением, четко выделяются на диаграммах $\rho_к$ зонами очень низких, практически нулевых, кажущихся сопротивлений (см. рис. 22, *XII*). Вмещающие антрациты породы, как правило, характеризуются высокими сопротивлениями, что обусловлено высокой степенью их метаморфизма. Для исследования разрезов скважин, вскрывших пласты антрацита, большие градиент-зонды малопригодны. На диаграмме этих зондов зона экранного минимума с очень низким значением сопротивления сливается с зоной низких $\rho_к$ против самого пласта, что затрудняет выделение границ пластов и определение их мощности.

Если пласт антрацита имеет сложное строение с разделяющими его тонкими прослоями породы, имеющими мощность меньше размера градиент-зонда, то на кривой $\rho_к$ весь сложный пласт или пачка тонких пластов выделится одной зоной низкого (практически нулевого) значения сопротивления (рис. 31). Структура пласта в этом случае не будет выяснена. Поэтому для исследования антрацитов целесообразно использовать градиент-зонды небольших размеров, не превышающих мощности большинства исследуемых пластов ($\overline{AO} = L = 0{,}3—0{,}5$ *м*).

Наилучшие результаты для исследования антрацитов могут быть получены с помощью потенциал-зонда малых размеров ($\overline{AM} = L = 0{,}1—0{,}2$ *м*), например $N1{,}95M0{,}1A$. При таком зонде пласты антрацита выделяются на диаграмме $\rho_к$ симметричными пиками очень низкого сопротивления без осложняющих эффектов экранирования. При этом против пластов антрацита производится повторная регистрация кривых в крупном масштабе сопротивлений (0,2—5,0 *ом · м* в 1 *см*), что обеспечивает выяснение структуры пласта (см. рис. 31, кривая *г*). Указанный зонд может быть принят в качестве стандартного; он может быть также успешно использован для литологического расчленения разрезов скважин. Так как породы, вмещающие антрациты, имеют высокое сопротивление, то по всему стволу скважины необходимо регистрировать диаграмму кажущегося сопротивления в мелком масштабе сопротивлений, перекрывая ее в крупном масштабе на участках пересечения скважиной пластов антрацита.

Полуантрациты по удельному электрическому сопротивлению занимают промежуточное положение между антрацитами и тощими углями. В качестве стандартного зонда для исследования разрезов скважин, содержащих пласты полуантрацита, рекомендуется применять указанные выше градиент- и потенциал-зонды предпочтительнее малого размера.

Следует отметить, что далеко не во всех угольных бассейнах правильно выбраны типы и размеры стандартных зондов. Неправильный выбор стандартного зонда резко снижает геологическую эффективность геофизических исследований скважин.

В практике работы отдельных исполнителей имеются два направления в выборе размеров зонда. Первое состоит в том, что зонды берутся с округленными значениями L ($\overline{AO} = 0{,}3$, 0,5; 1,0 *м* и т. д.), что упрощает

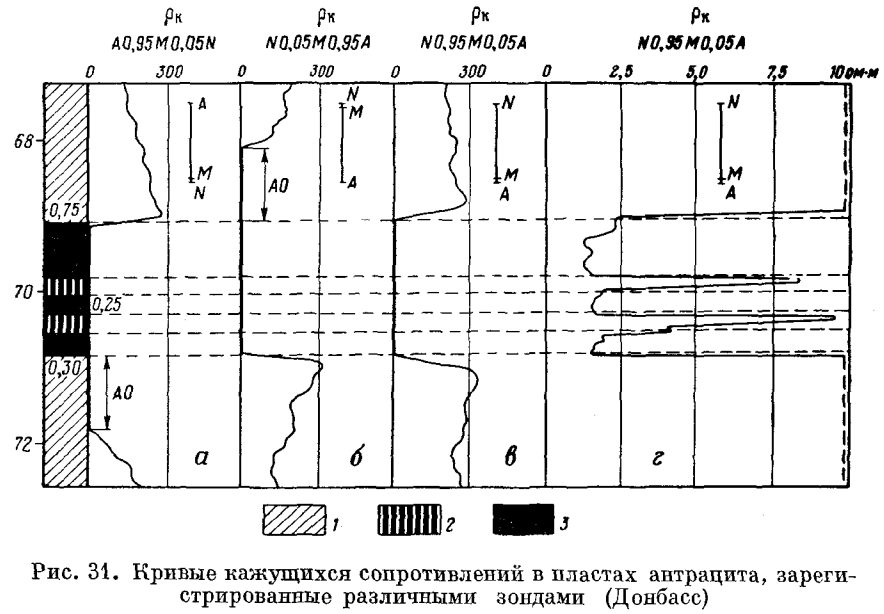


Рис. 31. Кривые кажущихся сопротивлений в пластах антрацита, зарегистрированные различными зондами (Донбасс)

1 — аргиллит; *2* — углистый сланец; *3* — антрацит

построение кривых бокового электрического зондирования, например, зонды $A0{,}29M0{,}02N$, $A0{,}49M0{,}02N$, $A0{,}95M0{,}1N$ и т. п. Однако в этом случае получаются дробные значения расстояний между электродами зонда, например, 0,29; 0,49; 0,95 и т. д., что не совсем удобно для операторов при установке электродов на зонде при зондировании.

Вторая тенденция заключается в подборе округленных значений расстояний между электродами, но при этом размеры зондов будут выражаться дробными значениями (как например, зонды $A0{,}3M0{,}02N$, $A0{,}5M0{,}02N$, $A1{,}0M0{,}1N$ и т. д. имеют соответственно размеры ($AO = 0{,}31$; 0,51; 1,05 *м* и т. д.).

Предпочтительнее использовать зонды с округленными величинами их размеров L, что облегчает построение кривых зондирования.

Выбор масштабов

Диаграммы $\rho_к$, зарегистрированные полуавтоматической или автоматической аппаратурой, имеют два масштаба: величины регистрируемого параметра и глубин.

Выбор масштаба диаграмм кажущихся сопротивлений определяется электрической характеристикой исследуемых горных пород. Масштаб сопротивления выбирается так, чтобы при минимальных кажущихся сопротивлениях карандаш регистратора смещался от нулевой линии не

менее, чем на 5 *мм*. При большом диапазоне изменения сопротивления пород по разрезу масштаб выбирается так, чтобы получить четкую диаграмму для всего разреза скважины, а зоны высокого и очень низкого сопротивления повторно регистрируются в других масштабах. На практике обычно пользуются масштабами сопротивлений, равными 200; 100; 50; 25 *ом · м/см* и т. д. Аналогично устанавливаются масштабы для диаграмм других параметров.

Масштаб глубин диаграмм должен соответствовать масштабу, применяемому геологами для построения литологических разрезов скважин. Общий разрез всей скважины чаще всего составляется в масштабе глубин 1 : 200, реже — 1 : 500. Такой масштаб называют поисковым, а сами диаграммы — поисковыми. Интервалы разреза, содержащие рабочие угольные пласты, дополнительно регистрируются в масштабе глубин 1 : 50, реже 1 : 20 и 1 : 10. Такой масштаб диаграмм называют детализационным, а сами диаграммы детализационными.

Диаграммы поискового масштаба, зарегистрированные по всему стволу скважины, используются для выделения угольных пластов в исследуемом разрезе, литологического расчленения разреза скважины и дальнейшей корреляции.

Диаграммы детализационного масштаба регистрируются на интервалах рабочих угольных пластов, предварительно выявленных бурением и отмеченных на диаграммах поискового масштаба. Детализационные диаграммы используются для детального изучения структуры пластов (определения их глубин залегания, мощности, строения, качества и т. п.). Диаграммы наиболее крупного масштаба глубин — 1 : 20 и 1 : 10 — регистрируются в тонких угольных пластах рабочей мощности, а также в пластах, представленных тонким переслаиванием угольных пластов и пачек пород. Для угольных пластов, имеющих мощность больше 5 *м*, можно в ряде случаев ограничиться регистрацией только поисковых диаграмм.

Диаграммы других параметров ($U_{сп}$, $U_{ВП}$, $I_{\gamma\gamma}$ и т. п.) регистрируются в тех же масштабах глубин, которые применяются для диаграмм кажущихся сопротивлений.

В том случае, когда изучаемый разрез насыщен тонкими угольными пластами и пропластками, целесообразно по всему разрезу скважины регистрировать диаграммы в детализационном масштабе. Так, например, поступают в Печорском бассейне, где детализационные диаграммы регистрируются по всему разрезу скважины, содержащему угольные пласты. Эти диаграммы обладают рядом преимуществ по сравнению с поисковыми, дополненными детализационными диаграммами только по отдельным интервалам скважины. Эти преимущества заключаются в следующем.

1. Имеется возможность более точного определения мощностей всех угольных пластов и пропластков, что особенно важно для пластов, находящихся на пределе рабочей мощности.

2. С высокой точностью определяется структура всех угольных пластов и пропластков, что необходимо для пластов сложного строения с тонким переслаиванием.

3. Можно пользоваться для корреляции геолого-геофизических разрезов большим количеством электрических реперов, которые характерны не только своей выдержанностью на значительном протяжении, но и своеобразием формы кривой, отображающей строение пласта. Конфигурацию кривой для тонких пластов можно проследить только по детализационным диаграммам.

4. Детализационные диаграммы облегчают выделение тектонических нарушений и определение их амплитуды и мест пересечения скважиной.

5. Имеется возможность в любое время в будущем пересчитать запасы углей по ранее разведанному участку при любом снижении предела рабочей мощности пластов.

6. Исключается опасность того, что в случае неясных геологических разрезов или недостаточно отчетливых аномалий отдельные рабочие угольные пласты могут оказаться не исследованными в детализационном масштабе.

7. Необходимость записи детализационных диаграмм по всему угольному интервалу обязывает работников геофизической службы регистрировать эти диаграммы более тщательно и на малых скоростях подъема кабеля, так как в этом случае всякие дефекты в регистрации выступают отчетливее.

8. Исключается необходимость повторной регистрации поисковых диаграмм, что при большой угленасыщенности разреза дает сокращение времени занятия скважины на геофизические исследования.

Диаграммы в поисковом масштабе глубин в данном случае получают путем пантографирования детализационных диаграмм на регистраторах с помощью несложных приспособлений. Полуавтоматическую регистрацию поисковых диаграмм угленосного разреза следует производить со скоростью 200—250 *м/час*, а детализационных — 50—70 *м/час*. Для автоматических станций скорость регистрации поисковых и детализационных диаграмм может быть соответственно повышена в 5—10 раз.

§ 13. Методика исследования угольных пластов

Пласты высокого сопротивления

В практике геофизических исследований угольных пластов приходится сталкиваться с различными с точки зрения электрометрии условиями их залегания. Это требует нередко применения разных измерительных установок, так как стандартные градиент- и потенциал-зонды не обеспечивают полноты исследований [57, 63]. Разберем наиболее типичные случаи условий залегания пластов высокого сопротивления и соответственно необходимую методику их исследования.

Вопросы изменения конфигурации кривых $\rho_к$ в пластах высокого удельного сопротивления достаточно широко освещены в геофизической литературе. Однако большинство приводимых в литературе графических материалов получено либо в лабораториях на моделях пластов, либо расчетным путем, т. е. в той или иной степени идеализированных условиях. В данном параграфе рассматривается соответствие фактических кривых кажущегося сопротивления теоретическим кривым, дается объяснение наблюдающимся различиям и рекомендуется методика исследования угольных пластов и интерпретации кривых $\rho_к$ во всем их многообразии. При описании сочетаний и пачек пластов будем применять условную их нумерацию сверху вниз по разрезу,

Угольный пласт в среде низкого сопротивления

Это наиболее распространенный случай на угольных месторождениях и самый простой для исследований и интерпретации. Обычно угольные пласты залегают среди аргиллитов и алевролитов, сопротивление которых невелико, реже — среди известняков и песчаников, часть которых имеет также невысокое сопротивление. В электрическом отношении аргиллиты и алевролиты являются более однородными, чем песчаники и известняки. В такой среде угольный пласт выделяется на диаграмме $\rho_к$ отчетливой пикой высокого сопротивления на фоне общего пониженного сопротивления.

Конфигурация кривой $\rho_к$ зависит от типа и размера зонда, мощности, структуры и характера залегания пласта. Она определяется также влиянием вмещающих пород и скважины (ее диаметра $d_с$ и сопротивления бурового раствора $\rho_р$).

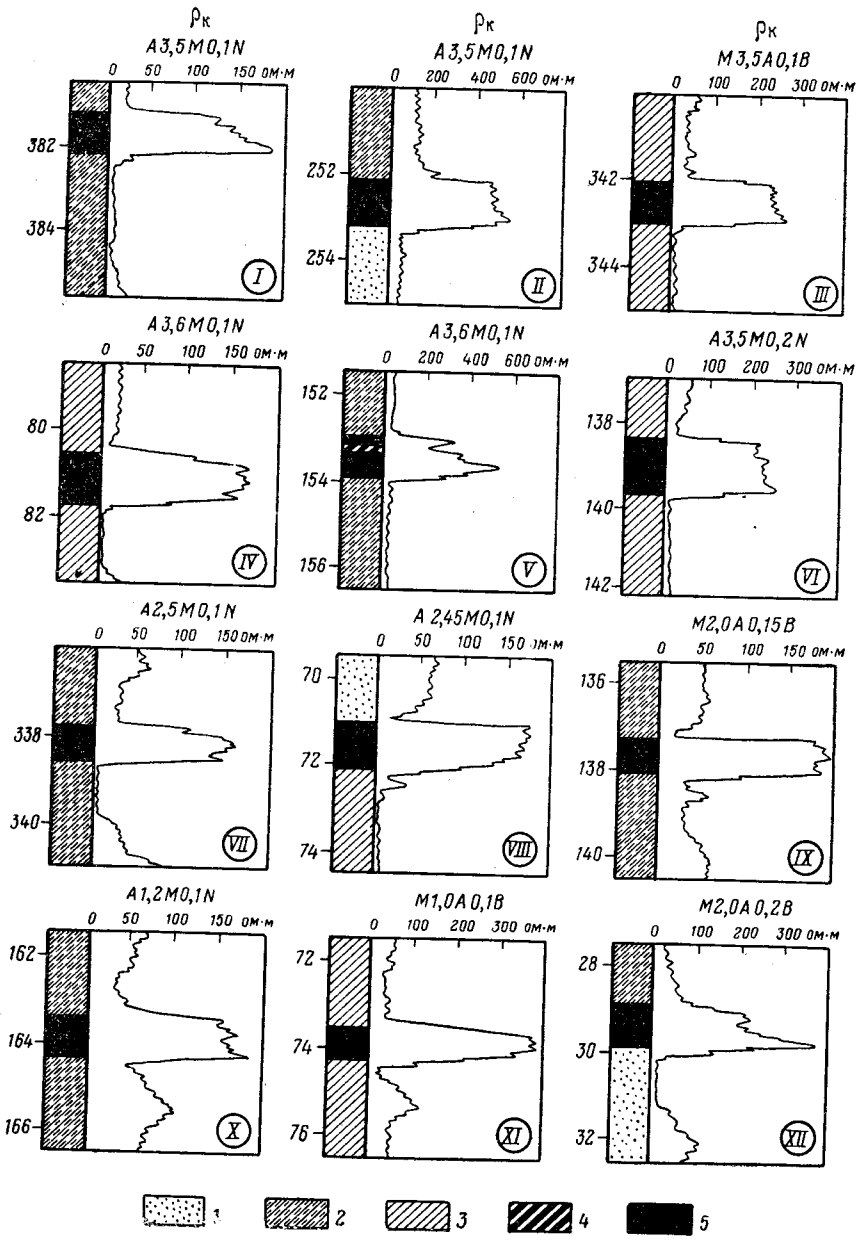


Рис. 32. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные последовательными градиент-зондами в тонких ($h < L$) угольных пластах по различным бассейнам

I — Донецкому; *II* — Кузнецкому; *III* — Печорскому; *IV* — о. Сахалину; *V* — Уралу; *VI* — Минусинскому; *VII* — Львовско-Волынскому; *VIII* и *IX* — Забайкалью; *X* — Карагандинскому; *XI* — Сучанскому; *XII* — Черемховскому

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

Рассмотрим зависимость конфигурации кривой кажущегося сопротивления от мощности пласта при прочих одинаковых условиях. Кривые $\rho_к$, зарегистрированные на угольных пластах высокого сопротивления в различных угольных бассейнах, тождественны (рис. 32).

Если мощность пласта меньше размера зонда ($h < L = \overline{AO}$), то при последовательном градиент-зонде кривая $\rho_к$ будет иметь снизу вверх следующую конфигурацию (рис. 33): при приближении зонда к пласту кажущееся сопротивление возрастает (участок кривой ab) и в момент пересечения электродом A (M) подошвы пласта достигает небольшого максимума (пика экранирования — точка b), величина которого никогда не превосходит двухкратной величины удельного сопротивления подстилающей среды. При дальнейшем продвижении к верху скважины кажущееся сопротивление уменьшается и достигает минимума при пересечении

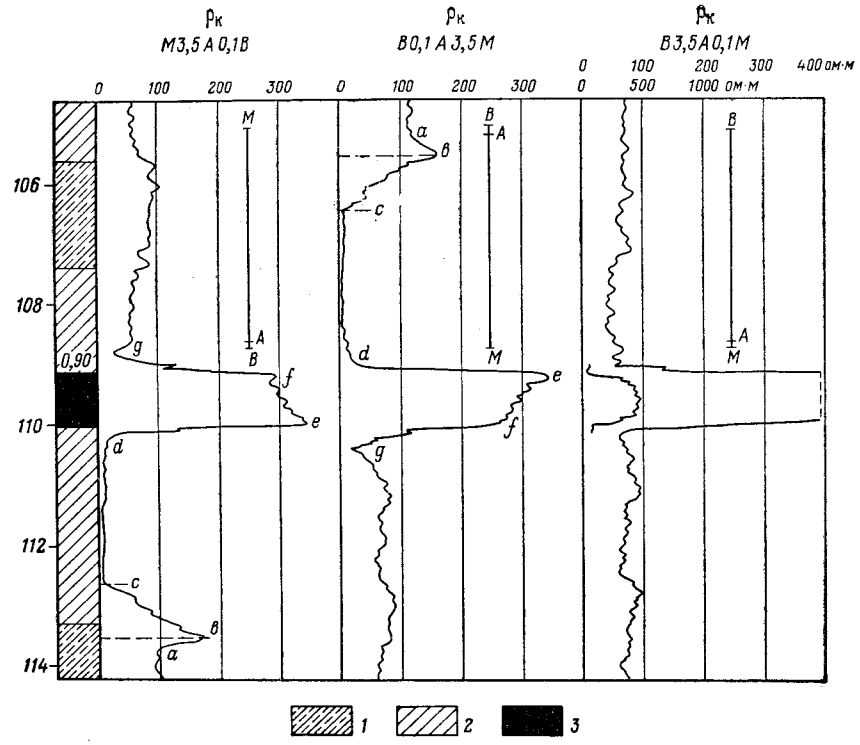


Рис. 33. Кривые кажущихся сопротивлений, зарегистрированные с различными зондами в однородном угольном пласте, мощность которого меньше размеров зондов

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь

электродом A (M) кровли пласта (точка c), после чего кривая сглаживается и идет вблизи нулевой линии (зона экранного минимума — участок cd), а затем при приближении электродов MN (AB) к подошве пласта, наблюдается резкий подъем кажущегося сопротивления, которое достигает максимума (точка e) при пересечении этими электродами подошвы пласта. После этого кажущееся сопротивление незначительно понижается (точка f). При пересечении электродами MN (AB) кровли пласта кажущееся сопротивление резко падает и достигает минимума сразу же по выходе электродов MN (AB) из пласта (точка g), затем $\rho_к$ возрастает, асимптотически приближаясь к удельному сопротивлению покрывающей среды.

Для обращенного градиент-зонда кривая кажущегося сопротивления является зеркальным изображением кривой $\rho_к$ последовательного градиент-зонда в плоскости, проходящей через середину пласта параллельно его границам (см. рис. 33). В этом случае эффект экранирования на кривой фиксируется выше пласта и максимум сопротивления наблюдается в кровле пласта.

Так как рассматриваемые угольные пласты обладают весьма высоким сопротивлением, для приближенного расчета кажущихся сопротивлений, получаемых при различных зондах с учетом параметров скважины и разреза, можно принять их удельные сопротивления за бесконечно высокие. акие расчеты приводятся в главе VII. Они позволяют получать конфигурации кривых $\varrho_к$, тождественные с фактическими. При этом надо иметь в виду, что регистрируемые значения кажущихся сопротивлений на угольных пластах будут несколько ниже расчетных, получаемых для пластов бесконечно высокого сопротивления.

Максимум кажущегося сопротивления, получаемого с градиент-зондом для тонкого угольного пласта ($h < L$), приближенно определяется выражением

$$\varrho_к^{макс} = \frac{8L^2 \varrho_{под}\varrho_р}{(L-h)\,[4h\,\varrho_р + (\varrho_{под}+\varrho_{пок})\,d_с]}\,. \qquad (26)$$

Если $L \gg h$, то получим

$$\varrho_к^{макс} = \frac{8L\,\varrho_{под}\varrho_р}{4h\,\varrho_р + (\varrho_{под}+\varrho_{пок})\,d_с}\,. \qquad (27)$$

Если принять $\varrho_{пок} = \varrho_{под} = \varrho_р$, то получим

$$\varrho_к^{макс} = \frac{4L\,\varrho_р}{2h+d_с}\,, \qquad (28)$$

где $\varrho_к^{макс}$ — максимальное кажущееся сопротивление пласта;
$\varrho_{под}$ — сопротивление подстилающих пласт пород;
$\varrho_{пок}$ — сопротивление покрывающих пласт пород;
$\varrho_р$ — сопротивление бурового раствора;
$d_с$ — диаметр скважины.

Кажущееся сопротивление, измеряемое градиент-зондом в зоне экранного минимума,

$$\varrho_к^{мин} \approx \frac{27L^2d_с^2\,\varrho_{под}\varrho_р}{4\,(L-h)^3\,[4h\,\varrho_р + (\varrho_{под}+\varrho_{пок})\,d_с]}\,. \qquad (29)$$

Если $\varrho_{под} = \varrho_{пок} = \varrho_р$, то получим

$$\varrho_к^{мин} \approx \frac{27L^2d_с^2\,\varrho_р}{8\,(L-h)^3\,(2h+d_с)}\,. \qquad (30)$$

Когда мощность пласта превышает размеры зонда ($h > L$), при приближении к пласту парных электродов M и N (A и B) последовательного градиент-зонда кажущееся сопротивление увеличивается и достигает максимального значения при пересечении электродом N (B) подошвы пласта (рис. 34 и 35). При дальнейшем продвижении зонда по пласту происходит сперва резкое, затем незначительное и вновь более резкое снижение кажущегося сопротивления, достигающего минимума при пересечении электродом N (B) кровли пласта, участок кривой с резким снижением сопротивления, обусловленный асимметричностью градиент-зонда, называется по терминологии С. Г. Комарова з о н о й э к р а н и р о в а н и я. Протяженность зоны экранирования равна размеру градиент-зонда (см. рис. 35). Минимальное кажущееся сопротивление у кровли пласта падает ниже удельного сопротивления покрывающей среды, после чего оно быстро асимптотически приближается к нему.

Заметим, что на кривых $\varrho_к$, полученных с градиент-зондом, нельзя отождествлять зону экранирования против мощных угольных пластов ($h > L$) с зоной экранного минимума во вмещающих породах, непосредственно граничащих с тонким угольным пластом ($h < L$), поскольку они различно выражены и расположены на разных участках разреза скважины по отношению к исследуемому пласту.

Таким образом, на диаграмме последовательного градиент-зонда подошва мощного пласта (при $h > L$) отмечается максимумом $\varrho_к$, а кровля минимумом. Для большей точности вычисления глубин контактов пласта следует учитывать, что точки максимума и минимума кривых смещаются относительно границ пласта на $\frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right)$ в сторону электрода $A(M)$, т. е. при последовательном градиент-зонде глубина залегания кровли и подошвы на $\frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right)$ больше, чем глубина точек максимума и минимума $\varrho_к$.

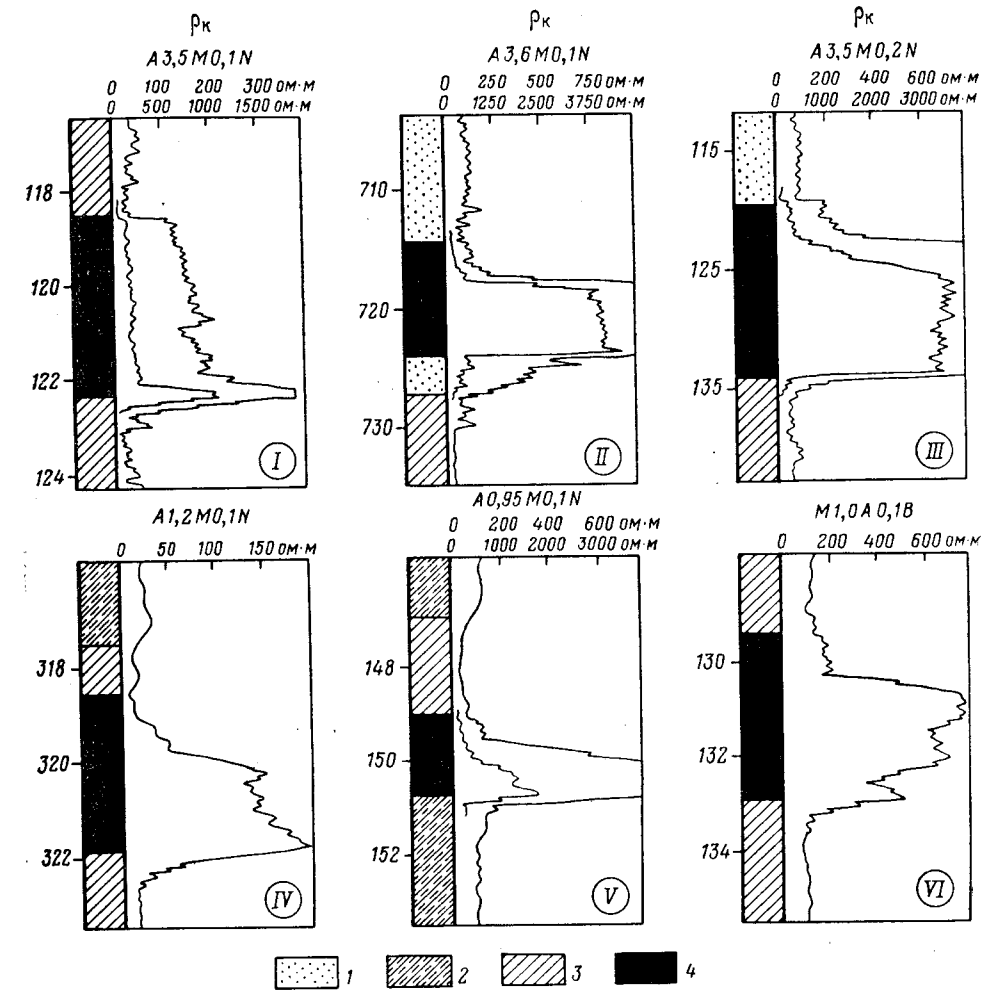


Рис. 34. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные последовательными градиент-зондами в мощных ($h > L$) угольных пластах по различным бассейнам
I — Печорскому; *II* — о. Сахалину; *III* — Кузнецкому; *IV* — Карагандинскому; *V* — Уралу; *VI* — Сучанскому
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

Для обращенного градиент-зонда в случае мощных пластов ($h > L$) график кажущегося сопротивления так же, как и для тонких пластов, представляет зеркальное изображение графика $\varrho_к$ для последовательного зонда в плоскости, проходящей через середину пласта параллельно его границам. Максимальное кажущееся сопротивление

$$\varrho_к^{макс} \approx \frac{16\varrho_р L^2}{d_с^2} \cdot \frac{4\,(h-L)\,\varrho_р + \varrho_{под}\,d_с}{4h\,\varrho_р + (\varrho_{пок}+\varrho_{под})\,d_с}\,. \qquad (31)$$

Если принять $\varrho_{пок} = \varrho_{под} = \varrho_р$, то получим

$$\varrho_к^{макс} = \frac{8L^2}{d_с^2} \cdot \frac{4(h-L)+d_с}{2h+d_с}\ \varrho_р = 8\left(\frac{h}{d_с}\right)^2 \times$$

$$\times \frac{h\varrho_р}{2h+d_с}\left[4\left(1-\frac{L}{h}+\frac{d_с}{h}\right)\right]\cdot\left(\frac{L}{h}\right)^2. \qquad (32)$$

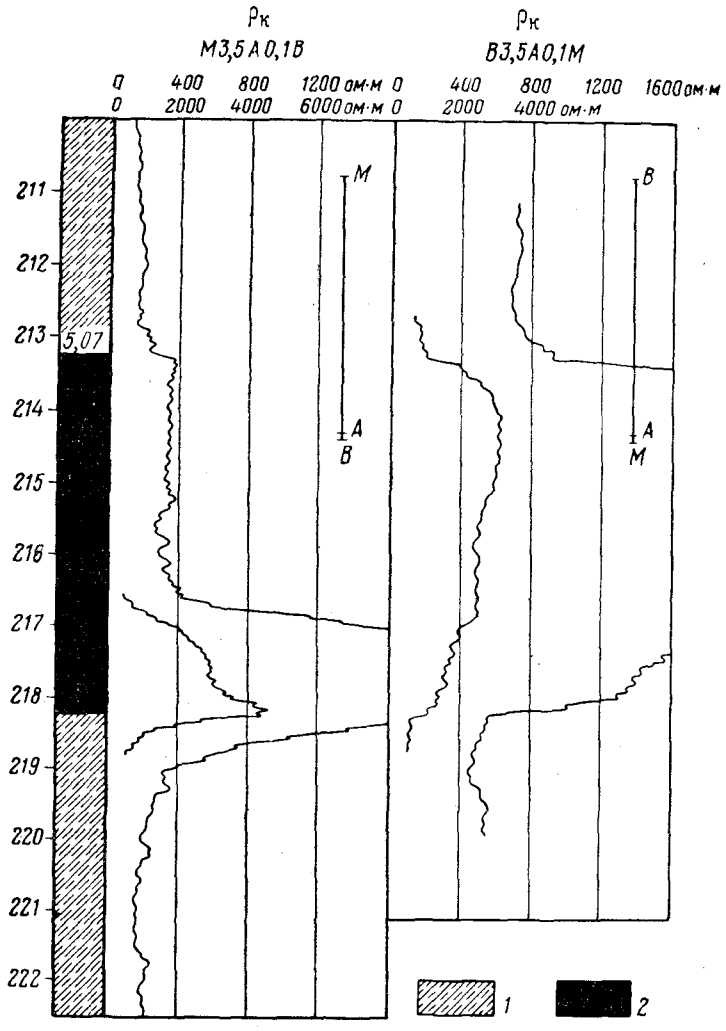


Рис. 35. Кривые кажущихся сопротивлений, зарегистрированные различными зондами в однородном угольном пласте, мощность которого превышает размеры зондов

1 — алевролит; *2* — уголь

Из этого выражения видно, что величина максимума кажущегося сопротивления зависит от отношения размера зонда к мощности пласта и достигает наибольшего значения при

$$L = \frac{4h+d_с}{6} \approx \frac{2}{3}\ h \text{ и } h \gg \frac{d_с}{2}$$

$$\varrho_к^{макс} = \frac{64}{27}\cdot\left(\frac{h}{d_с}\right)^2\ \varrho_р. \qquad (33)$$

Приведенные графики для тонких и мощных угольных пластов однородного строения находятся в соответствии с расчетными кривыми для пластов бесконечно высокого сопротивления.

Для угольных пластов однородного строения кривая с потенциал-зондом также соответствует расчетной кривой для пластов бесконечно высокого сопротивления (см. рис. 33). При приближении потенциал-зонда к мощному пласту ($h > 10L = 10\overline{MA}$) кажущееся сопротивление увеличивается, затем еще более резко увеличивается при пересечении подошвы пласта электродом $M(A)$, а потом и электродом $A(M)$ и достигает максимума при нахождении AM в середине пласта. Величина максимума кажущегося сопротивления

$$\varrho_к^{макс} \approx \frac{4L}{d_с^2}\cdot\frac{\left(2h-2L+\frac{\varrho_{под}}{\varrho_р}\,d_с\right)\left(2h-2L+\frac{\varrho_{пок}}{\varrho_р}\,d_с\right)}{4h\,\varrho_р+(\varrho_{пок}+\varrho_{под})\,d_с}\ \varrho_р^2. \qquad (34)$$

При $\varrho_{пок} = \varrho_{под} = \varrho_р$ получим

$$\varrho_к^{макс} = \frac{2L}{d_с^2}\cdot\frac{(2h-2L+d_с)^2}{2h+d_с}\ \varrho_р = 2\,\frac{h^2}{d_с^2}\cdot\frac{h\varrho_р}{2h+d_с}\times$$

$$\times\frac{L}{h}\left(2-2\frac{L}{h}+\frac{d_с}{h}\right)^2, \qquad (35)$$

где h, $d_с$, L, $\varrho_{под}$, $\varrho_{пок}$, $\varrho_р$ — известные величины.

Для последнего выражения можно установить, что величина оптимального значения $\varrho_к$ зависит от отношения $\frac{L}{h}$. При $L_1 = h + \frac{d_с}{2} \approx h$ $\varrho_к$ минимально, при $L_2 = \frac{1}{3}\,h + \frac{d_с}{6} \approx \frac{1}{3}\,h$ — максимально. Для этого значения L и $h \gg d_с$

$$\varrho_к = \frac{16}{27}\left(\frac{h}{d_с}\right)^2\ \varrho_р. \qquad (36)$$

От середины пласта к его кровле кажущееся сопротивление понижается и форма кривой в кровле пласта имеет вид, аналогичный форме кривой в подошве пласта. Таким образом, при большой мощности угольный пласт четко отмечается потенциал-зондом симметричной пикой $\varrho_к$.

Конфигурация кривой потенциал-зонда резко меняется при мощности пласта, равной или меньшей размера зонда. В этом случае при приближении электродов A и M к пласту наблюдается сперва некоторое возрастание кажущегося сопротивления (рис. 36, кривые *3*, *4*). При пересечении электродом A подошвы пласта оно достигает максимума, по величине не превосходящего двухкратного сопротивления подстилающих пород. Затем $\varrho_к$ понижается, достигая минимума на середине пласта, после чего вновь возрастает симметрично кривой в подошве пласта.

Таким образом, угольный пласт мощностью $h \leqslant L = \overline{AM}$ отмечается на кривой $\varrho_к$ потенциал-зонда минимумом, численное значение которого

$$\varrho_к^{мин} \approx \frac{4Ld_с^2\,\varrho_{под}\varrho_р}{(L-h)^2\,[4h\,\varrho_р+(\varrho_{пок}+\varrho_{под})\,d_с]} \qquad (37)$$

или при $\varrho_{пок} = \varrho_{под} = \varrho_р$

$$\varrho_к^{мин} = \frac{2Ld_с^2\,\varrho_р}{(L-h)^2\,(2h+d_с)}, \qquad (38)$$

Так как применяемые на практике потенциал-зонды имеют малые размеры (обычно $L = \overline{AM} = 0{,}1$ *м*), то практически только самые тонкие угольные пропластки ($h \leqslant 0{,}1$ *м*) фиксируются на диаграммах минимумом $\varrho_к$.

В том случае, когда тонкие неоднородные угольные пласты залегают в неоднородной среде вмещающих пород, кривые $\rho_к$ имеют более сложную форму (рис. 37). На обеих кривых угольный пласт выделяется отчетливой пикой высокого сопротивления с максимумом $\rho_к$, приуроченным к подошве пласта. Отсутствие максимума в кровле пласта на кривой обращенного градиент-зонда объясняется пониженным удельным сопротивлением верхней части пласта, что обусловлено наличием в ней более зольного угля и углистого аргиллита. Кроме того, на этой кривой наблюдается общее уменьшение максимума $\rho_к$ против угольного пласта по сравнению

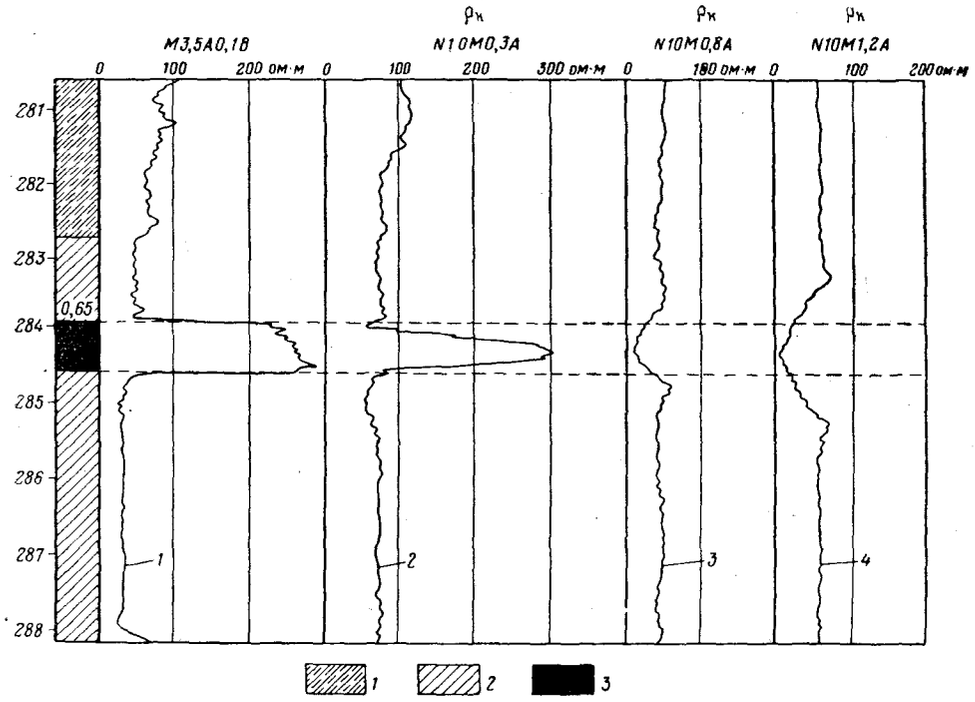


Рис. 36. Конфигурации кривых кажущихся сопротивлений, зарегистрированные в однородном угольном пласте различными зондами

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь

с кривой последовательного градиент-зонда. Различия значений максимумов $\rho_к$ объясняются более высокими сопротивлениями покрывающей среды ($\rho_к^{ср} = 130$ *ом · м*) по сравнению с подстилающей ($\rho_к^{ср} = 50$ *ом* × ×*м*). Это создает повышенную плотность тока между измерительными электродами при расположении электрода A в верхней среде и наоборот.

Пониженные значения $\rho_к$ в зоне экранного минимума и пики экранирования выше кровли пласта на кривой обращенного градиент-зонда объясняются той же причиной — неоднородностью вмещающих пород вблизи подошвы и кровли пласта.

На рис. 38 показан пример исследования мощного угольного пласта ($h = 7{,}60$ *м*). Пласт не является однородным по электрическому сопротивлению и имеет повышенное сопротивление в кровле, что отмечается асимметрией кривой $\rho_к$ потенциал-зонда и более высокими значениями кажущегося сопротивления на кривой обращенного градиент-зонда.

Кривые, зарегистрированные градиент-зондом, имеют лишь некоторое сходство с теоретическими графиками, выражающееся в четком проявлении зоны экранирования, равной размеру зонда. Для обращенного градиент-зонда максимум сопротивления совпадает с кровлей пласта.

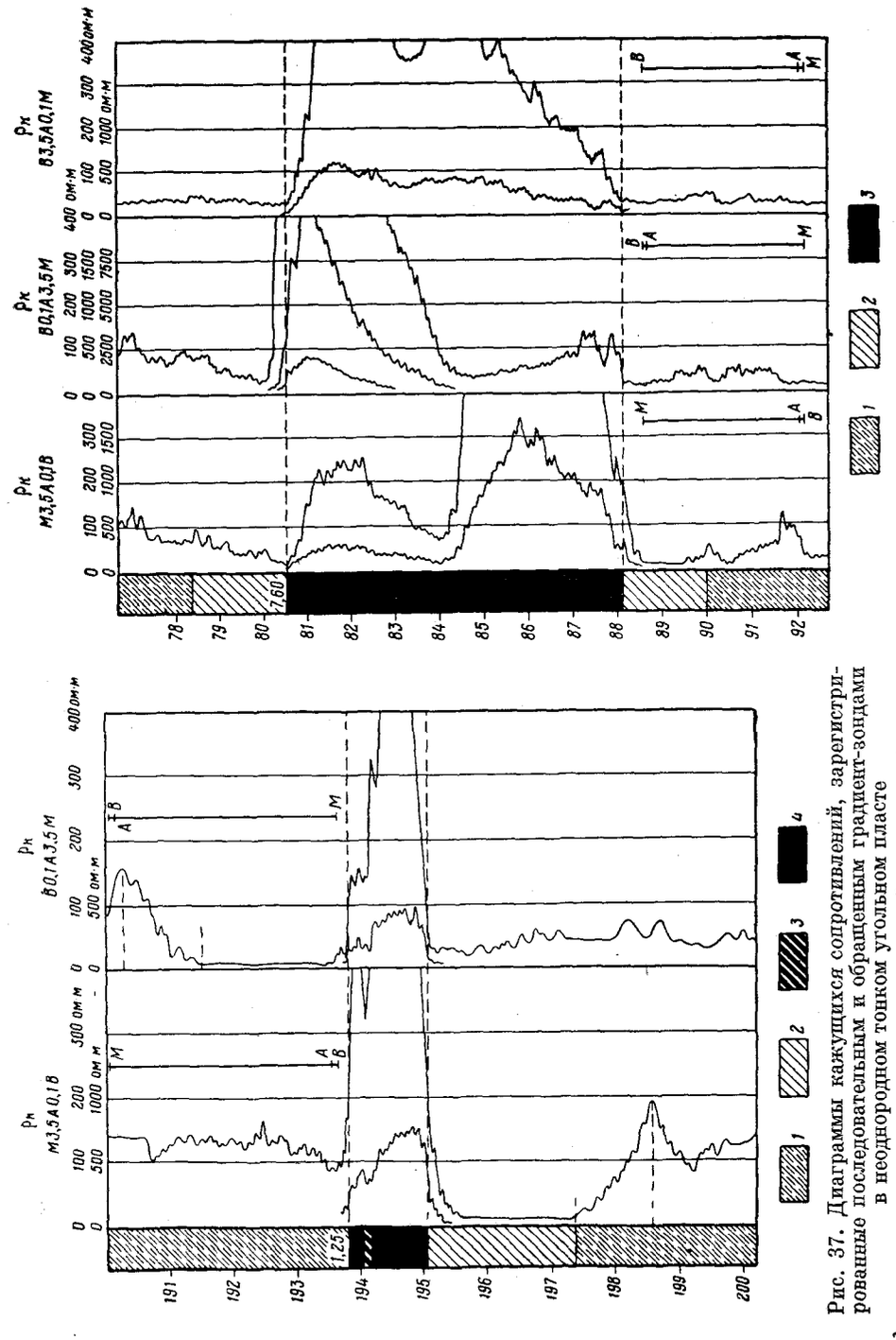


Рис. 38. Конфигурации кривых кажущихся сопротивлений, зарегистрированные различными зондами в мощном угольном пласте

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь

Рис. 37. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные последовательным и обращенным градиент-зондами в неоднородном тонком угольном пласте

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

Для последовательного зонда максимум сопротивления не совпадает с подошвой пласта, что объясняется пониженным сопротивлением угля в подошве пласта.

Угольный пласт, граничащий с одной стороны со средой высокого сопротивления

Подобные случаи наблюдаются, когда угольный пласт граничит с плотно сцементированным песчаником или известняком. Этот контакт методом сопротивлений часто отмечается нечетко.

Отчетливый эффект экранирования в данном случае отсутствует, когда удаленный электрод A (M) находится по другую сторону угольного пласта в среде весьма высокого сопротивления вмещающей породы (песчаника). В этих условиях для обеспечения надежной интерпретации следует взять такой градиент-зонд, чтобы угольный пласт оказался со стороны угольного электрода по отношению к пласту песчаника. Кроме того, целесообразно производить дополнительные исследования скважин потенциал-зондом, что позволит обоснованно выделить изучаемый пласт в разрезе скважины (рис. 39).

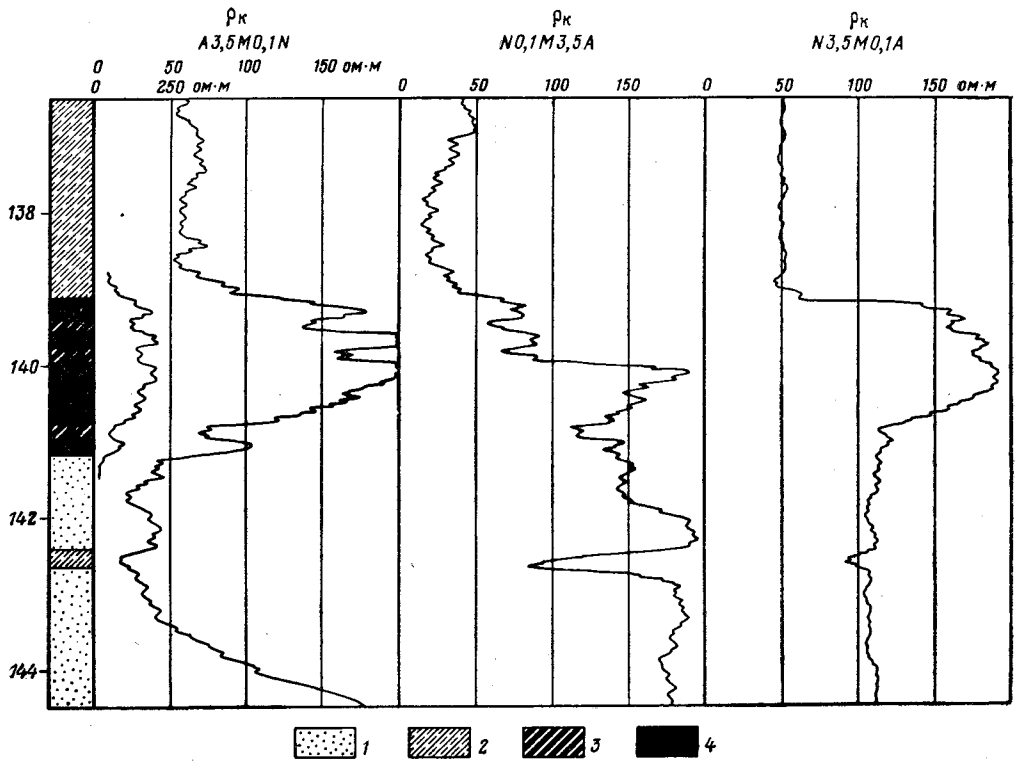


Рис. 39. Кривые кажущихся сопротивлений, зарегистрированные различными зондами в угольном пласте, граничащем в подошве с песчаником высокого сопротивления

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

Если угольный пласт отделен от песчаника высокого сопротивления небольшим прослоем низкого сопротивления (аргиллит или алевролит), то исследование такого пласта облегчается, так как аргиллитовый прослой низкого сопротивления создает четкий эффект экранирования. Установлено, что практически влияние вмещающей среды высокого сопротивления заметно не сказывается на характере кривой против угольного пласта и в зоне экранирования только в том случае, если среда высокого сопротивления удалена от пласта на расстояние, превышающее размер зонда.

На рис. 40 показан пример исследования угольного пласта сложного строения. В кровле пласта залегает песчаник, имеющий с углем одинаковое кажущееся сопротивление на кривой последовательного градиент-зонда. По этой кривой верхний контакт угольного пласта не может быть уверенно установлен. На кривой $\rho_к$ обращенного градиент-зонда обе границы и структура пласта выделяются достаточно отчетливо. На кривой потенциал-зонда угольный пласт и его структура отмечаются менее ясно, что объясняется небольшой мощностью отдельных пачек пласта.

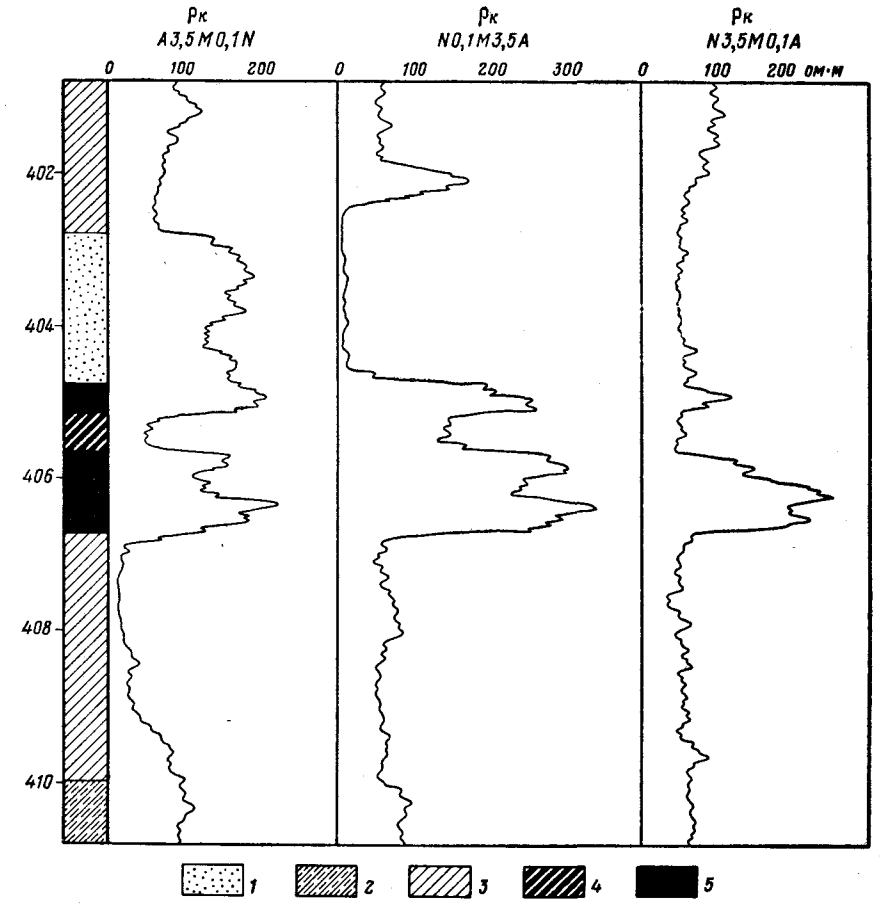


Рис. 40. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные различными зондами в угольном пласте, граничащем в кровле с пластом песчаника высокого сопротивления

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

Таким образом, если в подошве угольного пласта находится песчаник или известняк высокого сопротивления, исследование следует производить последовательным градиент-зондом, а в случае залегания в кровле угольного пласта — обращенным градиент-зондом. Это вынуждает, помимо стандартного зонда, часто дополнительно использовать обращенный градиент-зонд и потенциал-зонд, диаграммы которых используются для уточнения структуры пласта.

Угольный пласт в среде высокого сопротивления

На некоторых месторождениях породы, вмещающие уголь, имеют высокое сопротивление — плотно сцементированные песчаники или известняки. В этом случае угольный пласт на кривых $\rho_к$ градиент-зонда большой длины ($L > h$) создаёт четкие экранные эффекты, которые позволяют выделить нижнюю границу пласта последовательным градиент-

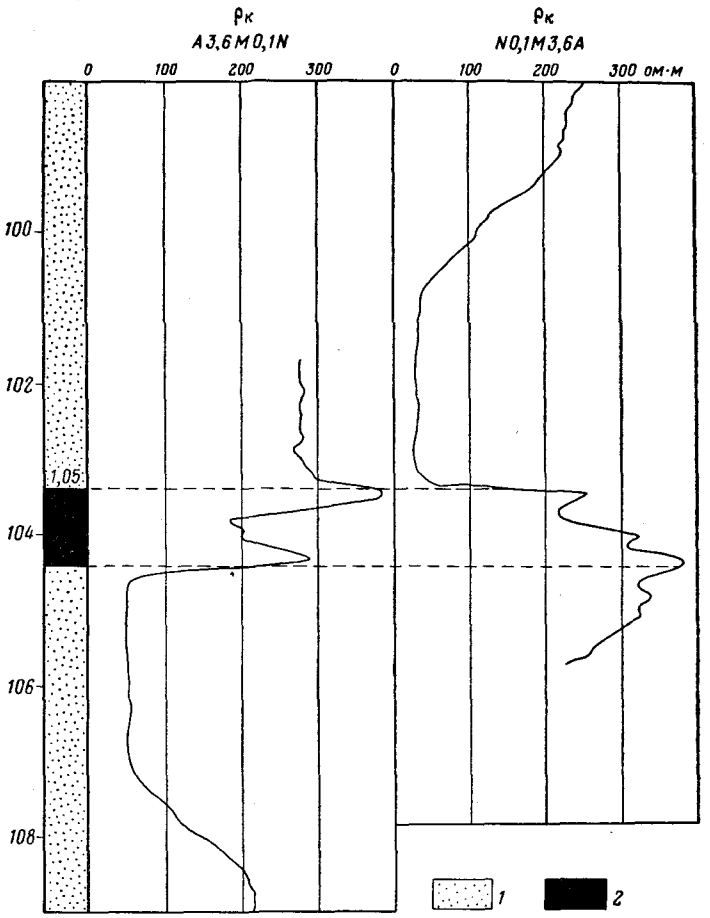


Рис. 41. Конфигурации кривых кажущихся сопротивлений, зарегистрированные последовательным и обращенным градиент-зондами в угольном пласте, залегающем в среде высокого сопротивления (Донбасс, по А. Ф. Михедько)

1 — песчаник; *2* — уголь

зондом, а верхнюю обращенным градиент-зондом (рис. 41). Наличие зон экранного минимума указывает на то, что удельное сопротивление угля и в данном случае значительно превышает удельное сопротивление вмещающей среды, что неотчетливо выражается в соотношениях кажущихся сопротивлений.

Таким образом, при исследовании угольных пластов высокого сопротивления, заключенных в среду также высокого сопротивления, следует пользоваться последовательным и обращенным градиент-зондами большого размера, позволяющими поочередно выявить верхнюю и нижнюю границы пласта. Однако эта методика не во всех условиях эффективна. В отдельных случаях может оказаться, что истинное удельное сопротивление угля и вмещающей среды будет одинаковым, и выделение угольного пласта по методу кажущегося сопротивления при любой измерительной установке невозможно. В таких условиях решение задачи возможно только при комплексном исследовании скважин методами промысловой геофизики.

Два смежных угольных пласта

В практике геофизических исследований скважин часто приходится сталкиваться со случаем двух смежных угольных пластов, разделенных небольшим прослоем аргиллита, алевролита или другой породы низкого сопротивления (рис. 42).

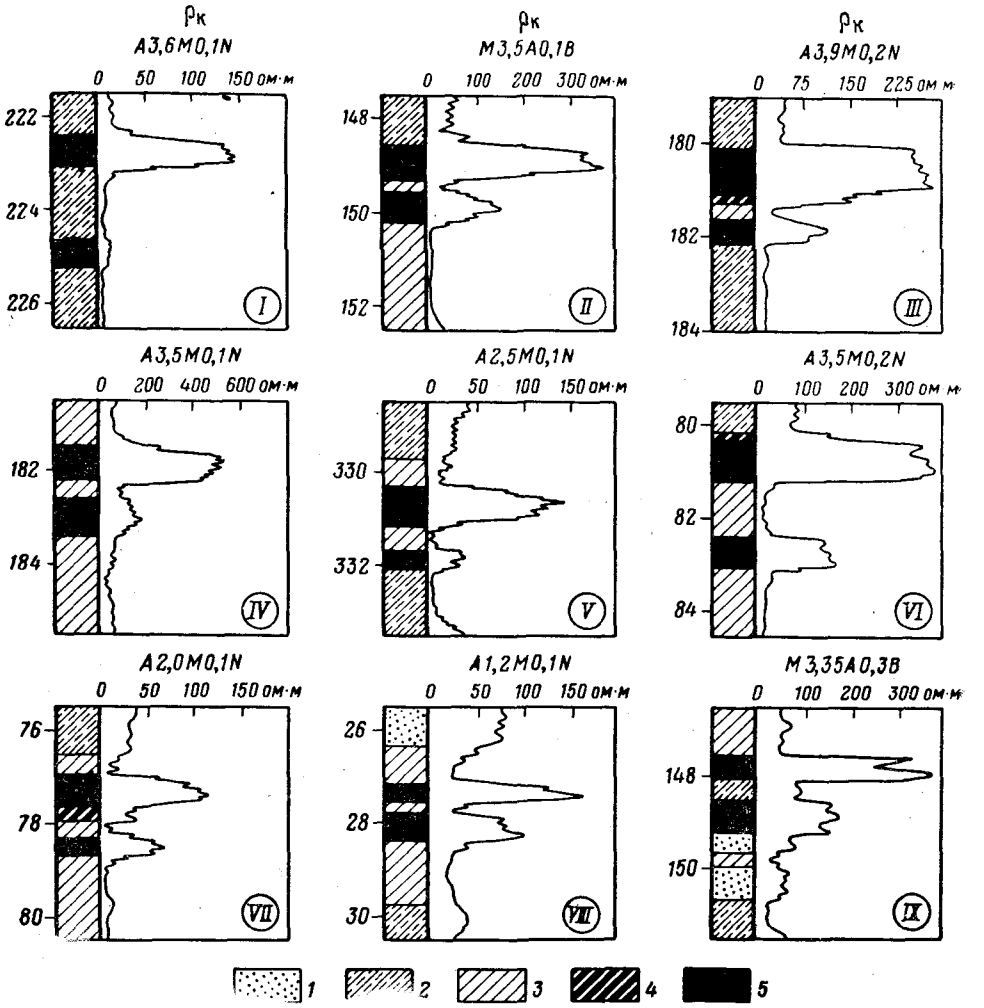


Рис. 42. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные последовательными градиент-зондами на двух смежных угольных пластах в различных бассейнах

I — Донецком; *II* — Печорском; *III* — о. Сахалин; *IV* — Кузнецком; *V* — Львовско-Волынском; *VI* и *VII* — Минусинском; *VIII* — Карагандинском; *IX* — Челябинском

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

Если интервал между пластами значительно превышает размер зонда ($l > \overline{AO} = \overline{MO}$), то можно не учитывать влияние одного пласта на замеряемое кажущееся сопротивление в другом пласте. Если же расстояние между пластами не намного превышает размеры измерительной установки, то в этом случае кажущееся сопротивление нижнего пласта при последовательном градиент-зонде и верхнего — при обращенном градиент-зонде будет несколько выше, чем в случае уединенного пласта.

Однако этим на практике обычно пренебрегают. При потенциал-зонде влияние смежных пластов обычно не наблюдается, так как размеры применяемых зондов невелики (чаще $\overline{AM} = 0{,}10$ *м*).

Если же разделяющий угольные пласты проводящий прослой по мощности меньше размера зонда, то на кривой градиент-зонда один из пластов попадает в депрессию $\rho_к$, созданную другим пластом. При после-

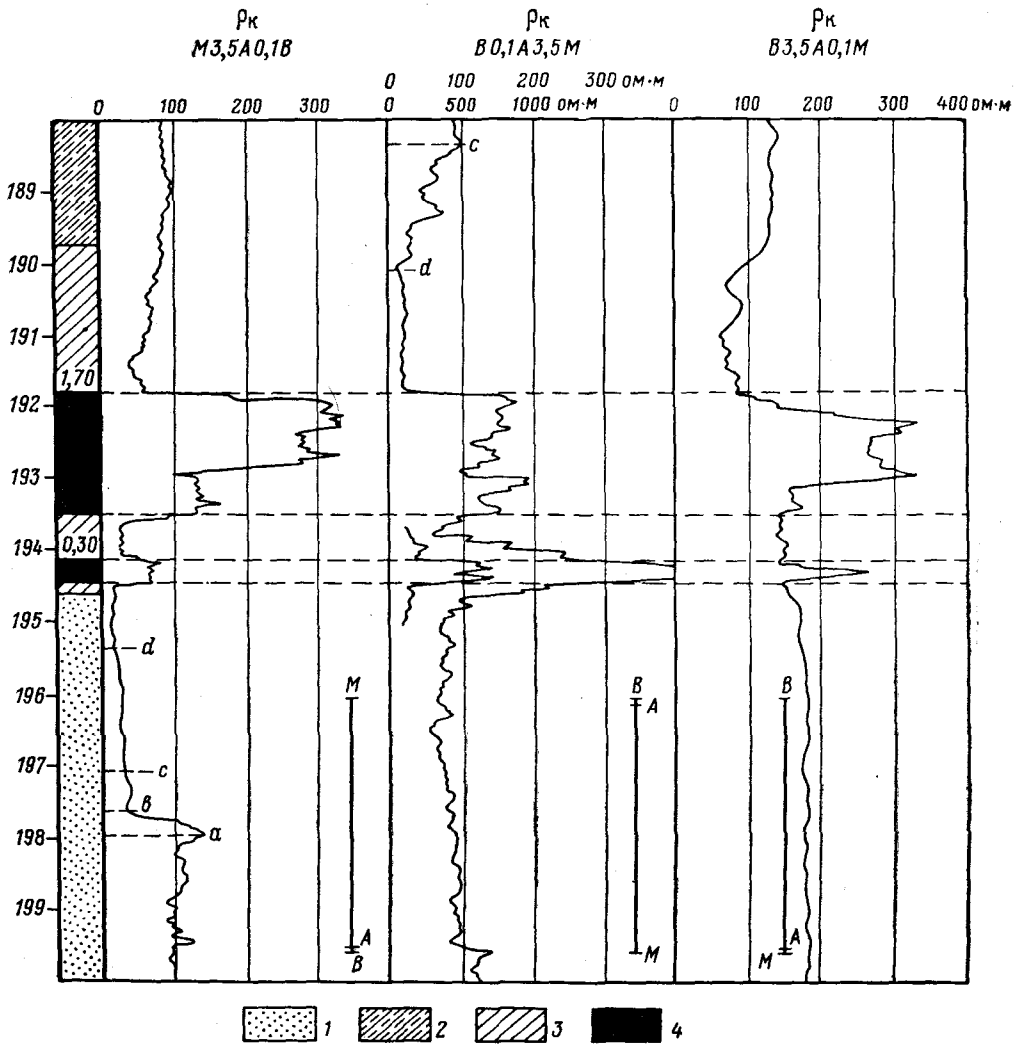


Рис. 43. Исследование двух смежных угольных пластов различными зондами (мощный пласт расположен выше тонкого)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

довательном градиент-зонде нижний пласт перекрывается зоной экранирования вышележащего пласта и отмечается менее четким максимумом сопротивления. По мере сближения пластов величина этого максимума увеличивается, но никогда не достигает значений $\rho_к$ в верхнем пласте. При исследовании с обращенным градиент-зондом, наоборот, верхний пласт перекрывается зоной экранирования подстилающего пласта.

Рассмотрим кривые кажущегося сопротивления для различных случаев с двумя сближенными пластами.

На рис. 43 представлены кривые сопротивления, полученные с тремя различными измерительными установками на двух смежных угольных

пластах, разделенных интервалом аргиллита в 0,6 *м*. На кривой последовательного градиент-зонда отчетливо выделяется пика экранирования *ав*, соответствующая нижнему пласту. Пика экранирования, приуроченная к верхнему пласту, отсутствует, но в зоне экранного минимума имеется незначительное повышение сопротивления на участке *cd*, обусловленное экранированием верхнего пласта. Нижний пласт, попадая в зону экранного минимума верхнего пласта, отмечается незначительным максимумом сопротивления. Верхний пласт не экранируется и проявляется достаточно отчетливо. Изменение сопротивления по разрезу пласта объясняется его неоднородностью.

На кривой обращенного градиент-зонда отчетливо выделяется пика экранирования *cd*, обусловленная верхним пластом; пика экранирования, соответствующая нижнему пласту, не отмечается. Сложная конфигурация пики экранирования верхнего пласта отображает сложную структуру самого пласта. Верхний пласт попадает в депрессию $\rho_к$, созданную экранным эффектом нижнего пласта, и фиксируется небольшой по амплитуде пикой сопротивления. Однако верхний пласт на кривой обращенного градиент-зонда экранируется слабее, чем нижний пласт на кривой последовательного градиент-зонда, что объясняется неодинаковой мощностью этих пластов.

На кривой обращенного градиент-зонда верхний мощный пласт отмечается не как один пласт сложного строения, а как пачка заэкранированных пластов с возрастанием сопротивления от кровли ее к подошве, что затрудняет выяснение структуры пласта. Нижняя часть мощного пласта представлена высокозольным углем (близким к углистому аргиллиту), в связи с чем понижаются кажущиеся сопротивления на кривых последовательного градиент-зонда и потенциал-зонда. Эта же часть пласта представлена повышенным сопротивлением на кривой обращенного градиент-зонда вследствие его асимметрии. Поэтому при изучении структуры смежных пластов следует обращать внимание на характер экранирования и тщательно изучать кривые, полученные зондами различного типа и размера.

Нижний пласт на кривой обращенного градиент-зонда не экранируется и выделяется значительной по амплитуде пикой сопротивления с небольшим прослоем пониженного сопротивления. Последний не выделяется на остальных двух кривых по причине малой его мощности (потенциал-зонд) и экранного эффекта (градиент-зонд).

На кривой потенциал-зонда оба указанных пласта выделяются симметричными пиками сопротивлений, причем конфигурация кривой против мощного пласта отображает его структуру.

Рассмотрим кривые $\rho_к$ последовательного градиент-зонда и потенциал-зонда, полученные в угольных пластах, разделенных небольшим аргиллитовым прослоем мощностью 0,2—0,4 *м* (рис. 44). Такая небольшая мощность аргиллитового прослоя низкого сопротивления оказалась достаточной, чтобы на кривой потенциал-зонда оба пласта отметились как два обособленных с максимумами сопротивления, приуроченными к середине этих пластов. На кривой последовательного градиент-зонда, наоборот, оба пласта фиксируются по правилу одного мощного пласта, включающего в себя прослой низкого сопротивления.

На обеих кривых нижний пласт не создает заметного явления экранирования, характерного для такого же одиночного пласта, и сам этот пласт не экранируется вышележащим пластом. На полученных кривых в подошве нижнего пласта наблюдается максимум, а в кровле верхнего — минимум сопротивления, что характерно для одиночного пласта с мощностью, равной сумме мощностей обоих пластов и разделяющего их аргиллитового прослоя. Правда, аргиллитовый прослой в пласте, выделяющийся зоной минимума, вносит некоторое изменение в конфигурацию кривой, а именно: в данном случае не происходит резкого снижения

значений $\rho_к$ в пласте вблизи кровли его, как это имеет место в случае одиночного и однородного пласта такой же мощности.

Сравнивая разобранные графики для двух смежных пластов высокого сопротивления, можно сделать следующие выводы.

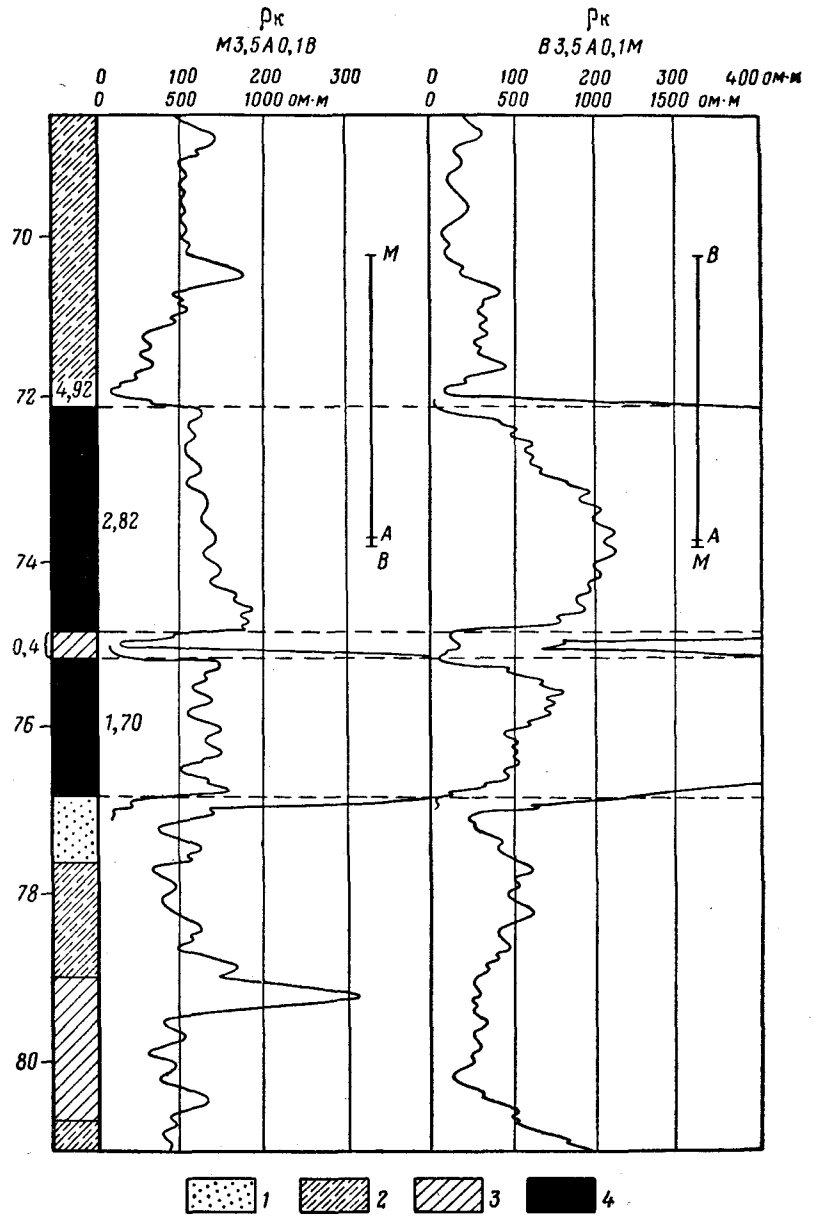


Рис. 44. Кривые кажущихся сопротивлений, зарегистрированные градиент-зондом и потенциал-зондом в мощном угольном пласте, разделенном аргиллитовым прослоем

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

1. Исследование однородных тонких пластов следует проводить двумя градиент-зондами — последовательным и обращенным — и при сложной структуре дополнять потенциал-зондом. При этом интерпретация структуры пласта по заэкранированным пикам сопротивления не должна проводиться.

2. Из двух смежных тонких пластов высокого сопротивления с различными мощностями при соответствующем типе градиент-зонда сильнее экранируется пласт меньшей мощности. Если мощность одного пласта больше размера зонда, а другого — меньше, и расстояние между ними меньше размера зонда, то наименьшее искажение в кривых сопротивления будет при исследовании тем типом градиент-зонда, при котором тонкий пласт расположен со стороны удаленного электрода. Такие пласты должны дополнительно исследоваться потенциал-зондом.

3. По мере сближения пластов величина максимума кажущегося сопротивления против заэкранированного пласта увеличивается и, когда разделяющий прослой приближается по мощности к величине разноса сближенных электродов, оба пласта отбиваются градиент-зондом по закону одного пласта с проводящим прослоем, выделяющимся минимумом $\rho_к$ на фоне общей пики сопротивления. С этой точки зрения в ряде случаев целесообразно увеличивать размер градиент-зонда так, чтобы он превышал суммарную мощность исследуемых двух угольных пластов и разделяющего их интервала.

4. При интервале между пластами, большем размера зонда, практически можно рассматривать пласты как уединенные. Из этих соображений в ряде конкретных случаев целесообразно уменьшить размер градиент-зонда так, чтобы он был меньше разделяющего пласты интервала, но в то же время превышал бы мощность каждого пласта в отдельности. Однако при этом надо иметь в виду, что если расстояние между серединами тонких пластов равно или незначительно превышает размер зонда, то кажущееся сопротивление против пласта, расположенного со стороны сближенных электродов, возрастает вследствие увеличения плотности тока в зоне сближенных измерительных электродов, так как пласт, расположенный со стороны удаленного токового электрода, препятствует распространению тока в сторону этого пласта. Кажущееся сопротивление против тонкого пласта (из двух смежных), расположенного со стороны удаленного электрода, мало изменяется по сравнению с $\rho_к$ против такого же уединенного пласта, и практически это можно не учитывать.

5. Исследование мощных пластов как двух смежных, так и уединенных, должно проводиться потенциал-зондом. Дополнительно могут применяться градиент-зонды с увеличенными размерами, превышающими мощности пластов.

Пачка тонких угольных пластов

Пачкой тонких пластов будем называть группу пластов с мощностью от нескольких сантиметров до 1 *м* каждый, причем интервал между этими пластами изменяется от нескольких сантиметров до размеров стандартного зонда. Такие пачки тонких угольных пластов весьма часто встречаются в разрезах угольных месторождений (рис. 45). Форма кривых кажущегося сопротивления в пачках пластов весьма разнообразна в зависимости от сочетаний пластов, их мощностей, разделяющих пропластков, типов и размеров зондов. Рассмотрим наиболее характерные конфигурации кривых $\rho_к$ в пачках тонких пластов.

На рис. 46 показана пачка, состоящая из одного рабочего и десяти тонких пластов. При исследовании последовательным градиент-зондом, по мере продвижения его снизу вверх, кажущееся сопротивление пластов от *XI* до *VII* увеличивается, так как каждый из них экранируется вышележащим по разрезу пластом. Получается многократное перекрытие эффектами экранирования отдельных пластов, вследствие чего кажущееся сопротивление этой группы пластов увеличивается от подошвы к кровле, т. е. противоположно тому, что наблюдается в случае одиночных однородных пластов для данной измерительной установки.

Пласт *VII* экранируется пластами *VI* и *V*, но в то же время он оказывается на месте пики экранирования пласта *IV*, вследствие чего его

кажущееся сопротивление почти не падает. Пласты *VI* и *V* заэкранированы пластом *IV* и потому слабо выражены на кривой. Пласт *IV* должен был экранироваться пластом *III*, но этого не происходит, так как пласт *II*, а отчасти и пласт *I* препятствуют распространению тока кверху,

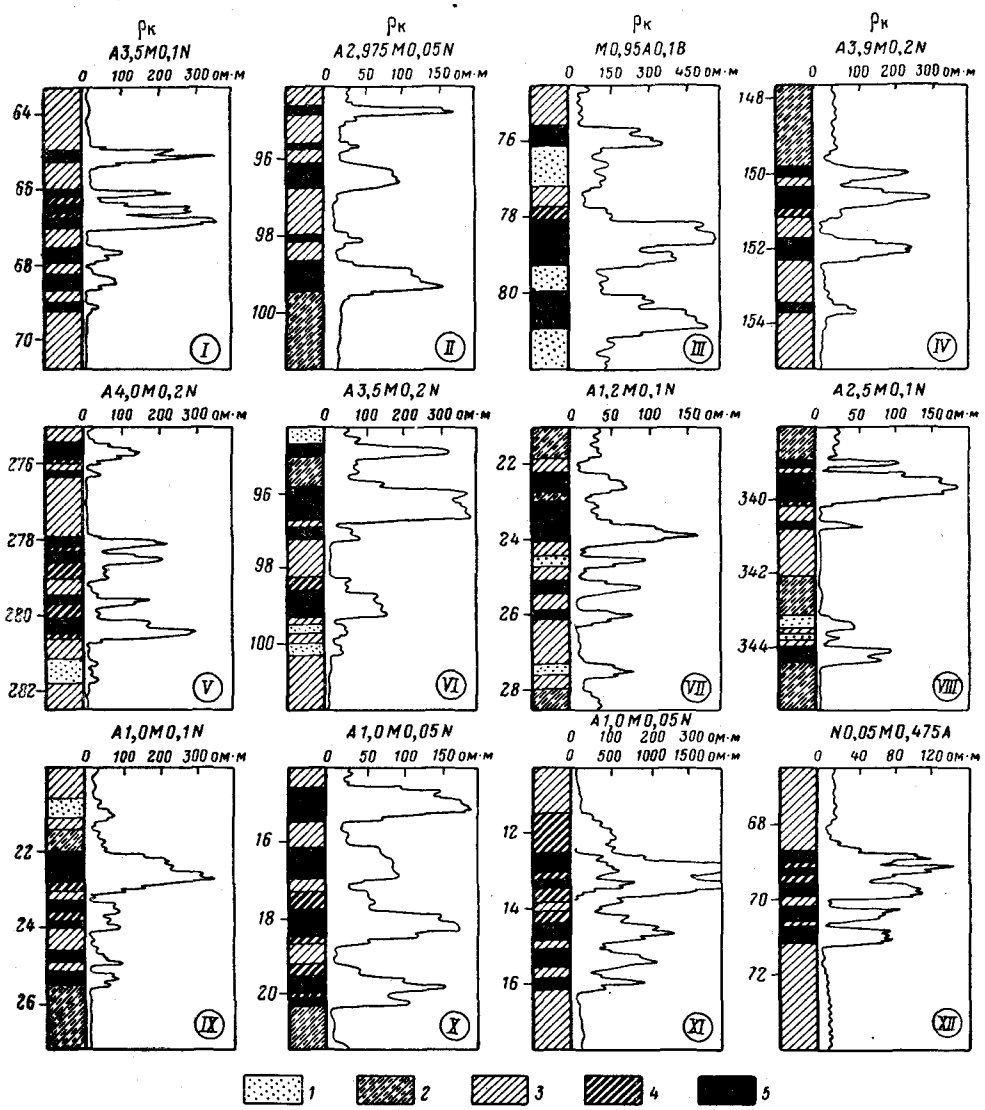


Рис. 45. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные с градиент-зондами в пачках угольных пластов различных бассейнов

I — Печорского; *II* — Кузнецкого; *III* — Дальнего Востока; *IV* и *V* — острова Сахалин; *VI* — Минусинского; *VII* — Карагандинского; *VIII* — Львовско-Волынского; *IX* — Забайкалья; *X* и *XI* — Иркутского; *XII* — Урала

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

когда токовый электрод находится между пластами *II* и *III*, а измерительные электроды в пласте *IV*, что и не приводит к уменьшению плотности тока в зоне измерительных электродов в этот момент. Пласты *III* и *II* заэкранированы пластом *I*. Пласт *I*, сложный по строению, отбивается не как один пласт, а как группа из трех прослоев, так как нижняя часть пласта экранируется верхней его частью.

При исследовании этой пачки обращенным градиент-зондом пласты от *XI* до *VII* многократно экранируются каждым последующим ниже-

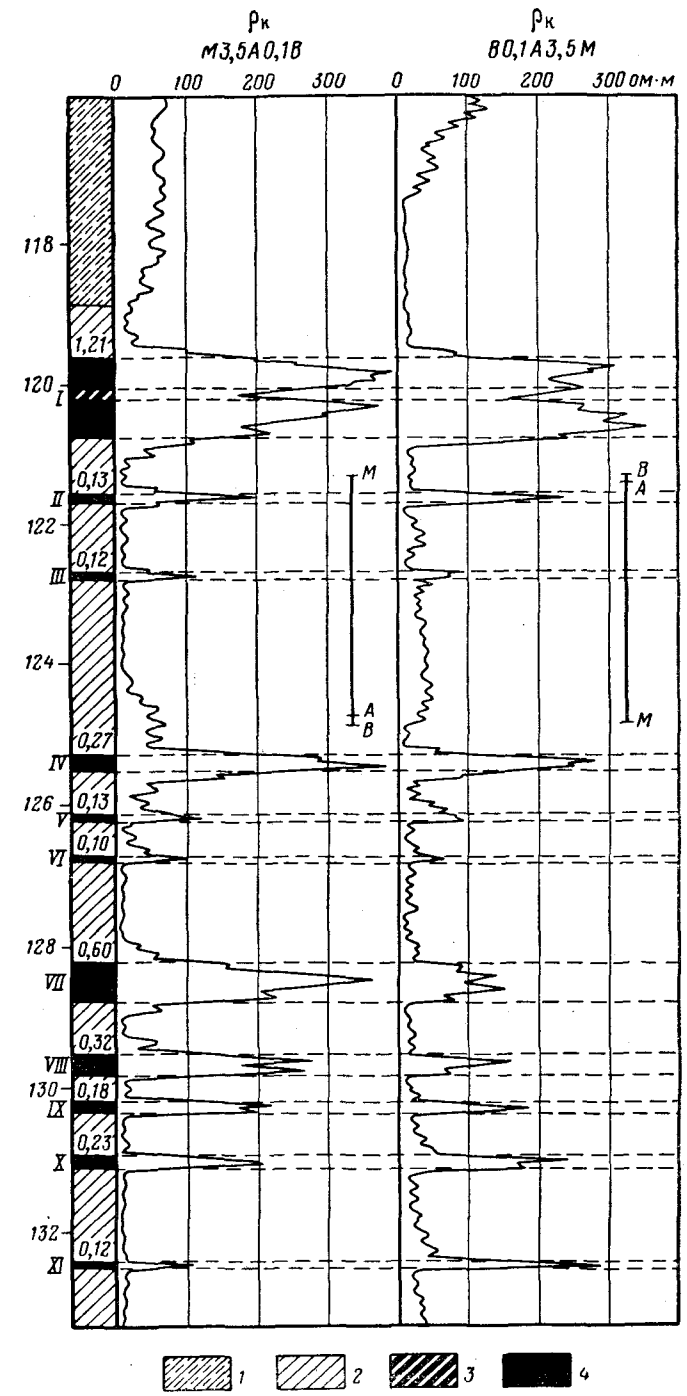


Рис. 46. Исследование пачки тонких угольных пластов последовательным и обращенным градиент-зондами

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

лежащим пластом, вследствие чего кажущееся сопротивление каждого пласта в этой группе уменьшается по направлению от подошвы к кровле, т. е. для данной группы пластов кривая $\rho_к$ при обращенном градиент-зонде имеет вид, обратный кривой сопротивления последовательного градиент-зонда. Тонкие пласты *VI* и *V* попадают в зону экранного минимума пласта *VII* и поэтому слабо выделяются на кривой, а пласт *IV* выделяется отчетливой пикой сопротивления, так как он совмещается с пикой экранирования от пласта *VII* (повышающее экранирование) и этим самым как бы компенсируется некоторая часть экранирующего действия от пластов *VI* и *V*.

Следовательно, для группы пластов *VI*, *V* и *IV* при исследовании, в данном случае двумя типами градиент-зондов, оказываются приблизительно сходные условия для того и другого зонда, и по этой причине получаются сходные кривые сопротивления, несмотря на разные типы градиент-зондов. Пласт *III* на кривой $\rho_к$ обращенного зонда экранируется пластом *IV* и выделяется неотчетливо. На величину $\rho_к$ против пластов *II* и *I* действует понижающее экранирование от пласта *III* и повышающее от пласта *IV*, вследствие чего кажущееся сопротивление против этих пластов почти не понижается. По этой же причине форма кривой $\rho_к$ для группы пластов *III*, *II* и *I* обращенного градиент-зонда почти совпадает с формой кривой $\rho_к$ для последовательного градиент-зонда.

Таким образом, в пачке тонких угольных пластов форма кривой обращенного градиент-зонда не всегда является зеркальным отображением кривой $\rho_к$ последовательного зонда. Это зависит прежде всего от мощности пластов и характера их сочетания, а также от размера зонда.

На рис. 47 показаны кривые $\rho_к$, полученные тремя измерительными установками на пачке угольных пластов. Особенность этой пачки состоит в том, что вблизи подошвы ее находится песчаник высокого сопротивления, а вблизи кровли — песчаник повышенного сопротивления. На кривой последовательного градиент-зонда нижние пласты *V* и *IV* слабо экранируются и вся пачка фиксируется отчетливо. Выделяется пика экранирования, обусловленная пластом *V*, и слабо выражена пика экранирования, приуроченная к пласту *IV*. На кривой обращенного градиент-зонда отмечаются только два нижних пласта, а на месте пластов *III*, *II* и *I* имеется едва заметное повышение сопротивления, которое при отсутствии других диаграмм не может быть интерпретировано как угольный пласт. Однако общая мощность этой группы пластов выделяется общей пикой экранирования. Также выделяется пикой экранирования и пласт *IV*. На кривой потенциал-зонда выделяются небольшими по амплитуде пиками все пласты пачки, кроме пласта *III*, по причине его малой мощности. Таким образом, наилучшее разграничение пачки пластов в данном случае дает последовательный градиент-зонд.

На рис. 48 представлены кривые $\rho_к$ для пачки весьма сближенных тонких пластов. На кривых последовательного и обращенного градиент-зондов выделяется вся совокупность пачки, причем на первой кривой более отчетливо выделяются пласты в кровле пачки, а на второй кривой — в подошве пачки — эти кривые дополняют друг друга. На кривой потенциал-зонда отдельные тонкие пропластки не отмечаются. Таким образом, наиболее отчетливо структура данной пачки определяется градиент-зондами.

На рис. 49 показаны кривые $\rho_к$ в пачке сближенных пластов, общей мощностью равной размеру градиент-зонда. Пачка отмечается как одиночный пласт сложного строения (без экранирования); на кривой $\rho_к$ потенциал-зонда все пласты выделяются раздельно.

Из разбора приведенных кривых видно, что при исследовании пачек угольных пластов градиент-зондами наблюдаются следующие закономерности.

1. Если расстояние между пластами близко к разносу между сближенными электродами и мощность всей пачки пластов меньше размера зонда, то такая пачка чаще всего отмечается как один пласт сложной структуры. Отдельные пропластки выделяются пиками высокого сопротивления.

2. При значительном расстоянии между пластами и мощности всей пачки, меньшей размеров зонда, все пласты проявляются отдельными

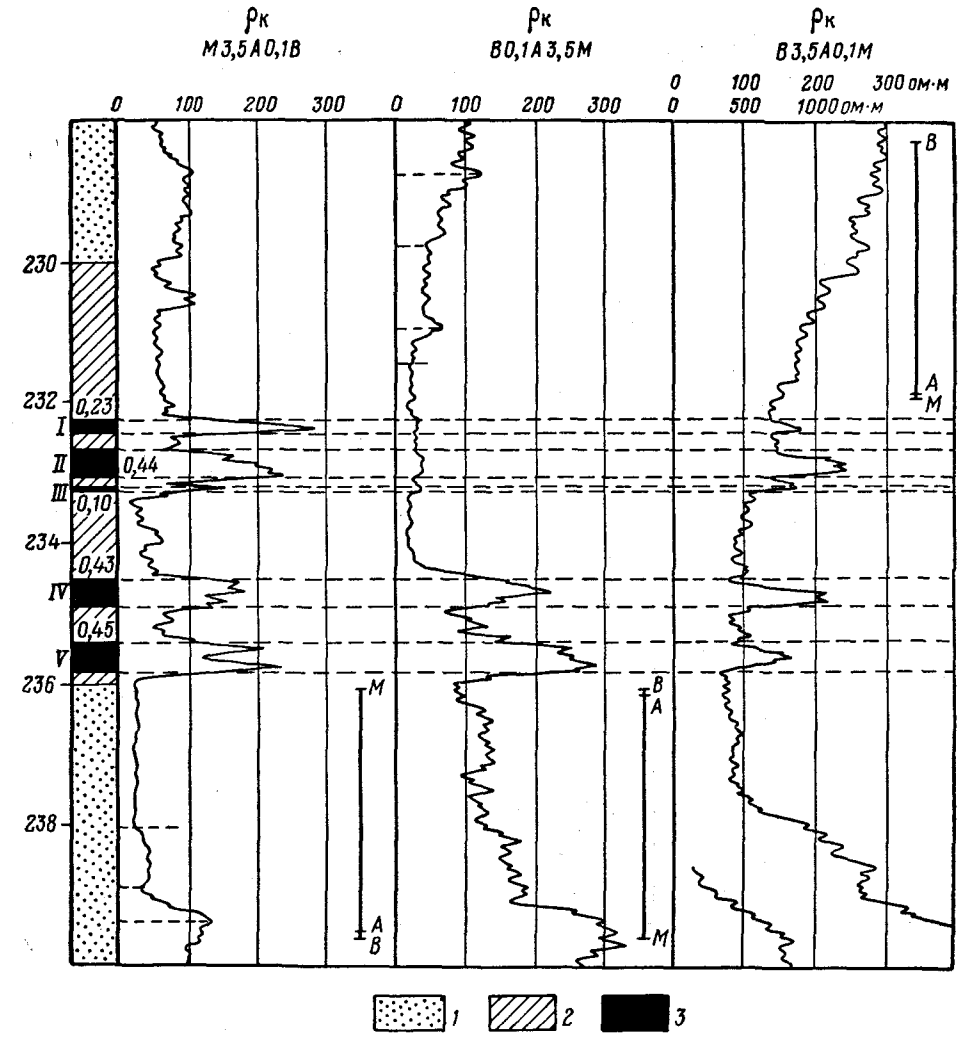


Рис. 47. Исследование пачки тонких угольных пластов различными зондами
1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — уголь

пиками, как и в случае уединенных пластов, с той лишь разницей, что кажущееся сопротивление каждого уменьшается по сравнению с соседним пластом в направлении от удаленного электрода к сближенным, т. е. форма кривой $\rho_к$ для пачки пластов имеет обратный характер по отношению к кривой $\rho_к$ для одиночного пласта. В этом случае кривые $\rho_к$, зарегистрированные последовательным и обращенным градиент-зондами, дополняют друг друга.

3. Если в пачке пластов с мощностью, не превышающей размер зонда, отдельные пласты объединяются в сближенные группы, то при наличии неоднородности вмещающих пород вблизи подошвы и кровли пачки отдельные заэкранированные группы пластов в пачке могут не

фиксироваться. В этом случае лишь комплексное использование последовательного и обращенного градиент- и потенциал-зондов позволяет выделить все пласты в пачке.

4. При мощности пачки, превышающей длину зонда, могут сочетаться все три отмеченных выше случая для отдельных частей пачки. Кроме того, в отдельных частях такой пачки ход кривой $\rho_к$ для последовательного и обращенного градиент-зондов может быть идентичен.

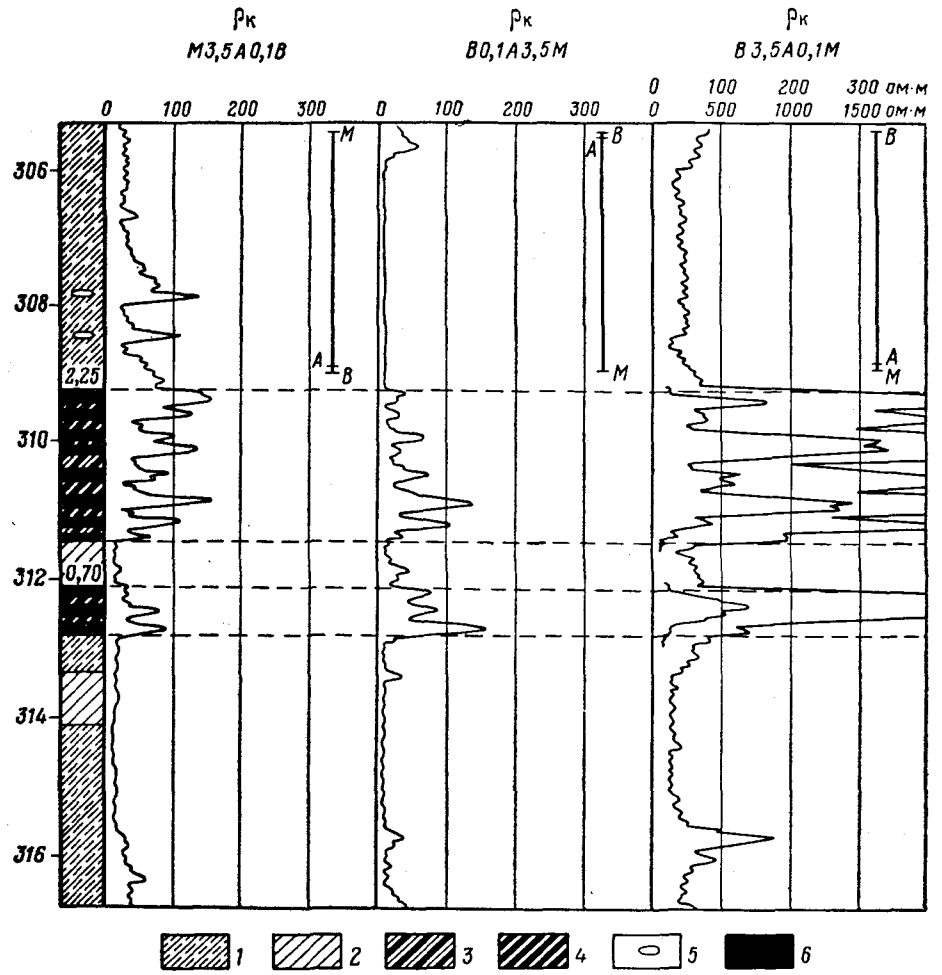


Рис. 48. Диаграммы кажущихся сопротивлений для пачки тонких угольных пластов, зарегистрированных различными зондами

$\rho_р = 65$ *ом · м*; $d_н = 91$ *мм*; $\alpha = 12°$

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углисто-глинистый аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — конкреция; *6* — уголь

5. Для исследования пачек тонких пластов с большой общей мощностью целесообразно применять последовательный и обращенный градиент-зонды различных размеров.

Применение потенциал-зонда для исследования пачек тонких пластов следует считать обязательным. Размер применяемого потенциал-зонда обычно мал (чаще $\overline{AM} = 0{,}10$ *м*). Кривая $\rho_к$, полученная с этим зондом, обычно не искажена влиянием соседних пластов, если расстояние между ними превышает размер зонда и, следовательно, почти все пласты в пачке

выделяются по закону одиночного пласта. Пласты с мощностью, равной или меньшей размера потенциал-зонда, выделяются на кривой $\rho_к$ зонами незначительных минимумов. Путем сопоставления кривых кажущихся

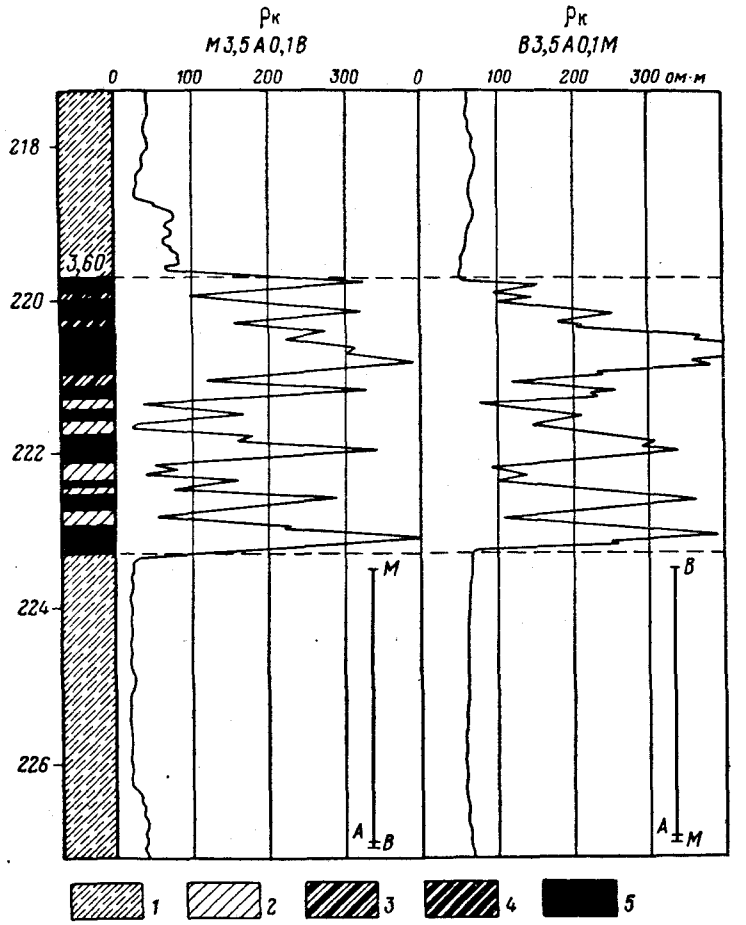


Рис. 49. Исследование пачки тонких угольных пластов последовательным градиент-зондом и потенциал-зондом

$\rho_р = 15$ *ом · м*; $d_н = 89$ *мм*: $\alpha = 7°$

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углисто-глинистый аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

сопротивлений потенциал-зонда и последовательного и обращенного градиент-зондов имеется возможность выделить всю совокупность тонких пластов в пачке.

Пачка средних и тонких угольных пластов

Пачкой средних пластов будем называть частое чередование пластов мощностью от 1 до 3 *м*. Общая мощность такой пачки обычно превышает размеры стандартного зонда.

Конфигурации кривых сопротивлений в пачках угольных пластов малой и средней мощности весьма разнообразны и зависят, главным образом, от размеров и типов зондов, а также от различных сочетаний расположения пластов, их мощностей и величин межпластовых интервалов (рис. 50).

На рис. 51 представлены кривые $\rho_к$ для трех угольных пластов примерно одинаковой мощности, разделенных небольшими аргиллито-

выми прослоями. Общая мощность пачки составляет 5,4 *м*. На кривой последовательного градиент-зонда отчетливо отмечаются обе границы пласта *I* и подошвы пласта *III*. Кровли пластов *II* и *III* фиксируются плохо вследствие экранирования пластом *I*. Пласт *III* дает отчетливую

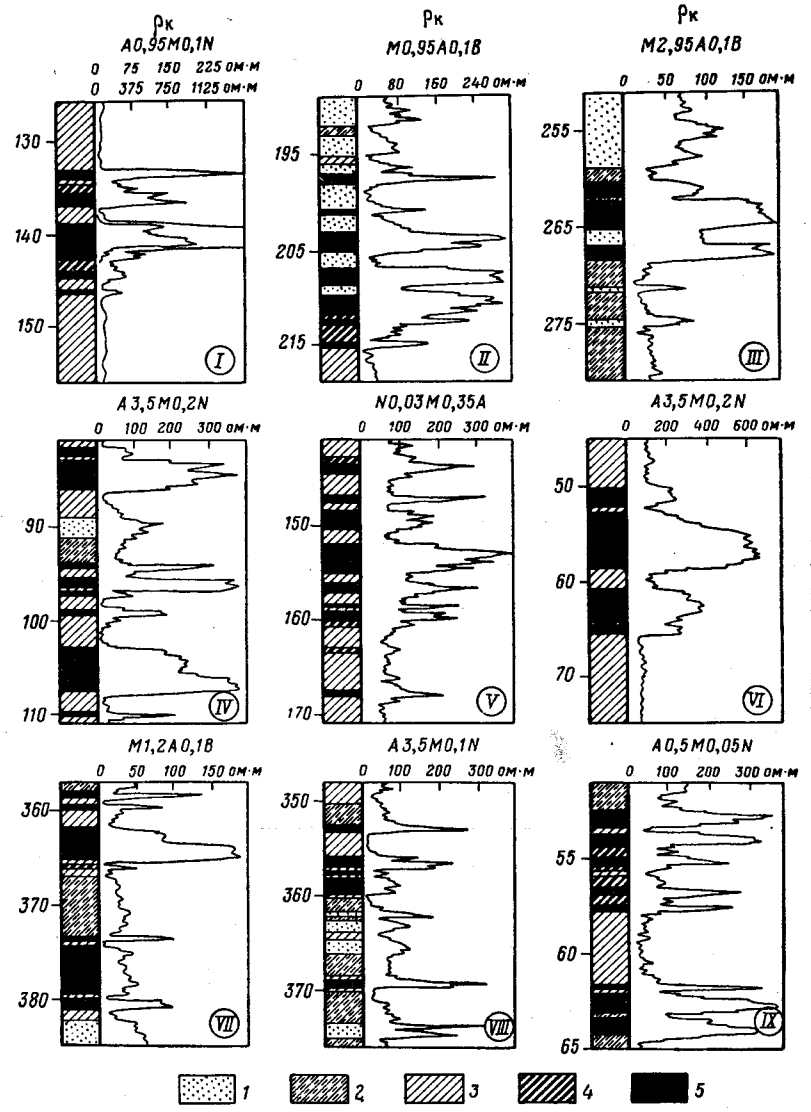


Рис. 50. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные градиент-зондами в пачках угольных пластов различных бассейнов

I — о. Сахалин; *II* — Дальнего Востока; *III* — Забайкалья; *IV* — Минусинского; *V* — Средней Азии; *VI* — Кузнецкого; *VII* — Карагандинского; *VIII* — Печорского; *IX* — Иркутского
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

зону экранирования, по которой может быть определена его мощность. На кривой обращенного градиент-зонда отчетливо выделяются обе границы пласта *III* и кровля пласта *I*. Подошвы пластов *I* и *II* не отбиваются четко, так как заэкранированы пластом *III*. Кривые последовательного и обращенного градиент-зондов дополняют друг друга, но плохо выделяют средний пласт, который четко фиксируется на кривой потенциал-зонда.

На рис. 52 кривая $\rho_к$ последовательного градиент-зонда выделяет всю совокупность пластов в пачке. При этом пики пластов *VII* и *V* оказываются незаэкранированными. Это происходит потому, что при нахождении измерительных электродов *MN* (*AB*) в пласте *VII* токовый электрод *A* (*M*) вступает в пласт *II*, вследствие чего не происходит умень-

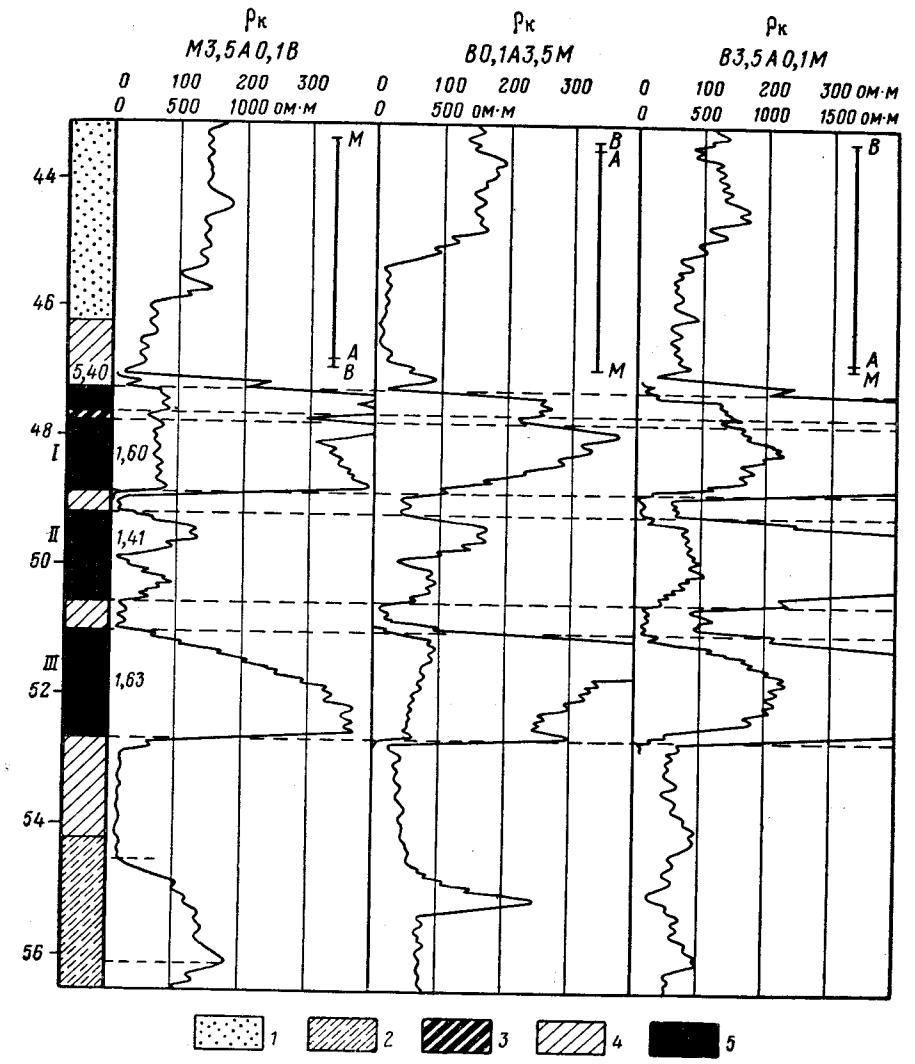


Рис. 51. Конфигурации кривых кажущихся сопротивлений для пачки угольных пластов средних мощностей, исследованной различными зондами

$\varrho_р = 27$ *ом · м*; $d_н = 85$ *мм*; $\alpha = 20°$
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — углистый аргиллит; *4* — аргиллит; *5* — уголь

шения плотности тока в зоне измерительных электродов, и пласт *VII* отбивается без искажений. Пласт *VI* экранируется потому, что в момент прохождения через него измерительных электродов токовый электрод оказывается в проводящем прослое между пластами *I* и *II*. Пласт *V* не экранируется по той же причине, что и пласт *VII*, с той лишь разницей, что электрод *A* (*M*) вступает уже в пласт *I*, когда измерительные электроды *MN* (*AB*) находятся в пласте *V*. Пласты *IV* и *III* попадают в зону экранирования пласта *I*. На кривой потенциал-зонда пласты *I* и *II* отмечаются общей пикой с депрессией посередине, соответствующей проводя-

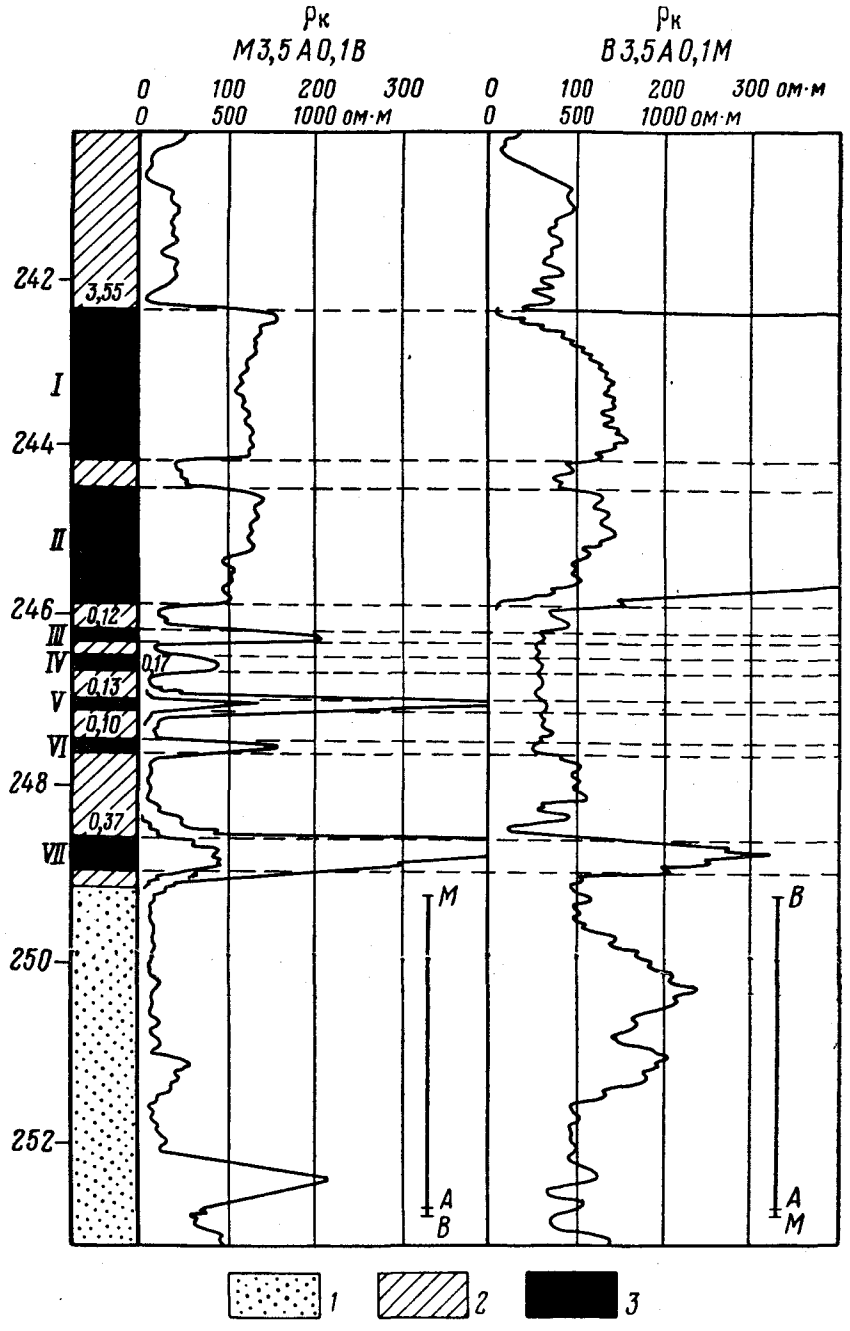


Рис. 52. Пример исследования пачки средних и тонких угольных пластов градиент- и потенциал-зондами

$\varrho_р = 24$ *ом · м*; $d_н = 75$ *мм*; $\alpha = 18°$

1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — уголь

щему прослою. Тонкие пласты *III*, *IV*, *V* и *VI* совсем не выделяются из-за их малой мощности.

Из анализа приведенных кривых следует, что пачки угольных пластов со средней и малой мощностью необходимо исследовать тремя установками: последовательным и обращенным градиент-зондами и сопряженным с одним из них потенциал-зондом. В ряде случаев целесообразно изменять градиент-зонды в сторону уменьшения или увеличения их размера.

Исследование угольного пласта вблизи обсадной колонны

Обсаженный колонной участок скважины выделяется на диаграммах $\varrho_к$ зоной нулевых значений сопротивлений. Вблизи башмака обсадной колонны возникают аномалии кажущихся сопротивлений, обусловленные влиянием проводящей колонны. Конфигурация кривой $\varrho_к$ вблизи колонны искажается в различной степени в зависимости от типа и размера зонда [84], что затрудняет выделение угольных пластов, находящихся вблизи обсаженного участка скважины. Этот участок должен исследоваться тем зондом (обычно обращенным), для которого искажения, вызываемые колонной, минимальны.

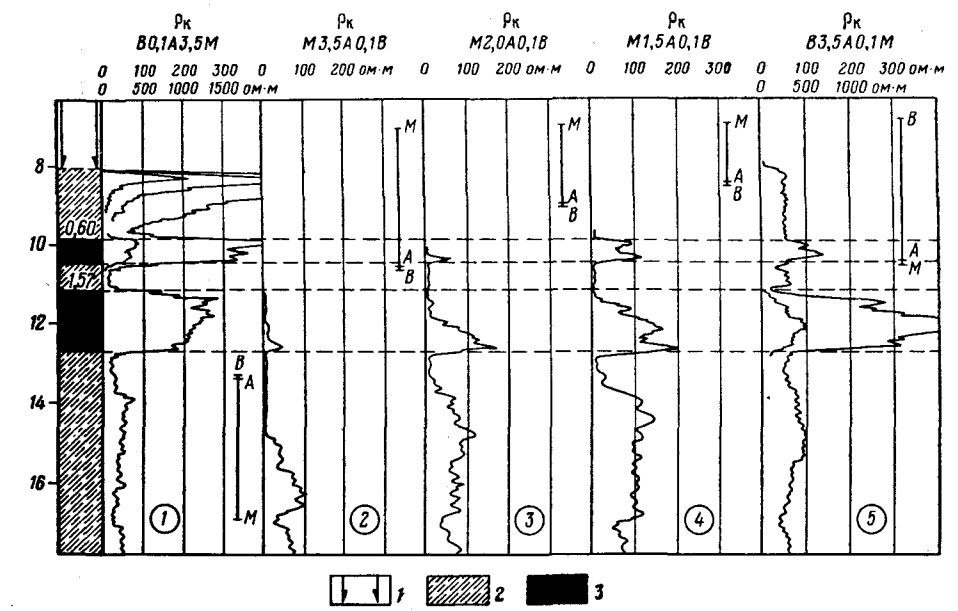


Рис. 53. Исследование двух смежных угольных пластов вблизи обсадной колонны различными зондами

$\varrho_р = 15$ *ом · м*; $d_н = 91$ *мм*; $\alpha = 12°$

1 — башмак обсадной колонны; *2* — алевролит; *3* — уголь

Рассмотрим кривые кажущегося сопротивления, полученные для двух угольных пластов, расположенных вблизи башмака обсадной колонны (рис. 53). На кривой последовательного градиент-зонда с $L = 3{,}55$ *м* (*M*3,5*A*0,1*B*; кривая *2*) оба пласта совершенно не отмечаются, выделяется только пика экранирования, обусловленная нижним пластом. С уменьшением размера последовательного градиент-зонда уменьшается интервал, на котором сказывается влияние колонны (кривые *3* и *4*). При длине зонда 1,55 *м* проявляется верхний пласт, хотя на нем еще и сказывается влияние колонны. На кривой обращенного потенциал-зонда отмечаются оба пласта, но наиболее отчетливо они фиксируются на кривой $\varrho_к$ обращенного градиент-зонда, где влияние колонны практически не сказывается (кривая *1*).

Угольный пласт, расположенный над оборвавшимся отрезком колонны, четко выделяется на кривой $\varrho_к$ последовательного градиент-зонда, на которой влияние трубы практически не сказывается (рис. 54). Применение обращенного градиент-зонда в данном случае было бы нецелесообразным.

В случае исследования угольных пластов вблизи колонковой трубы, оставленной в скважине (рис. 55), все пласты отмечаются достаточно

четко, что объясняется небольшой длиной трубы, в незначительной степени искажающей электрическое поле электрода A (M). Длина трубы четко определяется точками максимумов $\rho_к$ и равна расстоянию между этими точками, уменьшенному на величину интервала $\overline{MN}$.

На рис. 56 приведен угольный пласт, расположенный на расстоянии 1,5 *м* ниже длинной обсадной колонны и полностью заэкранированный последней на кривой последовательного градиент-зонда. Башмак колонны отмечается незначительным максимумом сопротивления, что объясняется относительно большой длиной колонны. На кривой обращенного градиент-зонда пласты и башмак колонны четко выделяются максимумами $\rho_к$.

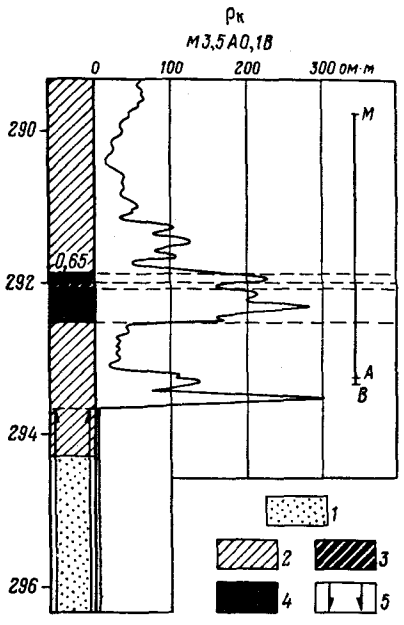


Рис. 54. Исследование угольного пласта, расположенного над обрезком обсадной колонны

$\rho_р = 48$ *ом · м*; $d_н = 91$ *мм*; $\alpha = 9°$

1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь; *5* — башмак обсадной колонны

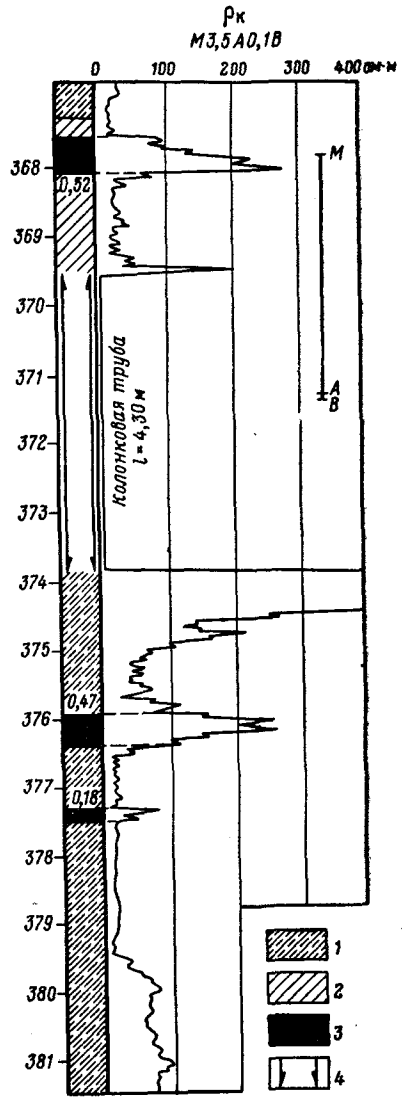


Рис. 55. Аномалии на диаграмме кажущегося сопротивления, обусловленные металлической трубой

$\rho_р = 19$ *ом · м*; $d_н = 75$ *мм*; $\alpha = 30°$

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь; *4* — башмак обсадной колонны

Из анализа разобранных случаев следует, что при расположении угольного пласта ниже обсадной трубы исследование следует производить обращенным градиент-зондом, а при расположении его выше обсадной трубы — последовательным градиент-зондом. При изучении пачек пластов, находящихся вблизи от колонны, целесообразно в ряде случаев применять градиент-зонды различных размеров. Во всех случаях исследования пластов вблизи обсадной колонны и особенно при наличии пластов мощностью более 1 *м* рекомендуется дополнительно применять обращенный потенциал-зонд.

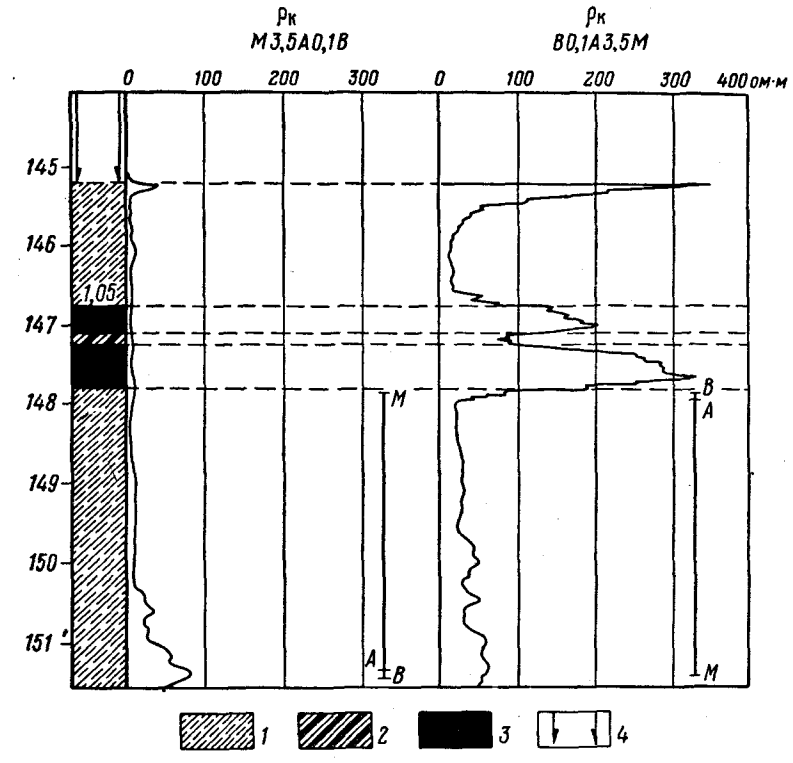


Рис. 56. Кривые кажущихся сопротивлений последовательного и обращенного градиент-зондов для угольного пласта

$\rho_р = 25$ *ом · м*; $d_н = 91$ *мм*; $\alpha = 9°$

1 — алевролит; *2* — глинисто-углистый аргиллит; *3* — уголь; *4* — башмак обсадной колонны

Угли относительно низкого сопротивления

К категории углей относительно низкого удельного сопротивления относятся бурые угли с низкой степенью углефикации и высокой зольностью, а также большинство тощих каменных углей.

Для исследования методом кажущихся сопротивлений угольных пластов невысокого сопротивления не требуется применения различных модификаций зондов, как это, например, рекомендуется при изучении угольных пластов высокого сопротивления. В данном случае зонды малых и больших размеров дают одинаковые результаты: угли среди вмещающих пород непосредственно не выделяются (рис. 57).

Выделение в разрезе скважины угольных пластов невысокого сопротивления по диаграммам $\rho_к$ возможно лишь косвенным путем, на основании сопоставления диаграмм кажущихся сопротивлений исследуемой скважины с аналогичными диаграммами соседних скважин с известным разрезом, или лучше использовать для этой цели другие методы исследования, например, метод рассеянного гамма-излучения.

После того, как будут выделены участки вероятного расположения угольного пласта, во многих случаях по детализационным диаграммам можно определить мощность пласта, так как обычно границы пласта все же удается отметить. Если угольный пласт залегает в глинах (см. рис. 57, *I*, *II*, *IV*, *VII*), то он выделяется некоторым

повышением сопротивления, а если в песчаниках — то понижением (рис. 58). Аналогичные диаграммы кажущегося сопротивления наблюдаются против тощих каменных углей с высокой степенью углефикации (рис. 59). Различие состоит только в том, что абсолютные сопротивления тощих углей и вмещающих их пород соответственно выше, чем бурых

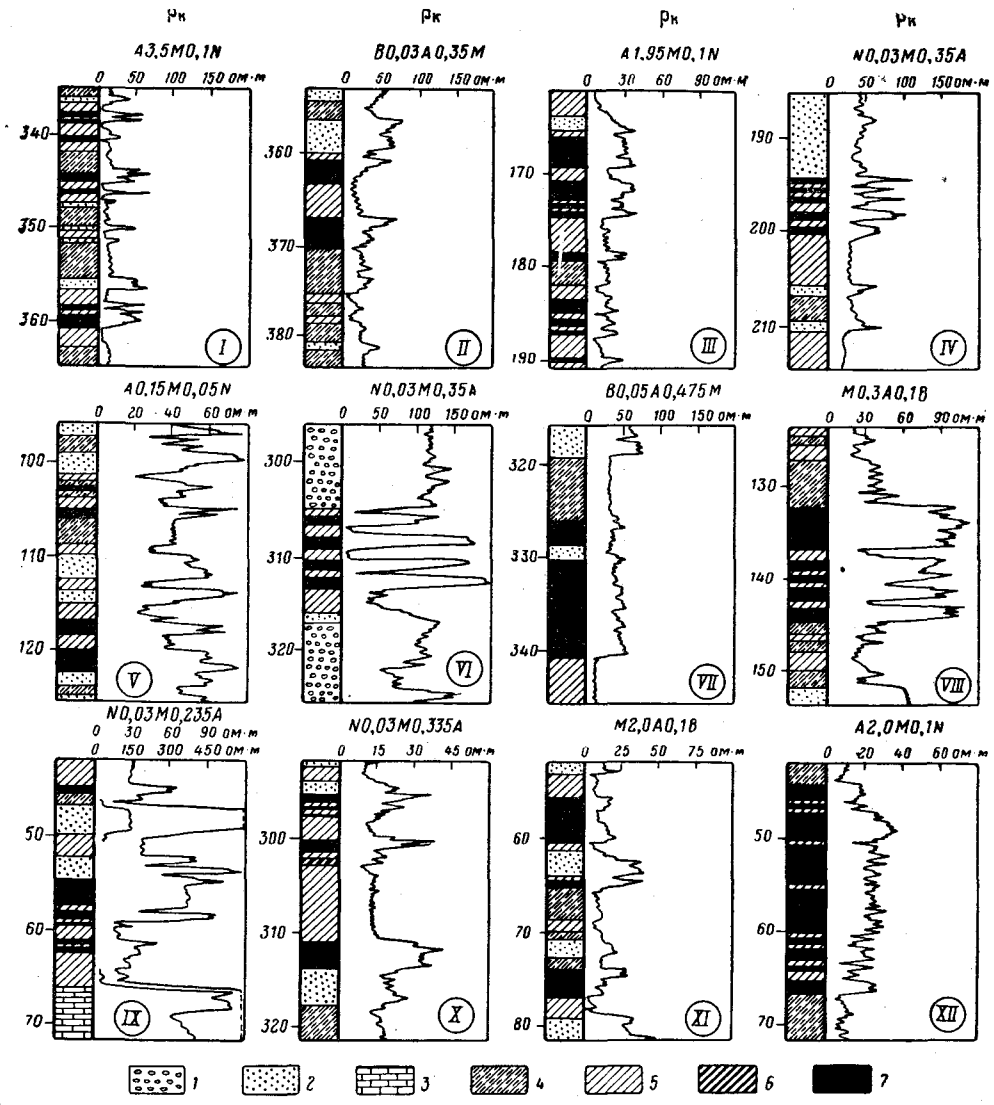


Рис. 57. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные градиент-зондами в пластах бурых углей различных бассейнов

I — Печорского, *II* — Средней Азии, *III* — Кавказа, *IV* — Средней Азии, *V* — Дальнего Востока, *VI* — Средней Азии, *VII* — Средней Азии, *VIII* — Угловского, *IX* — Подмосковного, *X* — Урала, *XI* — Забайкалья, *XII* — Забайкалья

1 — конгломерат, *2* — песчаник, *3* — известняк, *4* — алевролит, *5* — аргиллит, *6* — углистый аргиллит, *7* — уголь

углей и пород, в которых залегают последние. Поэтому диаграммы $\rho_к$ на буроугольных месторождениях регистрируются в более крупных масштабах сопротивлений, чем на месторождениях тощих углей. При этом на тех и других месторождениях диаграммы сопротивлений имеют примерно одинаковый характер (рис. 60, 61).

Бурые угли, которые по степени углефикации приближаются к каменным длиннопламенным углям, характеризуются более высоким сопро-

тивлением по сравнению с вмещающими породами. Тощие каменные угли, которые незначительно отличаются по степени углефикации от отощенных спекающихся, также обладают весьма высокими удельными сопротивлениями.

Несмотря на то, что метод кажущихся сопротивлений не дает хороших результатов для выделения в разрезах и изучения угольных пластов, характеризующихся относительно низкими сопротивлениями, тем не менее он имеет большое практическое значение для изучения вмещающих пород, слагающих эти разрезы. Из всех методов промысловой геофизики наилучшие результаты для литологического расчлене-

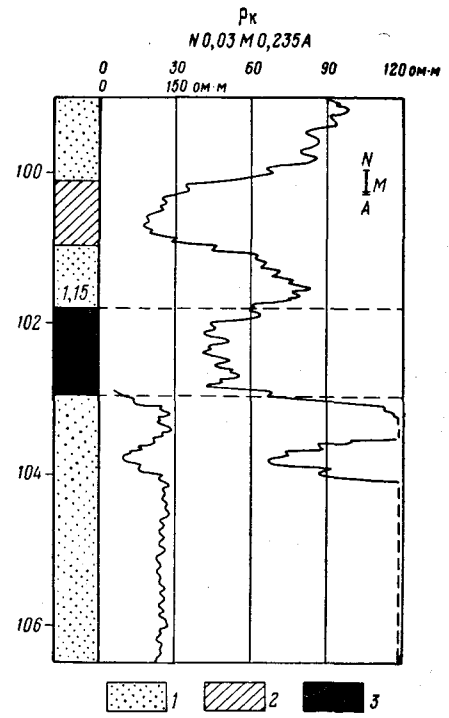


Рис. 58. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные обращенным градиент-зондом в пласте бурого угля (Мосбасс)

1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — уголь

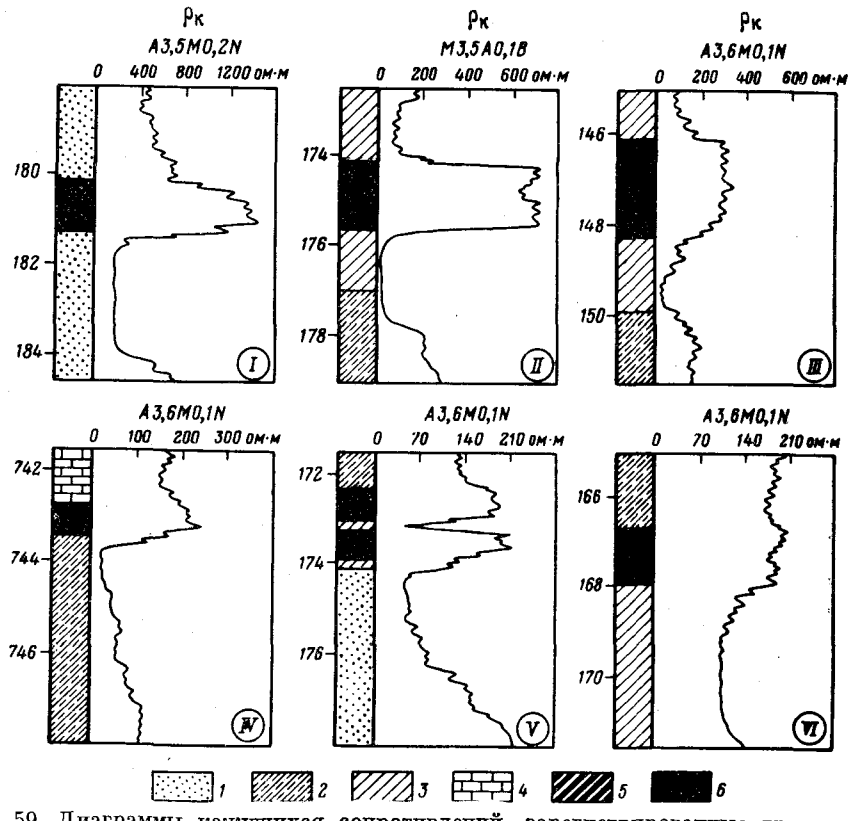


Рис. 59. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные градиент-зондами в пластах тощих углей

Угольные месторождения по бассейнам и районам:
I — Кузнецкому, *II* — Печорскому, *III* — Уральскому, *IV* — Донецкому, *V* — Донецкому, *VI* — Донецкому

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — известняк; *5* — углистый аргиллит; *6* — уголь

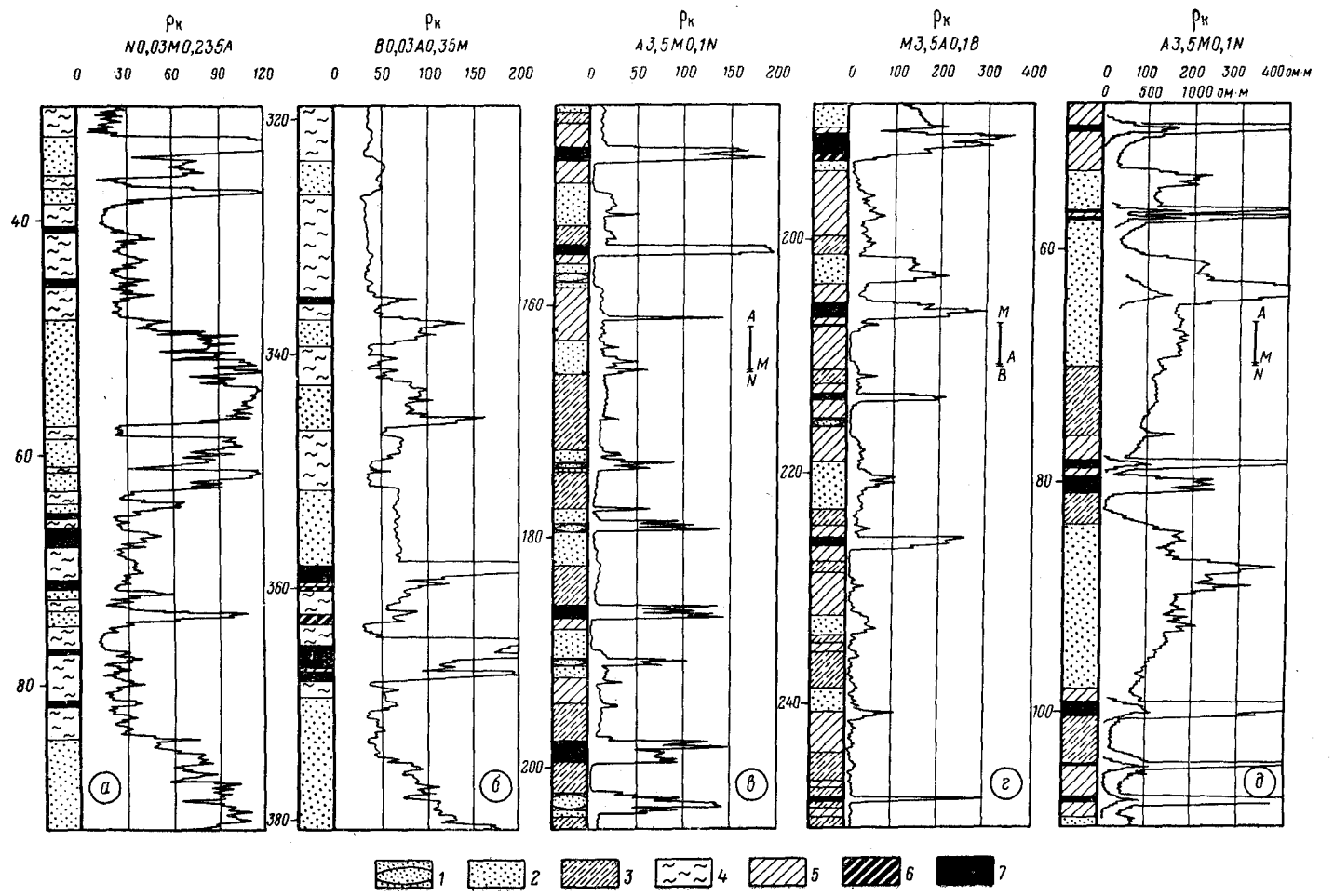


Рис. 60. Типичные диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные на месторождениях углей различного марочного состава

а — бурые угли низкого сопротивления; *б* — бурые угли высокого сопротивления; *в* — угли марки Д; *г* — угли марки Г; *д* — угли марки Ж;

1 — конкреция; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — глина; *5* — аргиллит; *6* — углистый аргиллит; *7* — уголь

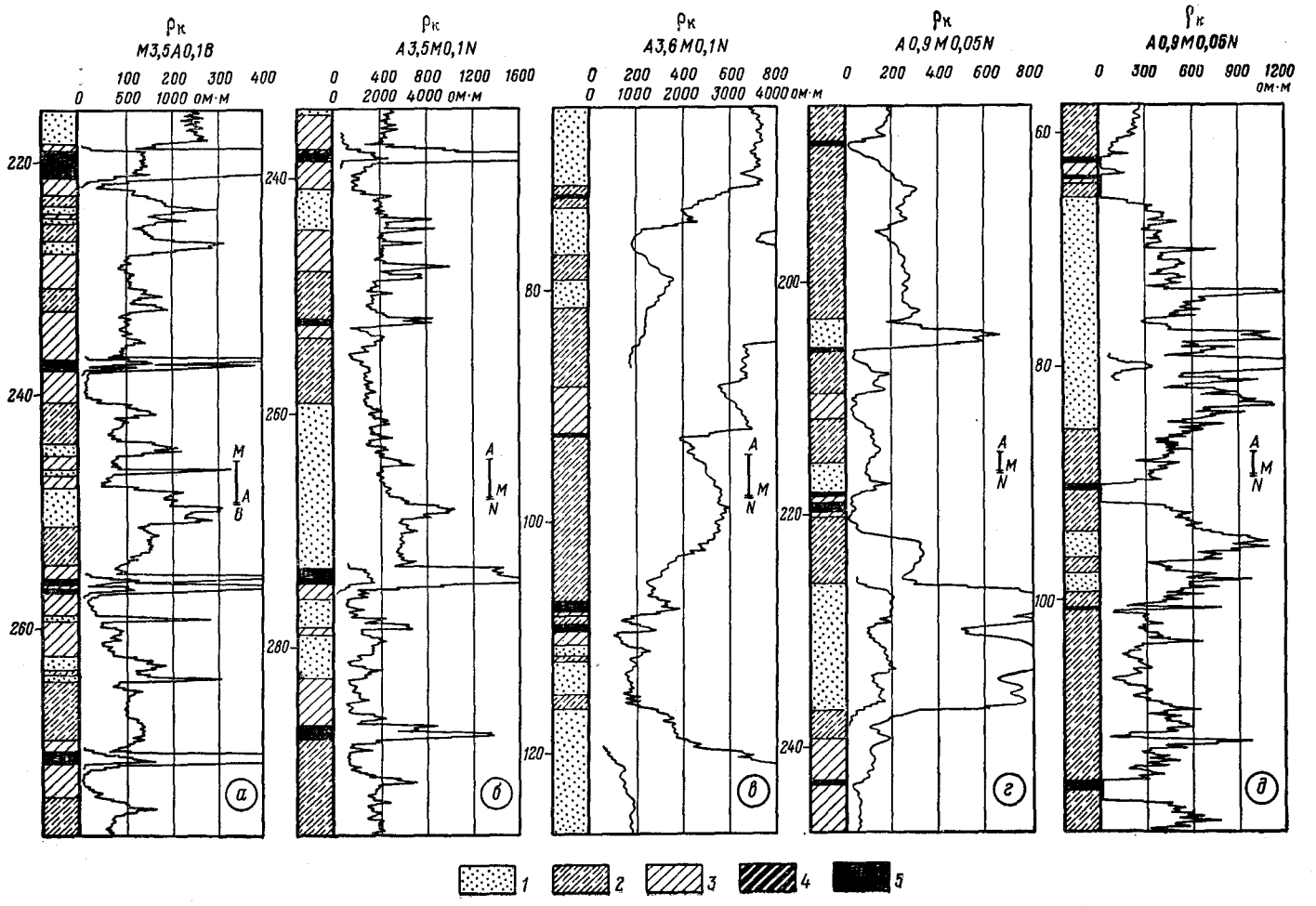


Рис. 61. Типичные диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные на месторождениях углей различного марочного состава

а — угли марки К; *б* — угли марки Т высокого сопротивления; *в* — угли марки Т невысокого сопротивления; *г* — полуантрациты; *д* — антрациты

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь и антрацит

ния разрезов дает метод кажущегося сопротивления, так как вмещающие породы всех угольных месторождений обычно хорошо дифференцированы по сопротивлению.

Наиболее эффективны для литологического расчленения вмещающих пород разрезов скважин диаграммы $\rho_к$, полученные с потенциал-зондами и градиент-зондами малых размеров (см. рис. 26). Поэтому для исследования разрезов скважин угольных месторождений, на которых угольные пласты характеризуются низкими удельными сопротивлениями, и диаграммы $\rho_к$ используются главным образом для литологического расчленения разреза, следует применять преимущественно потенциал-зонды или градиент-зонды небольших размеров.

Антрациты и полуантрациты

Электрическое сопротивление большинства антрацитов изменяется в пределах 0,001—1 *ом · м*. Вмещающие антрациты породы обычно характеризуются высокими сопротивлениями порядка сотен и тысяч ом-метров. Для того, чтобы такие породы отчетливо выделялись на диаграммах $\rho_к$, требуется регистрировать последние в мелких масштабах сопротивлений.

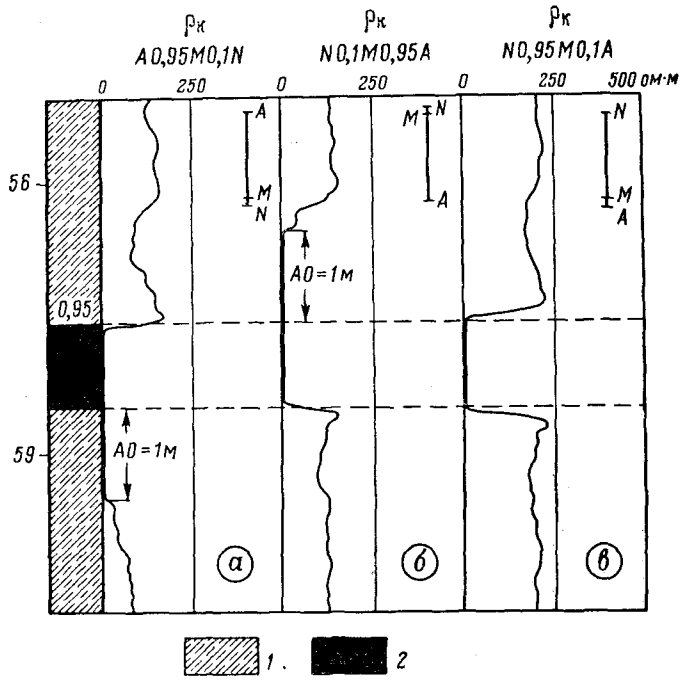


Рис. 62. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные в пласте антрацита (Донбасс)

1 — алевролит, *2* — антрацит

В этом случае пласты антрацитов выделяются практически нулевыми сопротивлениями (см. рис. 61, *д*).

Выделение в разрезе скважины пластов антрацитов по диаграммам кажущихся сопротивлений не представляет трудностей, так как на фоне общего высокого сопротивления пласты антрацита выделяются отчетливыми зонами нулевых значений $\rho_к$. Однако изучение пластов антрацита и, в частности, определение их структуры по диаграммам кажущихся сопротивлений затруднено.

Рассмотрим характер кривых $\rho_к$, получаемых с различными зондами в пласте антрацита (рис. 62).

На кривой сопротивления, полученной с последовательным градиент-зондом, пласт антрацита отбивается зоной практически нулевых значений (см. рис. 62, *а*). Ширина этой зоны больше мощности пласта на величину размера зонда. Она расположена асимметрично по отношению к пласту, так как верхняя ее граница почти совпадает с верхним контактом пласта, а нижняя смещена вниз от подошвы пласта на величину размера зонда. Такой характер кривой $\rho_к$ объясняется тем, что при приближении токового (удаленного) электрода зонда A (M) к подошве пласта происходит уменьшение плотности тока в зоне измерительных электродов MN (AB), что вызывает снижение значения сопротивления, которое достигает минимума, практически равного нулю, в момент входа указанного электрода в пласт, так как почти весь ток, эмиссируемый электродом A, устремляется в проводящий пласт антрацита. Нулевое значение сопротивления сохраняется при движении зонда через пласт до момента пересечения верхней границы его электродом M (A), после чего кажущееся сопротивление растет и достигает незначительного максимума при выходе из пласта последнего электрода зонда N (B). Затем значение $\rho_к$ быстро приближается к сопротивлению вмещающей среды.

Таким образом, указанный характер кривой показывает, что кровля пласта отбивается на кривой кажущегося сопротивления в точке, расположенной на расстоянии $\frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right)$ ниже максимума $\rho_к$ (поправка со знаком плюс при определении глубин контакта пласта), или на ту же величину выше начала крутого фронта кривой $\rho_к$ в верхней части пласта $\left(\text{поправка, равная } \frac{MN}{2}, \text{ со знаком минус}\right)$.

Кривая сопротивления обращенного градиент-зонда против пласта антрацита является зеркальным отражением кривой $\rho_к$ последовательного градиент-зонда (см. рис. 62, *б*) в плоскости, параллельной границам пласта и проходящей через его середину.

На кривой сопротивления потенциал-зонда пласт антрацита выделяется симметричной относительно середины пласта зоной минимума $\rho_к$ (см. рис. 62, *в*). Величина сопротивления против пласта того же порядка, что и по кривой градиент-зонда, т. е. практически имеет нулевое значение. При приближении электродов MA (AM) потенциал-зонда к подошве пласта антрацита кажущееся сопротивление во вмещающих породах вблизи пласта понижается, а в момент пересечения верхним электродом M (A) подошвы пласта $\rho_к$ резко падает и достигает своего минимума. Минимальное значение $\rho_к$ сохраняется в течение всего времени прохождения указанными электродами пласта, а по выходе из него нижнего электрода A (M) резко возрастает и быстро приближается к значению $\rho_к$ во вмещающей среде. Таким образом, на границе с антрацитом вмещающая порода выделяется на кривой $\rho_к$ потенциал-зонда по закону пласта высокого сопротивления.

Следовательно, границы (глубины) пласта антрацита на кривой сопротивления потенциал-зонда могут быть определены по точкам начала резкого перепада кривой по краям зоны-минимум с введением поправок на величину $\frac{MA}{2}\left(\frac{AM}{2}\right)$ со знаком минус в подошве пласта и со знаком плюс в его кровле. Мощность пласта будет равна разности отметок глубин контактов подошвы и кровли пласта.

При сложном строении пласта антрацита, включающего в себя породные прослои, с мощностью каждого прослоя, меньшей размера применяемого градиент-зонда, весь такой пласт выделяется зоной нулевых сопротивлений (см. рис. 31). В данном случае прослои пород в пласте не фиксируются, и зона нулевых сопротивлений может быть ошибочно истолкована как указывающая на однородность пласта большой мощности.

На кривой потенциал-зонда прослои пород в пласте антрацита четко выявляются в том случае, если их мощность превышает размер зонда (см. рис. 31). Так как размер потенциал-зонда обычно бывает небольшим, то в большинстве случаев задача выделения в антраците тонких породных прослоев решается достаточно надежно.

Сложнее выделить по диаграмме кажущихся сопротивлений в пласте антрацита прослои антрацитовых сланцев, так как последние характеризуются низкими сопротивлениями. Такие прослои на диаграммах сопротивлений, зарегистрированных в обычных масштабах, выделяются вместе с антрацитом зоной практически нулевых сопротивлений как при градиент-зонде, так и при потенциал-зонде. При регистрации диаграмм $\rho_к$ потенциал-зондом в достаточно крупном масштабе сопротивлений эти прослои выделяются уверенно (см. рис. 31).

Таким образом, при исследовании пластов антрацита рекомендуется регистрировать диаграммы $\rho_к$ в двух масштабах сопротивлений. Сначала весь разрез скважины исследуется стандартным зондом в поисковом масштабе глубин 1 : 200. Масштаб сопротивлений выбирается таким образом, чтобы весь разрез скважины расчленялся наиболее четко. Затем с помощью полученной диаграммы выделяются зоны практически нулевых значений кажущихся сопротивлений на участке залегания антрацитов, которые дополнительно исследуются с помощью потенциал-зонда в детализационном масштабе глубин 1 : 50 и крупном масштабе сопротивлений — от 0,25 до 2,5 *ом/см* (см. рис. 31, *г*). В этом масштабе антрациты и антрацитовые сланцы выделяются конечными значениями кажущихся сопротивлений. При этом антрацитовые сланцы четко отличаются от антрацитов, обладая более высоким сопротивлением по сравнению с последними. Границы отдельных пластов антрацита, составляющих пачку, определяются так же, как и в случае одиночных пластов по кривым $\rho_к$, зарегистрированных потенциал-зондом.

Полуантрациты характеризуются более высокими сопротивлениями, чем антрациты, но значительно меньшими, чем тощие угли. Удельные сопротивления полуантрацитов изменяются в пределах 10—40 *ом · м* (см. рис. 61, *г*). Породы, вмещающие полуантрациты, имеют высокие удельные сопротивления. Поэтому диаграммы $\rho_к$ в полуантрацитах имеют некоторое сходство с аналогичными диаграммами в антрацитах и изложенная методика исследования пластов антрацита методом кажущихся сопротивлений может также успешно применяться и для изучения полуантрацитов. Различие будет состоять только в том, что масштаб сопротивлений детализационной диаграммы потенциал-зонда необходимо установить для антрацитов в несколько раз крупнее, чем при исследовании полуантрацитов.

В заключение рассмотрим типичные диаграммы кажущихся сопротивлений по различным угольным месторождениям с разным марочным составом — от бурых углей до антрацитов (см. рис. 22, 60 и 61). Из этих диаграмм видно, что сопротивления вмещающих пород непрерывно увеличиваются с возрастанием марочного состава углей от бурых до антрацитов. Как указывалось выше, это объясняется общим непрерывным повышением степени метаморфизма пород при переходе от буроугольных месторождений к антрацитовым. Повышение степени метаморфизма вызывает уменьшение пористости пород, а последнее, в свою очередь, вызывает повышение их удельных сопротивлений при одинаковой минерализации пластовых вод и неизменном литологическом составе.

§ 14. Исследование пород, вмещающих уголь

Методика исследования пород, вмещающих угольные пласты, по данным кажущихся сопротивлений принципиально одинакова для всех угольных месторождений. Однако на практике иногда могут возникнуть

несущественные различия в исследовании вмещающих пород, обусловленные использованием разных измерительных установок. Так, например, на месторождениях второй группы — углей высокого электрического сопротивления — выбор зондов осуществляется главным образом с точки зрения лучшего их исследования. Такими зондами, как было показано, являются градиент-зонд большого размера ($L = 3—5$ *м*) и вспомогательный потенциал-зонд малого размера, сопряженный с одним из градиент-зондов.

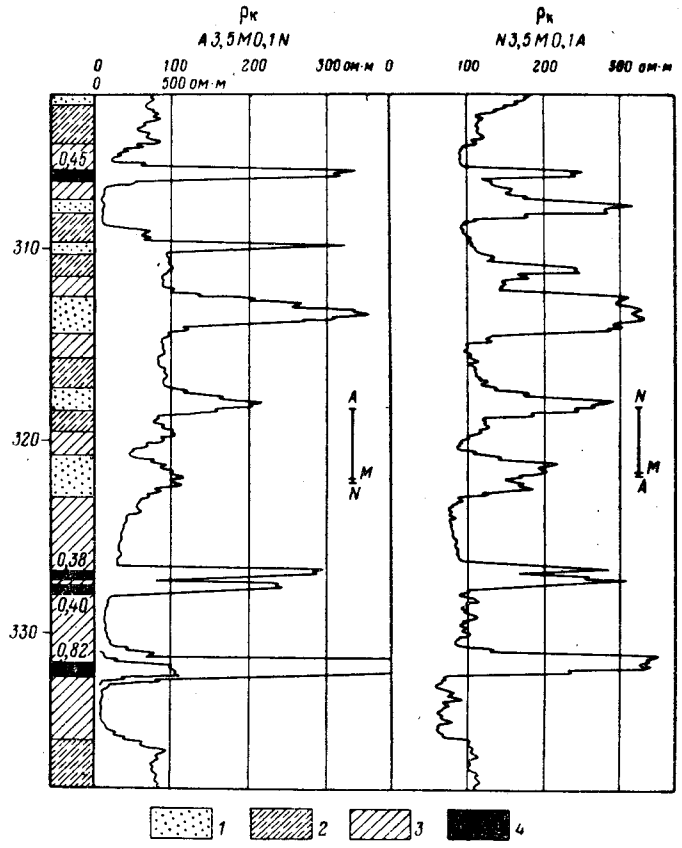


Рис. 63. Кривые кажущегося сопротивления, зарегистрированные последовательным градиент- и потенциал-зондами в пластах высокого сопротивления (угли и песчаники)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

На диаграммах $\rho_к$, полученных с этими зондами, аномалиями высоких сопротивлений отмечаются не только угли, но и песчаники, конгломераты и известняки [14, 28, 48, 54, 57, 55, 63, 158]. Однако в большинстве случаев аномалии, созданные углями, нетрудно отличить от аномалий, вызванных другими породами высокого сопротивления. Аномалии $\rho_к$ в песчаниках и конгломератах чаще всего проявляются на фоне общего высокого сопротивления и не сопровождаются четко выраженными эффектами экранирования (рис. 63).

Пики высокого сопротивления, обусловленные угольными пластами, как правило, отмечаются на фоне общего низкого сопротивления и сопровождаются ярко выраженными эффектами экранирования (за исключением мощных пластов), что было уже показано на многочисленных примерах. Мощных пластов в разрезах скважин обычно немного, их местоположение ориентировочно известно и легко уточняется по взаимному расположению других аномалий сопротивлений.

Заметим, что если применяются градиент-зонды малых размеров, то разделить непосредственно по конфигурации и амплитуде кривой $\rho_к$ пласты песчаников, известняков и углей трудно, а часто и совсем невозможно без дополнительных исследований другими методами (см. рис. 26, 27). По кривым кажущихся сопротивлений потенциал-зонда отличить известняки и песчаники от углей в большинстве случаев также невозможно, так как величина и характер аномалий обычно одинаковы в тех и других породах (см. рис. 63). Преимущества градиент-зонда большого размера для решения этой задачи очевидны.

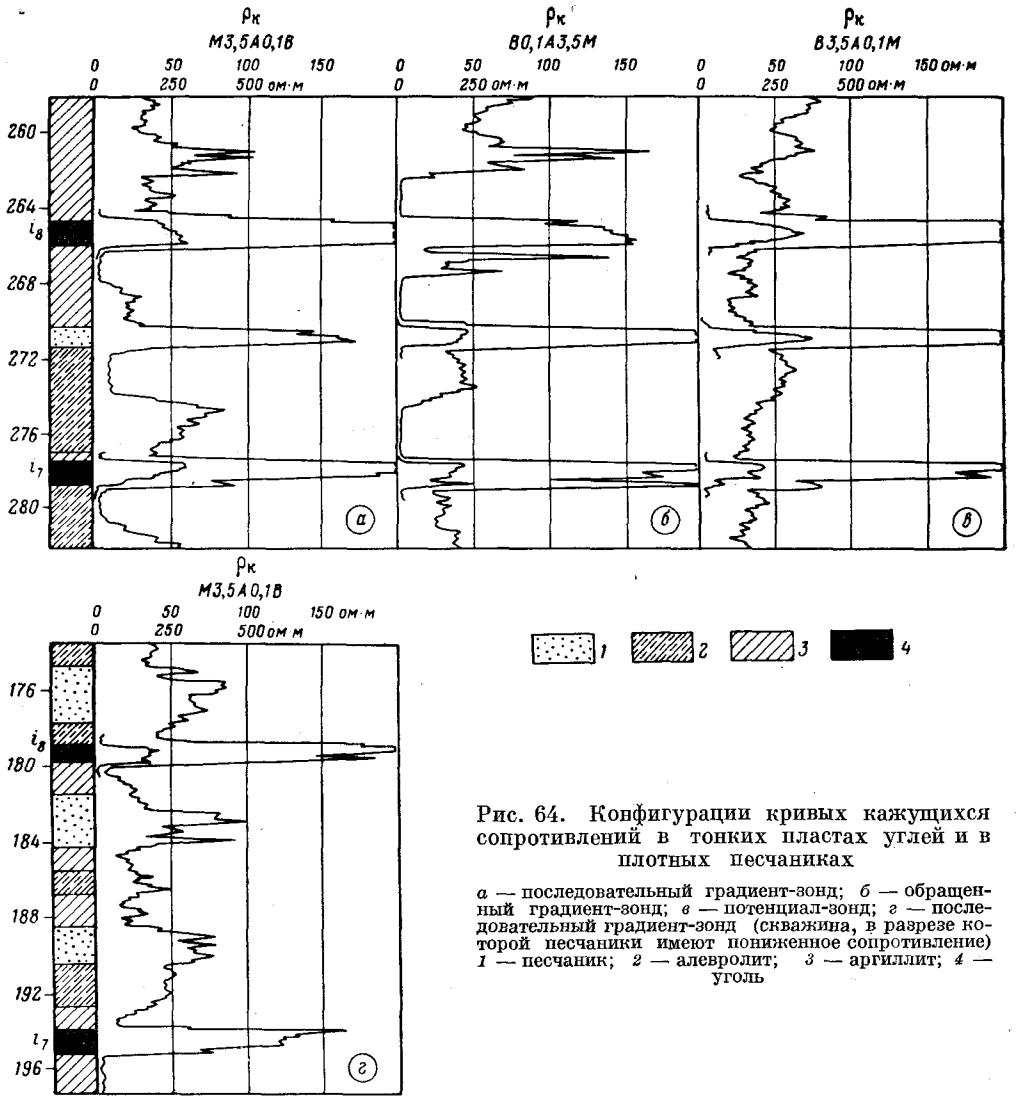


Рис. 64. Конфигурации кривых кажущихся сопротивлений в тонких пластах углей и в плотных песчаниках

а — последовательный градиент-зонд; *б* — обращенный градиент-зонд; *в* — потенциал-зонд; *г* — последовательный градиент-зонд (скважина, в разрезе которой песчаники имеют пониженное сопротивление) *1* — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

Однако указанное правило интерпретации диаграмм $\rho_к$, полученных с градиент-зондом большого размера, не является универсальным, так как в разрезе скважины могут быть песчаники, известняки и конгломераты весьма высокого сопротивления по сравнению с вмещающей их средой. В таких пластах при условии их небольшой мощности будут наблюдаться так же, как и в углях, экранные явления (рис. 64).

Таким образом, эффекты экранирования на кривых сопротивлений градиент-зондов большого размера только в первом приближении могут являться индикаторами угольных пластов в разрезе скважины и, следовательно, указанное правило качественной интерпретации кривых $\rho_к$ следует применять осторожно, так как оно имеет исключения. Особенно это относится к месторождениям первой и третьей групп, где метод кажущихся сопротивлений не является эффективным для выделения углей в разрезах скважин (см. рис. 22). На месторождениях четвертой группы по диаграммам $\rho_к$ пласты антрацита выделяются достаточно отчетливо зонами практически нулевых сопротивлений (см. рис. 22).

Чтобы облегчить выделение угольных пластов, необходимо сопоставить диаграммы $\rho_к$ исследуемой скважины со средненормальным геолого-геофизическим разрезом и диаграммами кажущегося сопротивления других скважин (рис. 65). Сопоставление разрезов скважин и их корреляция имеют большое значение для качественной интерпретации, так как угольные пласты на многих месторождениях чаще и лучше сохраняют электрическую характеристику, чем другие породы: известняки, карбонатные песчаники и конкреции. Так, например, указанные на рис. 64 (кривые *а*, *б*, *в*) аномалии $\rho_к$, по конфигурации напоминающие уголь, легко распознаются при сопоставлении их с электроразрезом соседней скважины (см. рис. 64, кривая *г*).

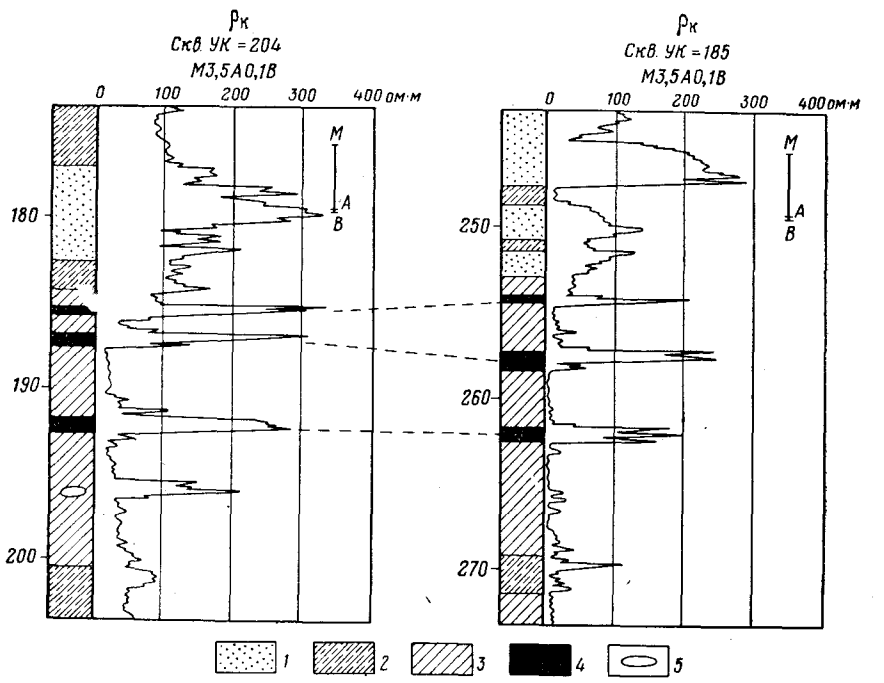


Рис. 65. Выделение угольных пластов в разрезах скважин по диаграммам кажущихся сопротивлений

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — конкреция

На тех месторождениях, где угольные пласты слабо выделяются или совсем не выделяются по сопротивлению, обычно следует, как было указано, использовать для расчленения разрезов скважин градиент- и потенциал-зонды малых размеров. При этом угольные пласты выделяются из разреза и затем изучаются с помощью других геофизических методов. В подобных случаях применение градиент-зондов малых размеров является оправданным. Практически для расчленения разрезов скважин по литологическому составу пород приходится пользоваться диаграммами кажущегося сопротивления стандартного зонда.

Основным методом для расчленения разрезов скважин так же, как и для изучения многих угольных пластов, является метод кажущихся сопротивлений. На диаграммах $\rho_к$ стандартного зонда пики высокого

сопротивления среди вмещающих пород обычно обусловлены известняками, сильно карбонатными песчаниками и конкрециями, что легко устанавливается путем сопоставления диаграмм $\rho_к$ с кривыми карбонатности пород. В сильно карбонатных песчаниках и конкрециях пористость и влагонасыщенность весьма незначительны, чем объясняется их высокое сопротивление.

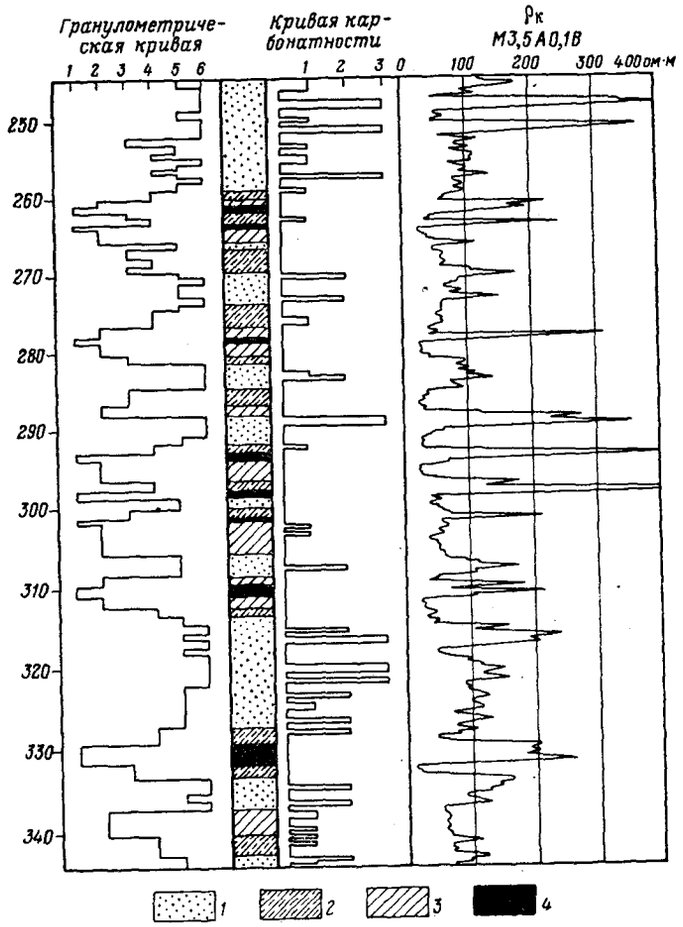


Рис. 66. Сопоставление диаграмм кажущихся сопротивлений с кривыми карбонатности и гранулометрического состава пород

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь.
Шкала гранулометрической кривой: *1* — уголь; *2* — аргиллит; *3* — алевролит мелкозернистый; *4* — алевролит крупнозернистый; *5* — песчаник мелкозернистый; *6* — песчаник среднезернистый
Шкала кривой карбонатности: *1* — низкая; *2* — высокая; *3* — очень высокая

Определение карбонатности пород производится с помощью воздействия на керн 10%-ного раствора соляной кислоты. Вскипание породы при температуре меньше $+25°$ С вызывается в основном присутствием кальцита. Вскипание породы при подогревании наблюдается в случае содержания в породе анкерита, доломита и сидерита. Опробование производится на сухих образцах в свежем изломе. Интенсивность и скорость вскипания породы ориентировочно указывают на содержание в ней карбоната.

Типичная кривая карбонатности совместно с кривой гранулометрического состава представлена на рис. 66, где наряду с пиками высокого сопротивления против угольных пластов наблюдаются аналогичные пики против конкреционных и карбонатных прослоев песчаника. Из рис. 66

видно, что с уменьшением размеров зерен породы наблюдается понижение ее удельного сопротивления, что объясняется гидролизом глинистых минералов, входящих в состав породы. Ионы, образующиеся при последующей диссоциации, сообщают породе дополнительную так называемую поверхностную электропроводность. Так как растворимость большинства минералов в воде очень мала, поверхностная электропроводность наиболее заметна в тонкозернистых породах при условии насыщения их пресными водами, какими и являются пластовые воды большинства угольных месторождений.

Из сопоставлений кривой $\rho_к$ с кривыми карбонатности и гранулометрического состава можно сделать следующие выводы.

1. Кривая сопротивления более дифференцирована, чем кривые гранулометрического состава и карбонатности.

2. Наиболее высокие сопротивления приурочены к крупнозернистым песчаникам; с уменьшением размера зерен наблюдается уменьшение сопротивления.

3. Мощные пласты песчаников представлены более или менее однородной гранулометрической кривой и обычно резко дифференцированной кривой сопротивления. Максимумы кривой сопротивления во многих случаях совпадают с максимумами кривой карбонатности (очень высокая карбонатность). Все карбонатные прослои в песчаниках отмечаются пиками высокого сопротивления.

4. Среди алевролитов и аргиллитов редко встречаются прослои высокой карбонатности, они обычно представлены конкрециями. Тонкие прослои низкой карбонатности в алевролитах и аргиллитах отмечаются незначительно повышенными сопротивлениями. Одинаковая степень карбонатности вызывает более значительное повышение сопротивления в песчаниках, чем в алевролитах и аргиллитах.

5. Кривая $\rho_к$ в алевролитах и аргиллитах в большей степени следует за гранулометрической кривой, чем в песчаниках. Это объясняется меньшим диапазоном изменения пористости в алевролитах и аргиллитах.

6. Кривая карбонатности пород может быть использована для следующих целей:

а) обеспечения надежной интерпретации геоэлектрических диаграмм, б) правильной оценки категорий буримости пород, в) в некоторых случаях — определения стратиграфического положения буровой скважины.

Таким образом, диаграмма $\rho_к$ позволяет разграничить вмещающие уголь породы на песчаники, алевролиты, аргиллиты и другие литологические разности. В разных угольных бассейнах и месторождениях величины кажущихся сопротивлений различных пород отличаются друг от друга. Однако соотношения между ними приблизительно сохраняются, что позволяет получать диаграммы $\rho_к$ примерно одинакового вида путем изменения их масштабов в соответствии с изменением сопротивления пород на различных месторождениях. При литологическом расчленении разрезов скважин по диаграммам кажущихся сопротивлений надо учитывать два основных фактора: величину удельного сопротивления и конфигурацию кривой $\rho_к$.

В разрезах всех угольных месторождений обычно наблюдается отчетливая дифференциация пород по их удельному сопротивлению. Для примера рассмотрим удельные сопротивления пород по месторождению каменных углей марки Ж (Воркутское месторождение Печорского бассейна) и месторождению бурых углей (Воротынское месторождение Подмосковного бассейна, табл. 8). В разрезах указанных месторождений наблюдается широкий предел изменения удельных сопротивлений. Аналогичные изменения сопротивлений пород наблюдаются и на других месторождениях.

Необходимо подчеркнуть, что при использовании величины удельных сопротивлений пород для целей литологического расчленения разрезов

Таблица 8

Удельные сопротивления пород некоторых угольных месторождений

Воркутское месторождение Печорского бассейна		Воротынское месторождение Подмосковного бассейна	
Наименование пород	Удельное сопротивление, *ом·м*	Наименование пород	Удельное сопротивление, *ом·м*
Угли	1000—1300	Угли	20—40
Аргиллиты	60—100	Глины	10—20
Алевролиты	90—130	Песчаные глины	10—40
Песчаники	300—500	Пески	40—200
Конгломераты	400—700	Песчаники	120—400
Известняки	500—1300	Известняки	160—500

скважин следует производить сопоставления различных пород только по одной и той же площади (участку, месторождению), так как породы одинакового литологического состава могут резко отличаться по величине удельных сопротивлений из-за различной степени метаморфизма.

Так как в углеразведке в большинстве случаев влияние скважины невелико (малые диаметры скважин и пресные буровые растворы), то кажущиеся сопротивления вмещающих пород при существующих стандартных зондах обычно близки к значениям их истинных удельных сопротивлений. Поэтому диаграммы кажущихся сопротивлений можно непосредственно использовать (без перехода к истинным удельным сопротивлениям) для литологического расчленения разреза скважины.

Наряду с наличием дифференциации в сопротивлениях различных пород, крайние их значения обычно перекрываются. Это объясняется тем, что между основными литологическими разностями пород имеются переходные породы — алевролитовый песчаник, песчаник мелкозернистый алевролит крупнозернистый, углистые породы и т. п., — характеризующиеся промежуточными значениями кажущегося сопротивления. Поэтому для того, чтобы произвести литологическое расчленение всех пород, недостаточно использовать только значения кажущихся сопротивлений, необходимо еще учитывать конфигурацию кривых $\rho_к$ и, главное, данные других геофизических параметров.

Песчаники и известняки характеризуются не только высокими сопротивлениями, но и наиболее изрезанной формой кривой $\rho_к$. Даже песчаники, по величине сопротивления приближающиеся к алевролитам, отличаются от последних большей иззубренностью кривой $\rho_к$. Пласты алевролитов характеризуются не только более низкими сопротивлениями по сравнению с песчаниками, но и более спокойной кривой кажущегося сопротивления. Отдельные локализованные пики с повышенным $\rho_к$ против алевролитов обусловлены конкреционными и высоко карбонатными прослоями.

Пласты аргиллитов имеют еще более низкие сопротивления и характеризуются еще более спокойной кривой $\rho_к$. Даже те пласты аргиллитов, которые по величине сопротивлений почти не отличаются от алевролитов, могут быть отделены от последних по характеру более сглаженной и спокойной формы кривой $\rho_к$. Встречающиеся отдельные узкие пики повышенного сопротивления против аргиллитов относятся к конкреционным прослоям.

Таким образом, по диаграммам кажущегося сопротивления имеется возможность производить расчленение разрезов скважин более точно, чем по данным визуальных исследований керна, что объясняется неизбежными ошибками, возникающими при анализе керна в связи с неполным его выходом и некачественной документации. Литологическое расчленение пород по геофизическим материалам может быть произведено еще более надежно и точно, если использовать комплекс различных геофизических методов.

§ 15. Искажения диаграмм кажущихся сопротивлений

Величина кажущегося сопротивления зависит от сопротивления бурового раствора, заполняющего скважину, ее диаметра и ряда других факторов. Рассмотрим эту зависимость.

Влияние бурового раствора

Наличие бурового раствора в скважине сглаживает очертания кривой $\rho_к$ на контактах пород различного удельного сопротивления. В результате этого кривые $\rho_к$ в пластах высокого сопротивления имеют менее резкие очертания и обычно меньшие значения кажущихся сопротивлений, чем это имеет место на теоретических кривых, не учитывающих влияние бурового раствора. Для пластов невысокого сопротивления влияние бурового раствора может приводить как к уменьшению, так и к увеличению величины $\rho_к$. Уменьшение значений $\rho_к$ в пластах высокого удельного сопротивления при прочих равных условиях пропорционально отношению сопротивлений породы и бурового раствора и отношению диаметра скважины к размеру зонда.

Для того чтобы иметь возможность учесть в той или иной степени влияние бурового раствора, его сопротивление должно быть известно. Обычно бурение угольных скважин осуществляется с применением пресного бурового раствора удельного сопротивления 15—25 *ом · м*. Изменение сопротивления бурового раствора в этом диапазоне практически не сказывается на конфигурации кривых $\rho_к$.

В районах Крайнего Севера наблюдается в отдельных скважинах интенсивное проявление вечной мерзлоты, что вынуждает для предотвращения замерзания раствора в скважине его осолонять. Соленый раствор значительно снижает величину кажущегося сопротивления (см. рис. 101). Диаграммы кажущегося сопротивления с соленым раствором получаются весьма сглаженными, расплывчатыми. Пики, характеризующие пласты высокого сопротивления, теряют ясные очертания и не сопровождаются выраженными эффектами экранирования, что затрудняет проведение уверенной интерпретации таких кривых. Поэтому для получения доброкачественных кривых $\rho_к$ необходимо производить исследования в скважинах, наполненных пресным буровым раствором. Если бурение производилось с соленым раствором, то на время проведения геофизических исследований целесообразно заменить его пресным.

Влияние изменения диаметра скважины

Это влияние является следствием влияния бурового раствора, так как изменение диаметра скважины ведет к изменению объема раствора. Обычно скважины, бурящиеся в углеразведке, имеют в продуктивных отложениях диаметр от 70 до 100 *мм*. Изменение диаметра скважины в данных пределах мало сказывается на кривых кажущихся сопротивлений. Однако в некоторых скважинах имеет место значительное увеличение их диаметра в местах обвалов пород и образования каверн. Каверны вносят сильное искажение в конфигурацию кривой кажущихся сопротивлений (рис. 67).

При наличии глубокой каверны угольный пласт нечетко выделяется на диаграммах $\rho_к$ градиент-зондов — против угольного пласта отмечается незначительное повышение сопротивления по сравнению с вмещающими породами. Близ границ пласта отмечаются аномалии высокого

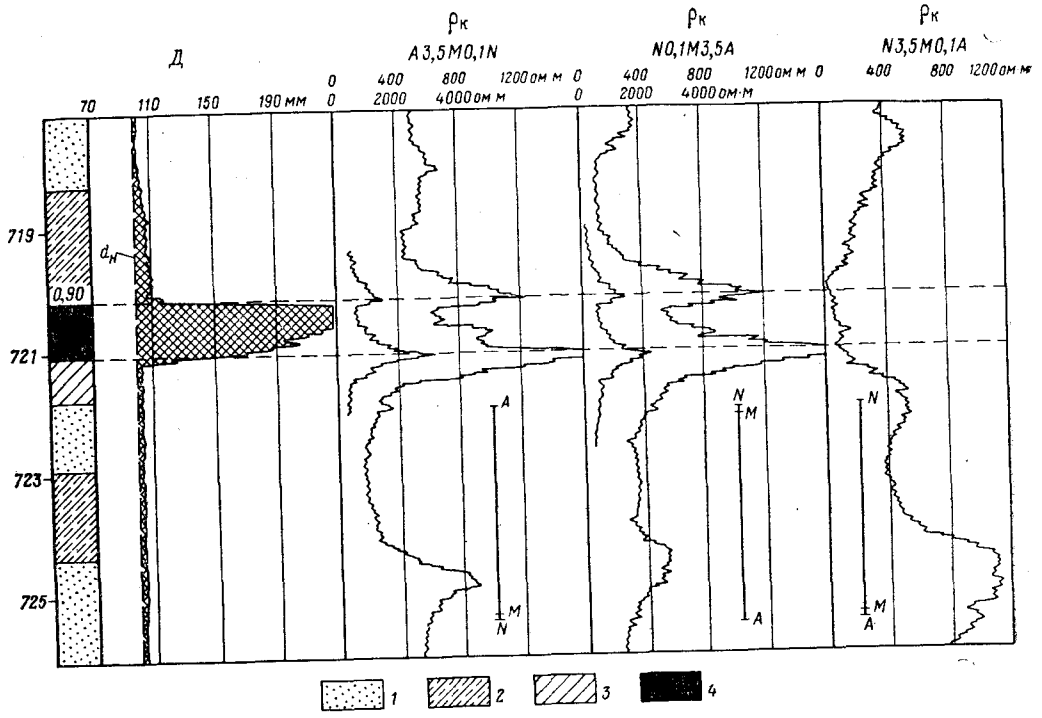


Рис. 67. Искажения диаграмм кажущихся сопротивлений градиент-зондов, вызванные наличием глубокой каверны (номинальный диаметр скважины 100 *мм*, диаметр каверны больше 250 *мм*)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

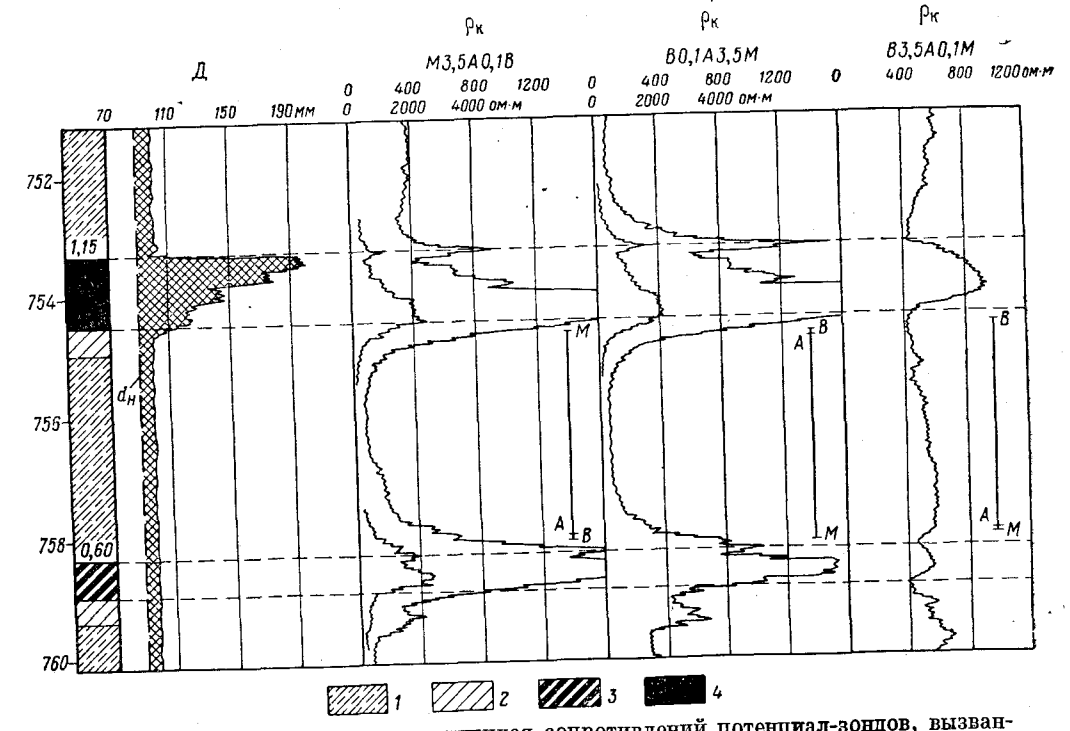


Рис. 68. Искажения диаграмм кажущихся сопротивлений потенциал-зондов, вызванные каверной в скважине

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

сопротивления, приуроченные к необвалившимся участкам. На диаграмме $\rho_к$ потенциал-зонда угольный пласт выделяется минимумом кажущегося сопротивления, значения которого близки к удельному сопротивлению бурового раствора.

Рассмотрим пример неравномерного распределения каверны по мощности пласта (рис. 68). Скважина имеет номинальный диаметр 100 *мм*; диаметр каверны в верхней части пласта 220 *мм*, в нижней — 120—140 *мм*. Небольшой размер каверны в нижней части пласта практически не исказил диаграмм $\rho_к$. Наоборот, большая глубина каверны в верхней части пласта вызвала резкое понижение кажущегося сопротивления против этой части пласта на диаграммах $\rho_к$ градиент-зондов. Зона пониженного сопротивления в пике $\rho_к$ на указанных двух диаграммах при отсутствии кавернометрии и других диаграмм могла быть ошибочно интерпретирована как прослой углистой породы. Однако наличие диаграммы потенциал-зонда позволяет в данном случае указать на вероятность каверны в верхней части пласта.

На диаграмме $\rho_к$ потенциал-зонда не наблюдается резкого понижения сопротивления в верхней части пласта, как это должно было иметь место в случае прослоя пород, равного по мощности зоне распространения глубокой каверны. На этой диаграмме каверна не отмечается минимумом $\rho_к$, как это было в предыдущем случае (см. рис. 67), что объясняется значительно меньшим диаметром каверны.

Исследование угольных пластов, против которых образовались неглубокие локальные каверны, более эффективно производить потенциал-зондом нежели градиент-зондом.

Влияние цементации скважины

В сильно трещиноватых породах при бурении скважины происходит большая потеря бурового раствора. Для предотвращения этого, а также во избежание разрушения стенок скважины в ряде случаев производится прокачивание скважины тяжелым цементным раствором, после чего стенки скважины покрываются цементной коркой и становятся более устойчивыми. Эта корка препятствует проникновению тока в глубь пород, что вызывает искажение кривых кажущегося сопротивления. Указанное искажение наглядно иллюстрируется рис. 69, где приведены кривые $\rho_к$ с одним и тем же зондом, полученные в одной скважине до цементации ее стенок и после.

Цементация стенок скважины вызвала общее повышение кажущегося сопротивления вмещающих пород и устранила отчетливо выраженные экранные минимумы, приуроченные к угольным пластам. Это привело к отсутствию различия в конфигурации и величине пик высокого сопротивления, обусловленных углями и песчаниками, и лишило возможности правильно проинтерпретировать эти кривые без дополнительных данных. Поэтому до проведения цементации следует произвести весь необходимый комплекс промыслово-геофизических исследований на скважине.

Влияние утечек тока

Возникновение утечек в токовой и измерительной цепях создает значительные искажения кривой кажущегося сопротивления. Диаграммы, полученные с утечками, являются браком и интерпретации не подлежат. В качестве примера рассмотрим две диаграммы кажущихся сопротивлений, полученные в одной скважине (рис. 70). Одна из этих кривых (*а*) зарегистрирована в случае отсутствия утечек, другая (*б*) — при наличии их.

Признаками утечек, искажающих диаграммы кажущихся сопротивлений, являются:

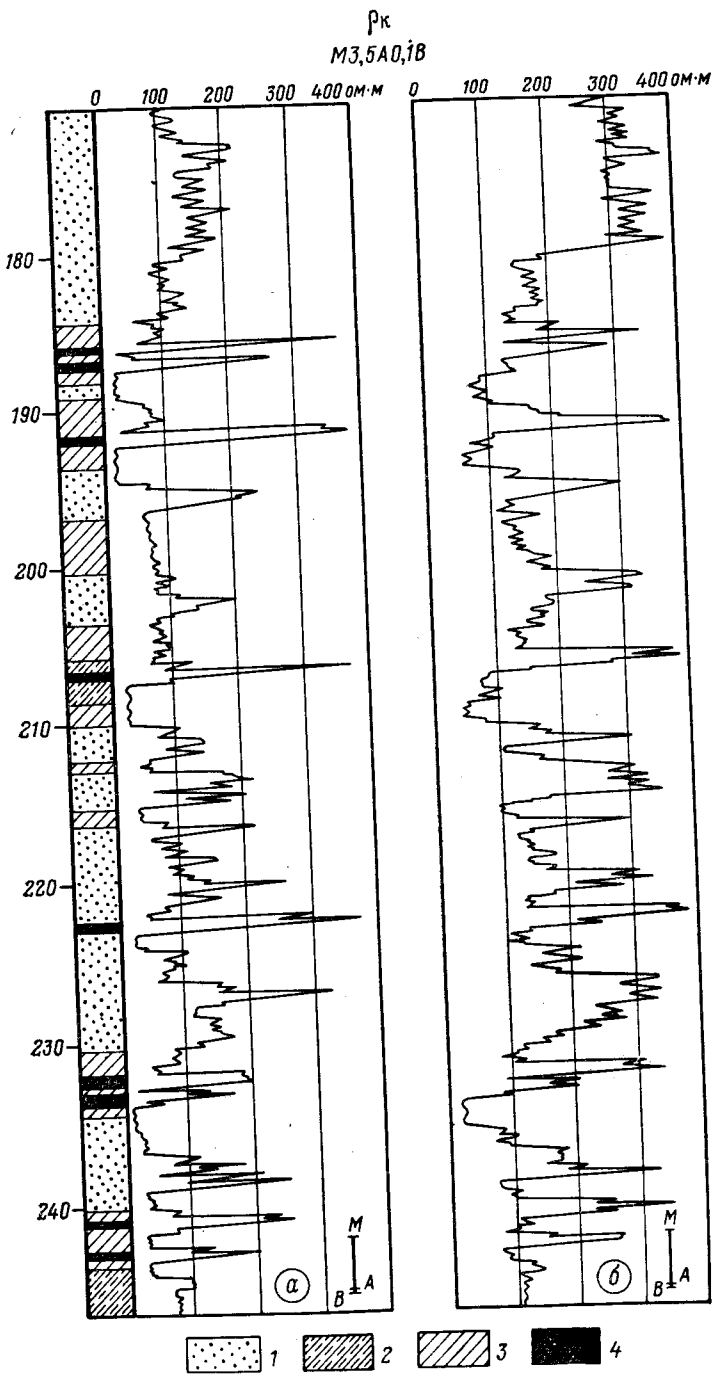


Рис. 69. Влияние цементации стенок скважины на конфигурацию кривой кажущегося сопротивления

а — при отсутствии цементации; *б* — при наличии цементации
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

1) наличие «отрицательных» кажущихся сопротивлений;

2) отсутствие нулевых значений кажущихся сопротивлений на участке скважины, обсаженном колонной;

3) появление большой иззубренности диаграмм, не соответствующих обычному геоэлектрическому разрезу данного участка месторождения;

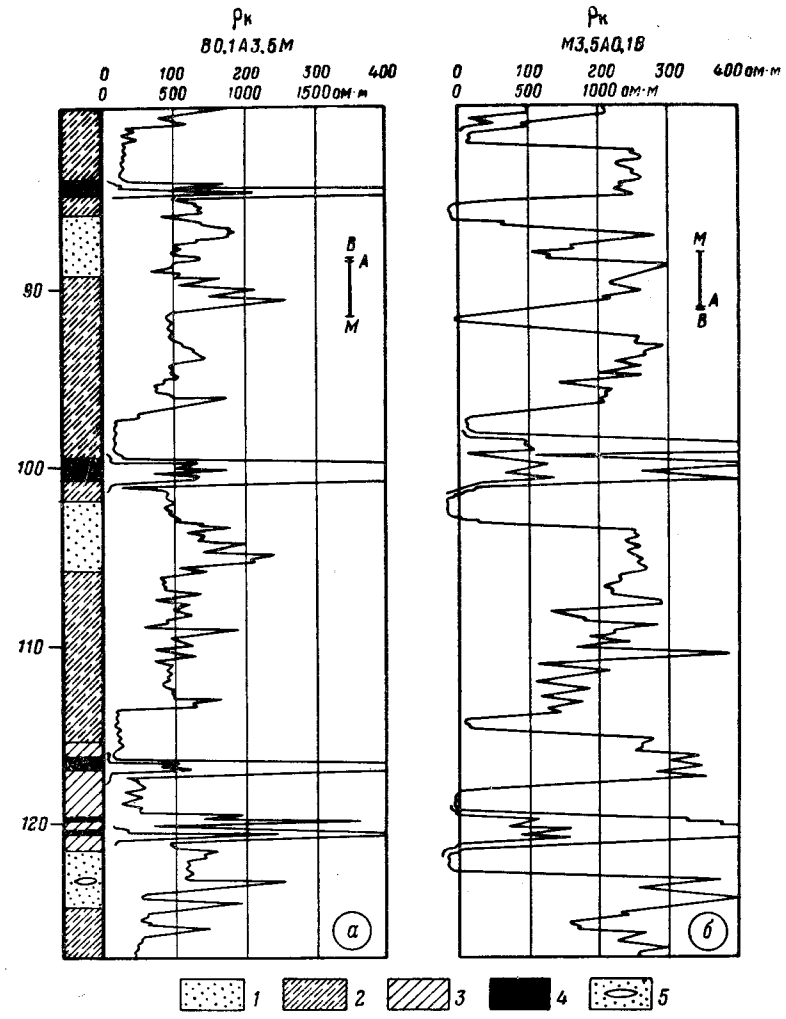


Рис. 70. Искажения кривой кажущегося сопротивления, вызванные утечками тока
а — без утечек; *б* — с утечками

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — конкреция

4) наличие завышенных и заниженных кажущихся сопротивлений по всему разрезу скважины;

5) отсутствие явлений экранирования на кривых градиент-зонда при исследовании тонких пластов высокого сопротивления;

6) отсутствие плавности отклонения стрелки гальванометра при включении тока и стабильности стрелок гальванометров $\rho_к$ и СП при неподвижном зонде.

В процессе работы не всегда удается сразу заметить наличие утечки. С целью предупреждения возникновения утечек следует до проведения измерений на скважине определить сопротивление изоляций кабеля и других питающих и измерительных цепей электрической схемы.

циалов и неопытности оператора, не соблюдающего правил регистрации. Сглаживание диаграмм при автоматической регистрации возникает по причине совпадения или превышения периодов колебания подвижных систем регистрирующих приборов по сравнению с периодами изменения кажущихся сопротивлений, вследствие чего происходит срезание пик $\varrho_к$.

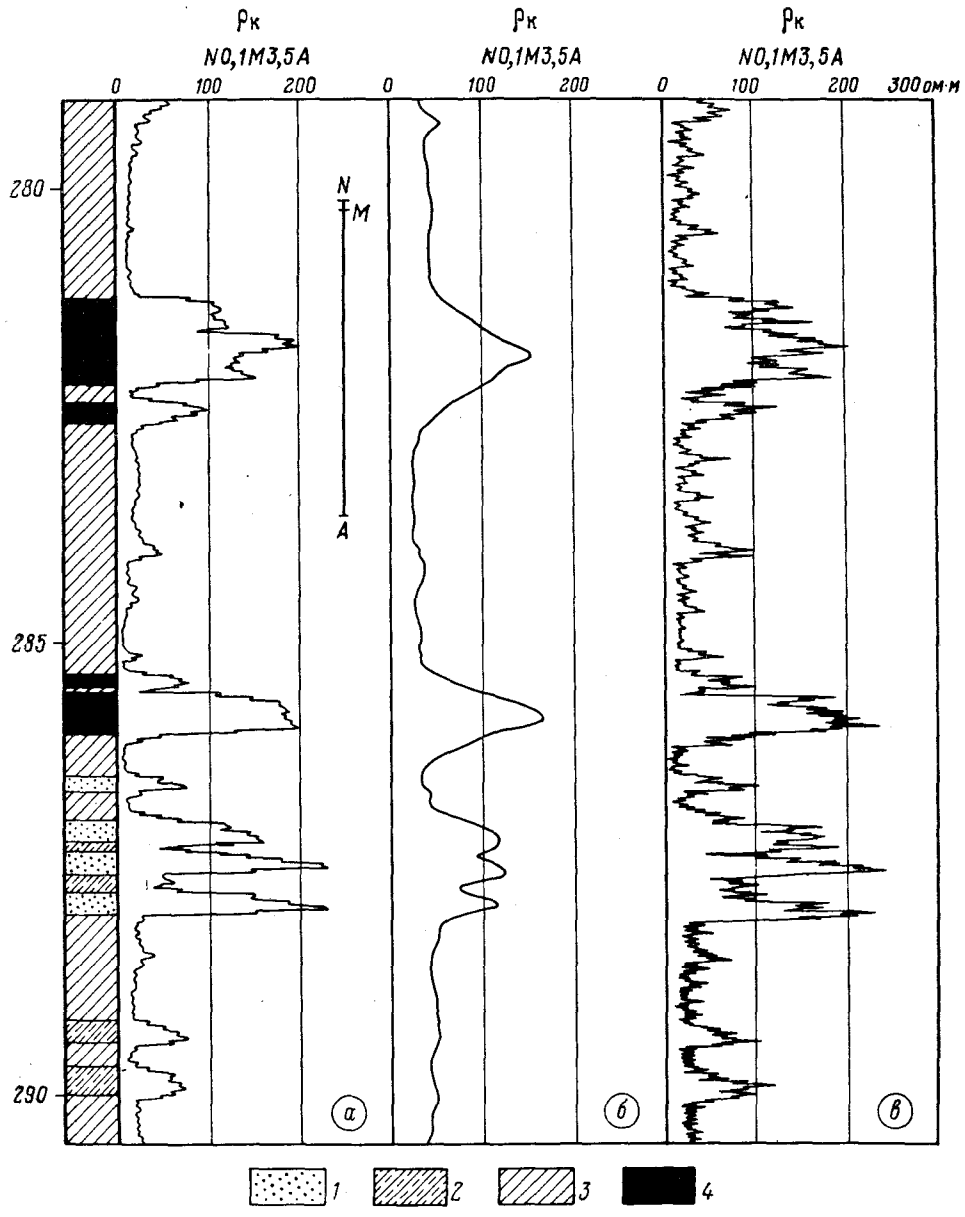


Рис. 72. Кривые кажущихся сопротивлений, полученные при разных условиях регистрации

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

Рассмотрим диаграммы $\varrho_к$ для одного и того же градиент-зонда $A3{,}5M0{,}1N$, полученные при различных условиях регистрации (рис. 72).

Первая кривая (*а*) записана при полуавтоматической регистрации опытным оператором со скоростью подъема кабеля 60 *м/час*. Эта диаграмма отражает действительное изменение сопротивления пород по разрезу

скважины и позволяет без затруднений произвести количественную интерпретацию ее с определением глубин, мощностей и строения пластов.

Вторая кривая (*б*) зарегистрирована на автоматической станции АКС/Л-51 со скоростью подъема кабеля 900 *м/час*. Вследствие слишком большой скорости подъема кабеля и большой постоянной времени гальванометров, диаграмма получилась излишне сглаженной, тонкие прослои оказались невыделенными. При определении по этой диаграмме глубин и мощностей пластов могут быть допущены значительные погрешности.

Третья кривая (*в*) получена также при полуавтоматической регистрации и с той же скоростью подъема кабеля, но неопытным оператором, который резкими движениями диска регистратора создавал условия перекомпенсации в измерительной линии, вследствие чего стрелка гальванометра искусственно разгонялась и диаграмма иззубривалась, что не соответствовало действительному характеру изменения сопротивления пород по разрезу скважины. По такой диаграмме определение структуры пластов практически невозможно.

§ 16. Метод микрозондов

С целью более детального изучения структуры пластов, выделения тончайших прослоев и наиболее точного определения их мощности по методу кажущихся сопротивлений применяются микрозонды [18, 62, 72, 84].

Микрозонд представляет собой зонд малого размера (рис. 73). Основной его частью является резиновая пластина с укрепленными на ней тремя электродами, расположенными на коротком расстоянии друг от друга. При измерениях сопротивления пластина прижимается пружинами к стенке скважины и электроды непосредственно контактируют с породой, что уменьшает влияние бурового раствора и позволяет замерять среднее сопротивление небольшого объема (микрообъема) породы.

Кажущееся сопротивление, измеряемое с помощью микрозонда, зависит от размера зонда, а также от размера и формы непроводящей пластины, на которой укреплены электроды. Для того чтобы диаграммы микрозондов были сопоставимы между собой, их следует регистрировать во всех скважинах с микрозондом одного типа и размера.

В практике в настоящее время применяются два типа микрозондов: а) микроградиент-зонды $A0{,}025M0{,}0{,}25N$, б) микропотенциал-зонды $A0{,}05M$. На характер измерения кажущихся сопротивлений, получаемых с помощью микрозондов, оказывает влияние глинистая корка, образующаяся на стенках скважины, а также пленка бурового раствора, возникающая между глинистой коркой и резиновой пластиной с электродами. С целью учета этих влияний измерения производятся обоими зондами одновременно. Если электроды микрозонда достаточно удалены от стенок скважины, измеряемое сопротивление равно сопротивлению бурового раствора. Кажущееся сопротивление, замеренное микроградиент-зондом, в большей степени зависит от сопротивления глинистой корки, чем $\varrho_к$, полученное с микропотенциал-зондом. Так как удельное сопротивление глинистой корки обычно ниже, чем сопротивление вмещающих пород и углей (за исключением антрацита), то в углях кажущееся сопротивление, полученное микропотенциал-зондом, меньше чем с микроградиент-зондом, т. е.

$$\varrho_к^{мп} < \varrho_к^{мг}.$$

Стандартный микрозонд дает возможность производить измерения микроградиент-зондом $A0{,}25M0{,}0{,}25N$ и микропотенциал-зондом $A0{,}05M$ с отношением их размеров 1,33. Регистрация диаграмм $\varrho_к$ с микрозондами аналогична регистрации диаграмм кажущегося сопротивления с обычными зондами. Для определения коэффициента микрозонда обычные

формулы неприменимы в связи со сложной геометрией электрического поля. Поэтому коэффициент K микрозонда находится экспериментально путем измерений в ванне или в водоеме, заполненных водой известного удельного сопротивления. В этом случае

$$K = \frac{I}{\Delta U}\ \varrho_в, \qquad (39)$$

где I — сила тока питающего микрозонд, *ма*;

ΔU — разность потенциалов между приемными электродами микрозонда, *мв*;

$\varrho_в$ — удельное сопротивление воды, заполняющей водоем.

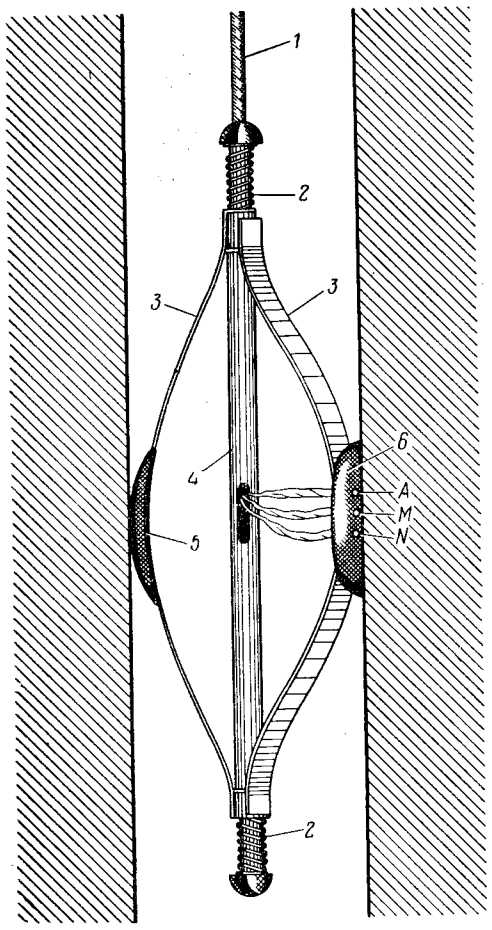


Рис. 73. Схема микрозонда

1 — кабель; *2* — пружины (прижимные); *3* — рессоры; *4* — корпус зонда; *5* — башмак прижимного устройства; *6* — изоляционная пластина *A*, *M*, и *N* — токовый и измерительные электроды

Коэффициент микроградиент-зонда $A0{,}25M0{,}025N$ близок к 0,3 *м*, а микропотенциал-зонда $A0{,}05M$ — к 0,4 *м*.

При измерении микропотенциал-зондом, когда один из питающих и один из измерительных электродов находятся на поверхности, в измерительной линии возникают индуктивные наводки, обусловленные большой индуктивной и емкостной связью между питающей и измерительной жилами кабеля. Индуктивная наводка вызывает смещение нулевой линии кривой $\varrho_к$. Это смещение (чаще всего влево от нулевого положения) увеличивается с уменьшением глубины замера микрозондом и увеличением частоты пульсатора. С целью учета индуктивных помех вводится поправка в положение нулевой линии. Величина этой поправки может быть определена двумя способами.

1. На участке большого диаметра скважины (например, в зоне каверны), где микрозонд практически дает сопротивление бурового раствора, производятся измерения $\varrho_к$ микропотенциал-зондом и микроградиент-зондом. В этом случае оба зонда должны дать одинаковую величину сопротивления бурового раствора. Поэтому для учета поправки на индуктивность достаточно совместить зарегистрированные в указанном интервале скважины диаграммы и перенести нулевую линию с кривой микроградиент-зонда на кривую микропотенциал-зонда.

2. При измерении микропотенциал-зондом в скважине, обсаженной колонной, величина индуктивной помехи равна отклонению кривой $\varrho_к$ от нулевой линии.

Обработка диаграмм $\varrho_к$ микрозондов производится так же, как и диаграмм обычного метода кажущихся сопротивлений. Рассмотрим результаты применения микрозондов для изучения разрезов скважин.

Диаграммы сопротивлений микрозондов более дифференцированы, чем аналогичные диаграммы, полученные со стандартными зондами. Это позволяет по диаграммам микрозондов производить детальное литологическое расчленение разрезов скважин. Наиболее эффективно диаграммы микрозондов используются для литологического расчленения в условиях большой насыщенности разреза угольными пластами, вследствие чего

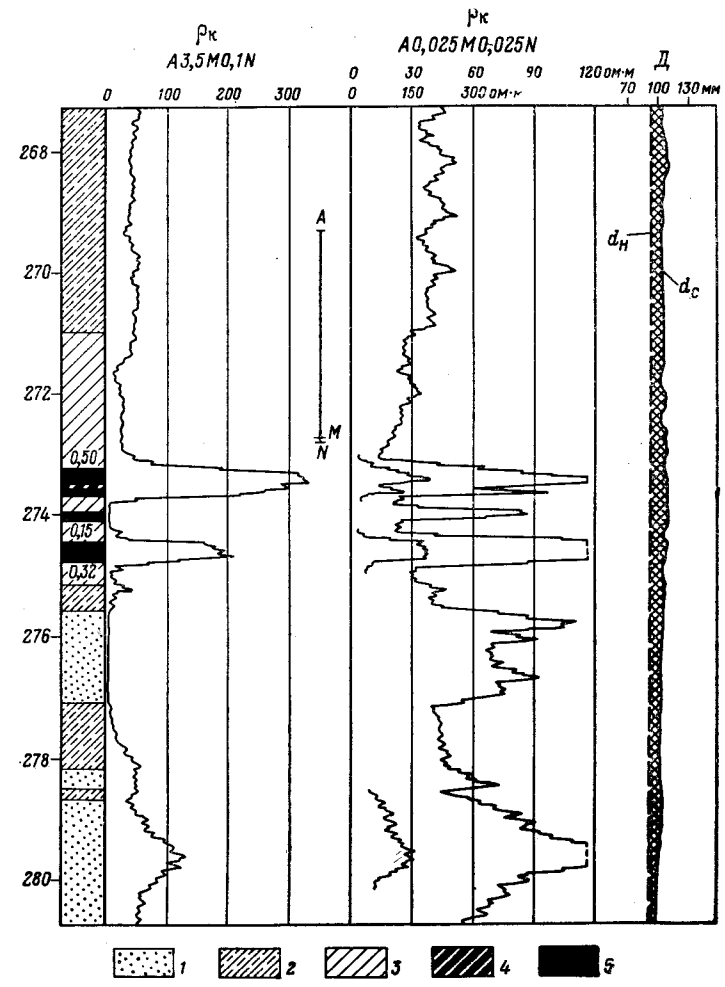


Рис. 74. Диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные микрозондом и стандартным градиент-зондом

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

большие интервалы разреза оказываются заэкранированными на кривых градиент-зонда. Кривые $\varrho_к$ микрозонда не искажены эффектами экранирования и поэтому могут успешно использоваться для изучения также и тех интервалов разреза, в которых кривая сопротивления градиент-зонда заэкранирована (рис. 74).

На угольных пластах кривая сопротивления микрозонда также не экранируется и с одинаковой отчетливостью выделяет угольные пласты большой и малой мощности, простого и сложного строения (рис. 74, 75). На угольных пластах простого строения кривая микрозонда фиксирует даже небольшую его неоднородность, что обычно не отмечается на кривых $\varrho_к$ больших зондов (см. рис. 75).

интервале, вследствие чего при наличии прижимного устройства микрозонд мог не изменить своего положения.

Аналогичное влияние еще более глубокой каверны на кривую $\rho_к$ микрозонда наблюдается и на пласте *II*, где зарегистрированы сходные между собой две кривые низкого сопротивления (см. рис. 77, кривые *б* и *в*). Сходство этих кривых $\rho_к$ подтверждает предположение, что они зарегистрированы микрозондом при одинаковом его положении в обоих случаях.

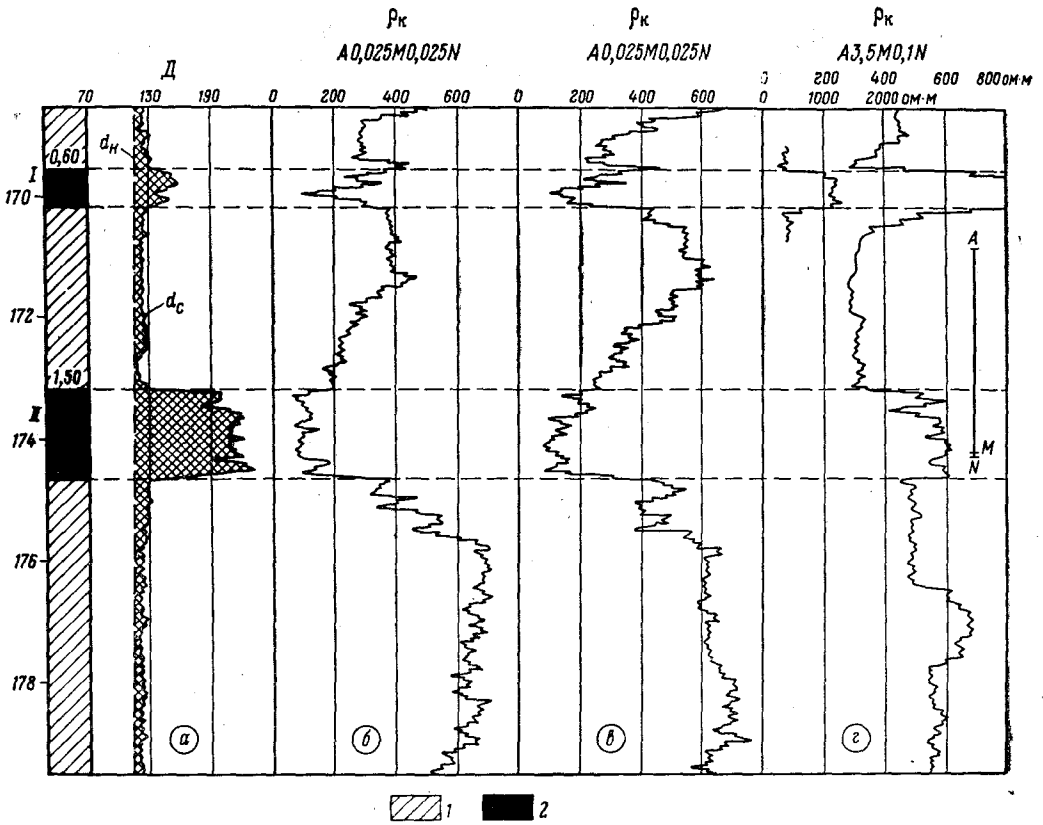


Рис. 77. Искажения диаграмм кажущихся сопротивлений, зарегистрированных с микрозондом в угольных пластах с кавернами

1 — аргиллит; *2* — уголь

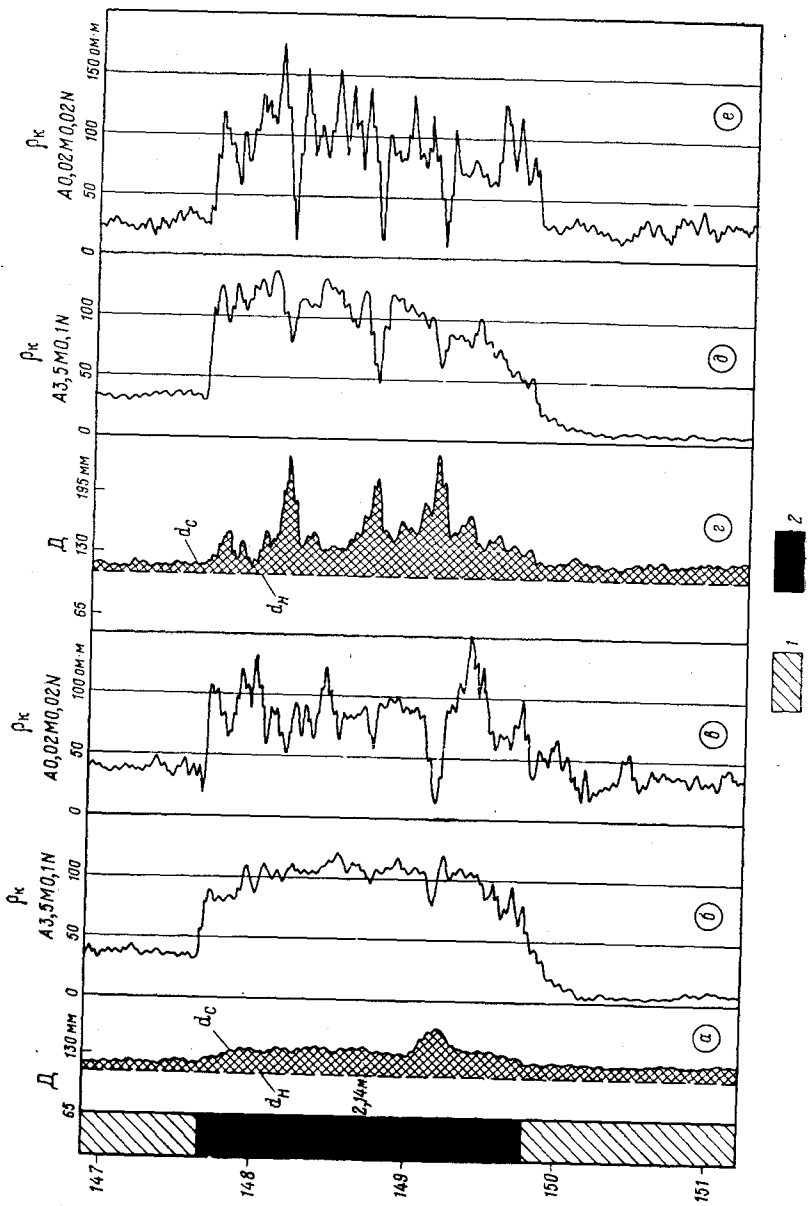
На рис. 78 приведен пример исследования угольного пласта, который был опробован углерезом (расширителем) с целью извлечения из него керна. До опробования пласта расширителем стенки скважины были незначительно нарушены, имелась небольшая локальная каверна. Эти незначительные изменения диаметра скважины не могли заметно повлиять на диаграмму сопротивления градиент-зонда большого размера (кривая *б*). Узко локализованная каверна вызвала лишь незначительное локальное снижение сопротивления. Слабая иззубренность кривой $\rho_к$ указывает на неоднородность пласта. Она отчетливо выявляется на кривой микрозонда, иззубренность которой резко возрастает (кривая *в*).

В результате опробования пласта углерезом в нем образовались каверны (см. рис. 78, кривая *г*). Зарегистрированная вторично стандартная диаграмма кажущегося сопротивления пласта после опробования его углерезом оказалась более дифференцированной. На кривой градиент-зонда большого размера отбились три минимума $\rho_к$, соответствующие трем узким глубоким кавернам (кривая *д*). На диаграмме микрозонда

Рис. 78. Влияние каверн в скважине на диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированные микрозондом и стандартным зондом

а — кавернограмма до опробования углерезом; *б* — диаграмма $Q_к$ стандартного градиент-зонда до опробования углерезом; *в* — диаграмма $Q_к$ микрозонда до опробования углерезом; *г* — кавернограмма после опробования углерезом; *д* — диаграмма $Q_к$ стандартного градиент-зонда после опробования углерезом; *е* — диаграмма $Q_к$ микрозонда после опробования углерезом

1 — аргиллит; *2* — уголь



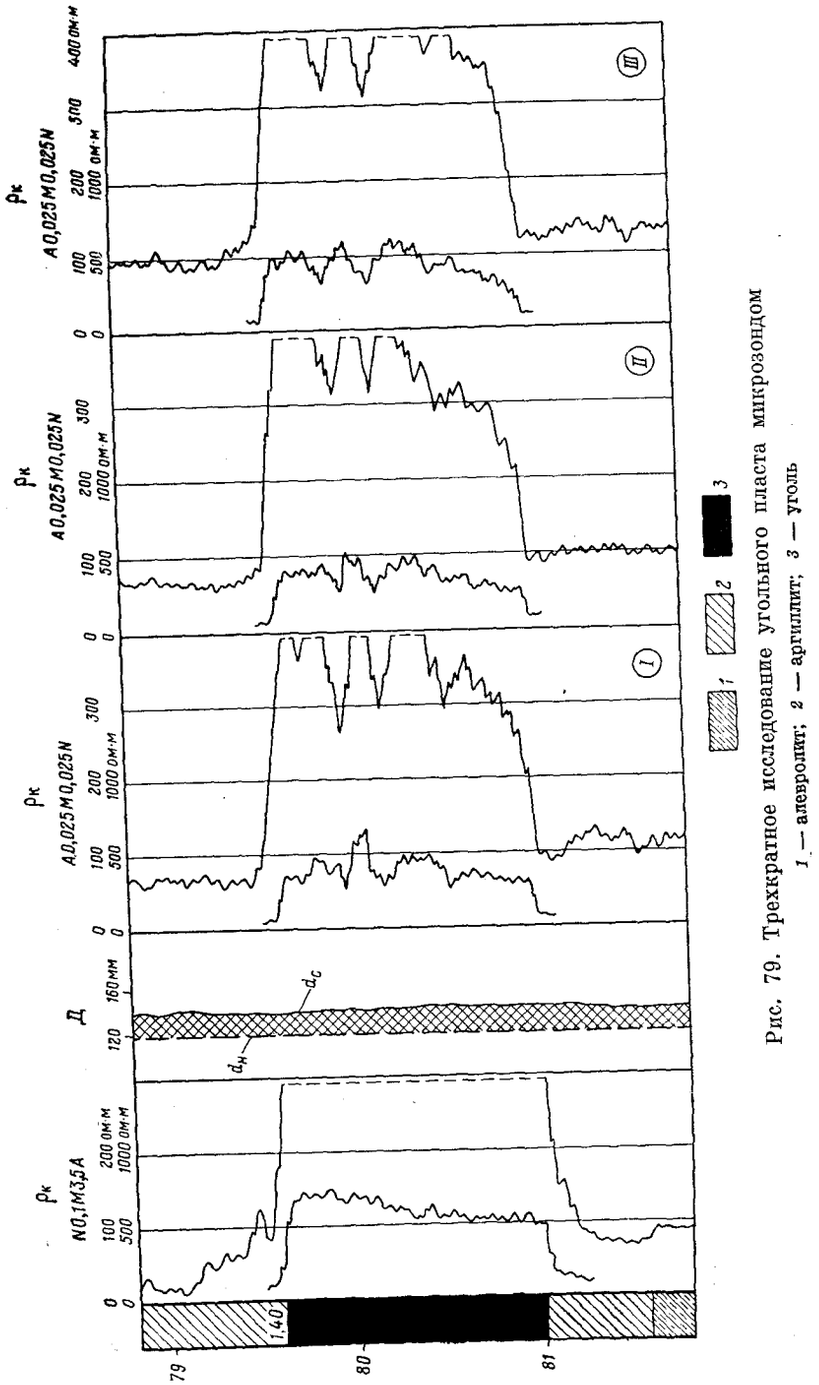


Рис. 79. Трехкратное исследование угольного пласта микрозондом

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь

указанные каверны выделились еще более резкими минимумами, значение $\rho_к$ в которых близко по величине к сопротивлению бурового раствора. Вся диаграмма микрозонда стала значительно более иззубренной (кривая *е*).

Таким образом, глубокие и узкие каверны могут вызвать искажения кривых $\rho_к$ и при отсутствии кавернограммы ошибочно приняты за породные прослои в угольном пласте. Этот пример указывает на необходимость иметь кавернометрические измерения во всех исследуемых скважинах. Попутно заметим, что согласно диаграмме кавернометрии, полученной после опробования углерезом рассмотренной скважины, углерез не обеспечил равномерного отбора пробы по всей мощности пласта. Поэтому полученная углерезом проба угля не является представительной для изучения его качества. Это важное практическое замечание должны учитывать геологи, часто практикующие применение углереза для получения керна из пропущенных угольных пластов. Качество опробования пластов должно обязательно контролироваться геофизическими исследованиями.

Может возникнуть сомнение в том, что микрозонды дают диаграммы, характеризующие пласт, даже и тогда, когда стенки скважины не разрушены и отсутствуют каверны. Проведенные работы показывают, что в этом случае диаграммы $\rho_к$ микрозондов полностью повторяются. Это подтверждается, например, рис. 79, на котором изображены три кривые $\rho_к$, зарегистрированные с микрозондом при разных его положениях в скважине в угольном пласте. В исследованном интервале стенки скважины не разрушены и отсутствуют локальные каверны. Некоторое отклонение фактического диаметра скважины от номинального в данном случае объясняется конструкцией шарошечного долота, которым производилось бурение скважины. Все три приведенные диаграммы $\rho_к$ микрозонда практически совпадают.

Из анализа приведенных материалов можно сделать следующие выводы.

1. В интервалах разреза с разрушенными стенками скважины и образовавшимися кавернами применение микрозондов не дает положительных результатов. Частое образование каверн в угольных пластах создает ограничения для применения микрозондов с целью исследования многих угольных пластов.

2. Возможности широкого применения микрозондов ограничены трудностью спуска их в скважину и частыми прихватами и обрывами в скважине вследствие громоздкости конструкции.

3. Исследования микрозондами разрезов скважин должны обязательно дополняться кавернометрическими измерениями диаметра скважины.

4. Микрозонды целесообразно применять для исследования тонкой структуры угольных пластов сложного строения с целью выявления в них очень тонких породных прослоев. Для исследования угольных пластов, представленных тонким переслаиванием угля и углистых пород, микрозонд дает наилучшие результаты по сравнению с другими геофизическими методами, при условии отсутствия в скважине каверн в исследуемом интервале.

5. Микрозонды целесообразно также применять для исследования угольных пластов с крутыми углами падения.

6. Применение микрозондов для выявления угольных пластов в разрезе скважин и определения их мощности, а также для литологического расчленения пород не является необходимым, так как эти задачи разрешаются с помощью других геофизических методов. Измерительные установки этих методов легче спускаются в скважину и извлекаются из нее, чем микрозонд. Только лишь на самых тонких угольных пластах, находящихся на пределе рабочей мощности, можно применять микрозонды для уточнения мощности этих пластов.

ГЛАВА IV

МЕТОДЫ РЕГИСТРАЦИИ ТОКА И СКОЛЬЗЯЩИХ КОНТАКТОВ

§ 17. Общие сведения о методе регистрации тока

Помимо метода кажущегося сопротивления для исследования разрезов скважин применяется ряд других геофизических методов, прямо или косвенно основанных на изучении удельного сопротивления горных пород. К их числу относятся методы регистрации тока (РТ), скользящих контактов (МСК), фокусированных зондов (МФЗ), сопротивления заземления (СЗ) и сопротивления экранированного заземления (СЭЗ и микро-СЭЗ). Последние два метода в углеразведке не опробовались, интересующимся ими читателям автор рекомендует работы В. Н. Дахнова [83, 84]. Метод регистрации тока (РТ) или метод токометрии (ТМ) практически не применяется в нефтяной промысловой геофизике, но широко используется вследствие своей простоты при исследовании угольных скважин.

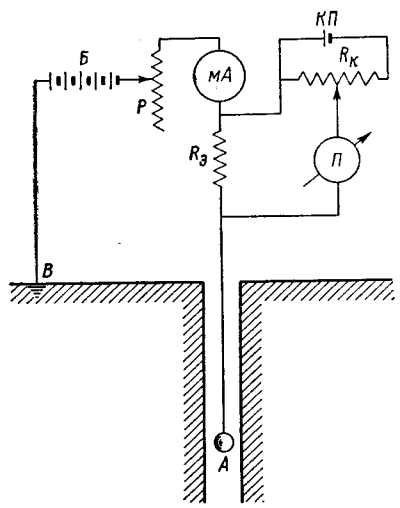


Рис. 80. Принципиальная схема регистрации тока (потенциометрическая регистрация)

А — питающее заземление; *Б* — источник питания; *Р* — регулирующий реостат; *мА* — миллиамперметр; $R_Э$ — эталонное сопротивление; *КП* — компенсатор поляризации; *П* — потенциометр; $R_К$ — компенсационное сопротивление

Сущность метода регистрации тока состоит в следующем.

В цепь одножильного кабеля, опускаемого в скважину, включается на поверхности батарея *Б*, регулирующий реостат *Р*, миллиамперметр *мА*, измеряющий и контролирующий силу тока, эталонное сопротивление $R_э$, компенсатор поляризации *КП* с сопротивлением $R_к$ и потенциометр *П* (рис. 80). Цепь замыкается через буровой раствор, горные породы и два заземления: *А* (в скважине) и *В* (на поверхности). Электрод *А* передвигается вдоль стенок скважины, и в цепи *АВ* измеряется сила тока

$$I = \frac{E}{R_к + R_m + R_B + R_A} = \frac{E}{\sum R + R_A}, \quad (40)$$

где E — напряжение батареи;

$R_к$ — сопротивление кабеля и соединительных проводов;

R_m — сопротивление реостата, измерительного прибора, батареи и контактов заземлений A и B;

R_A, R_B — сопротивление заземлений электродов A и B.

Сопротивление заземления A пропорционально среднему сопротивлению $\varrho_э$ бурового раствора и пород, окружающих скважину

$$R_A = D\,\varrho_э, \quad (41)$$

где D — коэффициент пропорциональности, зависящий от формы и размеров заземлителя.

Подставляя равенство (41) в уравнение (40), получим

$$I = \frac{E}{\sum R + D\,\varrho_э} = \frac{E}{C + D\,\varrho_э}, \quad (42)$$

где $C = \sum R$ — постоянная величина.

Из формулы (42) следует, что изменение силы тока в цепи при движении заземлителя A по оси скважины находится в обратной зависимости от удельного сопротивления пород и бурового раствора. В связи с этим диаграмма тока до некоторой степени является зеркальным изображением диаграммы сопротивлений относительно оси нулевых значений $\varrho_к$. При одинаковых геолого-геофизических условиях пласты с различным удельным сопротивлением тем отчетливее будут выделяться на диаграммах тока, чем меньше сопротивление внешней цепи, в которую включено заземление, и чем больше диаметр заземления.

§ 18. Применение метода регистрации тока на угольных месторождениях

Эффективность применения метода РТ для исследования разрезов угольных скважин на различных группах угольных месторождений аналогично методу кажущихся сопротивлений оказывается неодинаковой (рис. 81).

Месторождения второй группы

Подавляющее большинство угольных пластов, как было уже указано, обладает высоким удельным сопротивлением, и для их исследования успешно применяется метод кажущихся сопротивлений. Метод регистрации тока может также эффективно применяться для исследования указанных угольных пластов и вмещающих их пород, так как дифференцированность диаграмм тока зависит от удельного сопротивления углей (см. рис. 81, кривые *V—XII*).

Сопротивление заземления увеличивается против пластов высокого удельного сопротивления и уменьшается против пластов низкого удельного сопротивления. В соответствии с этим на кривой I_A пласты углей, песчаников и известняков отмечаются резкими минимумами тока, а пласты алевролитов и аргиллитов выделяются повышенными значениями I_A. Кривая тока I_A весьма чувствительна к изменению литологического состава пород даже при относительно небольшом изменении сопротивлений пород (рис. 82). Поэтому метод регистрации тока может быть использован для подробного литологического расчленения разреза скважины. При этом необходимо учитывать не только абсолютные значения I_A, но также и конфигурацию кривой. При одинаковой амплитуде кривой изрезанные ее участки относятся к песчаникам, а более спокойная кривая I_A характеризует более однородные мелкозернистые породы — алевролиты и аргиллиты. На диаграммах тока значительно отчетливее по сравнению с диаграммами сопротивлений выделяются конкреционные прослои.

При пересечении токовым электродом A границы пласта высокого сопротивления происходит резкое уменьшение силы тока, которое вновь резко возрастает при выходе заземления A из пласта. На конфигурацию кривой I_A и ее амплитуду в пласте высокого сопротивления практически

не оказывают заметного влияния смежные пласты высокого сопротивления. Таким образом, кривая тока не осложнена эффектами экранирования. Она может использоваться для изучения заэкранированных участков на диаграммах сопротивлений градиент-зонда, особенно в условиях частой перемежаемости угольных пластов.

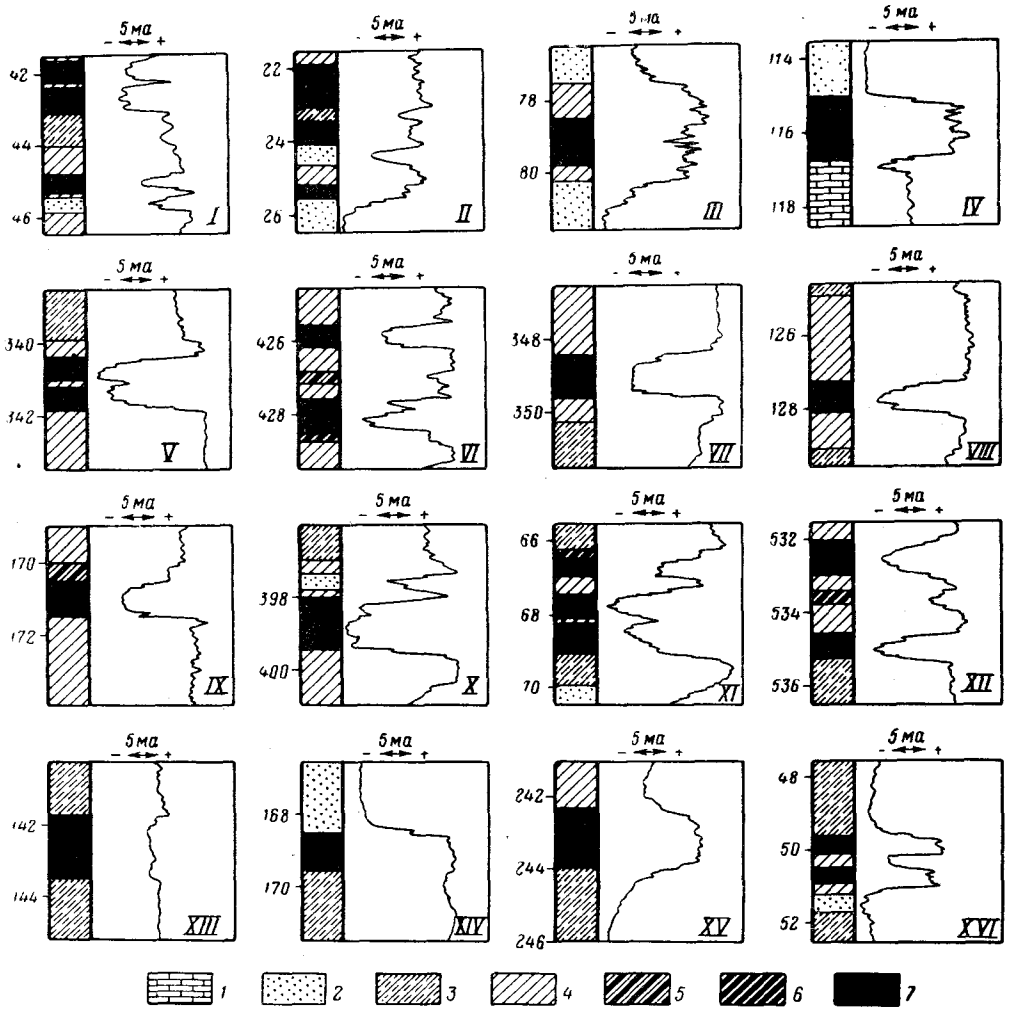


Рис. 81. Диаграммы тока I_A, зарегистрированные одноэлектродным зондом $B \infty A$ в скважинах разных бассейнов на угольных пластах различного марочного состава

Угольные месторождения по бассейнам и районам: *I* — Подмосковному (марка Б); *II* — Подмосковному (марка Б); *III* — Подмосковному (марка Б); *IV* — Подмосковному (марка Б); *V* — Челябинскому (марка Б); *VI* — Средней Азии (марка Д); *VII* — Львовско-Волынскому (марка Г); *VIII* — Печорскому (марка Ж); *IX* — Кузнецкому (марка К); *X* — Карагандинскому (марка К); *XI* — Печорскому (марка Т); *XII* — Донецкому (марка Т); *XIII* — Донецкому (марка Т); *XIV* — Донецкому (марка ПА); *XV* — Донецкому (марка ПА); *XVI* — Донецкому (марка А)

1 — известняк; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — аргиллит; *5* — углисто-глинистый аргиллит; *6* — углистый аргиллит; *7* — уголь

Метод регистрации тока дает наилучшие результаты по изучению разрезов, которые сложены породами относительно невысокого сопротивления. В этом случае угольные пласты выделяются особенно отчетливо (см. рис. 82). Эффективность метода снижается при исследовании разрезов скважин, сложенных породами высокого сопротивления. Даже при условиях, когда удельное сопротивление углей тоже повышается примерно в такой же степени, как и вмещающих пород, выделение тонких пластов угля из разреза затрудняется (рис. 83).

Как известно, на диаграммах кажущегося сопротивления, полученных с градиент-зондами, имеющих размеры, превышающие мощность угольных пластов, последние выделяются достаточно четко аномалиями высокого сопротивления с сопровождающими их эффектами экранирования, являющимися индикаторами этих пластов. Однако на диаграммах I_A те же угольные пласты выделяются зонами минимума тока, которые

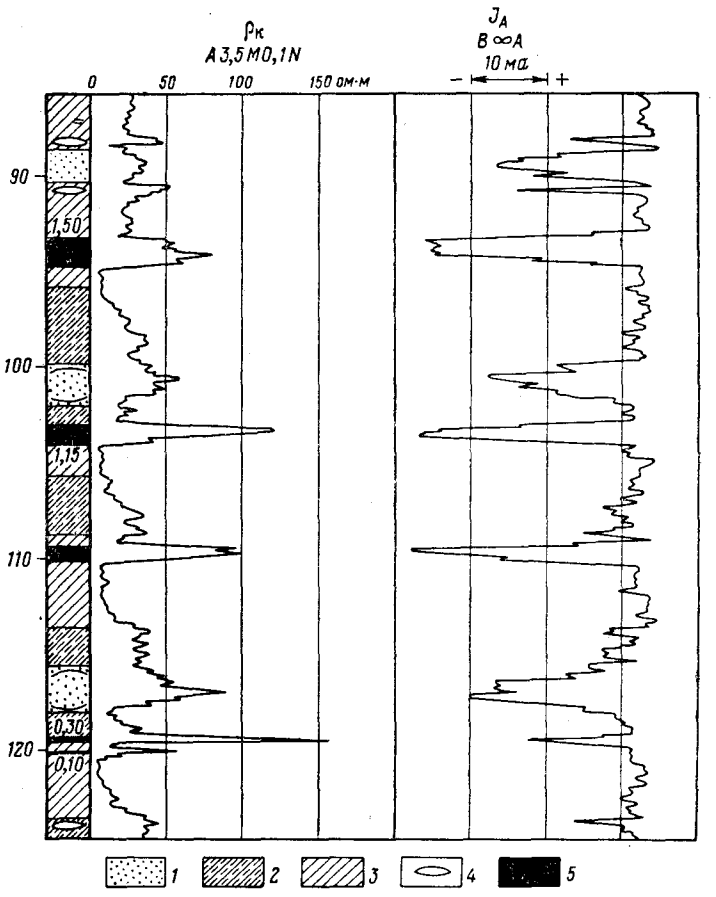


Рис. 82. Расчленение разреза скважины по диаграммам кажущихся сопротивлений и тока

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — конкреция; *5* — уголь

ничем не отличаются от аналогичных зон, обусловленных отдельными пластами вмещающих пород, характеризующихся высоким сопротивлением (см. рис. 83). Следовательно, по сравнению с методом кажущегося сопротивления метод регистрации тока является менее эффективным для поисков и выделения из разрезов скважин угольных пластов.

После того, как выделены в разрезе скважины угольные пласты, метод регистрации тока может применяться для детального изучения их, а именно для определения мощности и строения. На рис. 84 представлена пачка тонких угольных пластов. В этой пачке на кривой сопротивления последовательного градиент-зонда каждый нижний пласт экранируется вышележащими пластами. На кривой тока все угольные пласты в пачке отбиваются симметричными зонами минимума I_A.

Небольшие изменения диаметра скважины и наличие неглубоких каверн практически не сказываются на диаграммах тока, что является преимуществом по сравнению с методом микрозондов. Как на диаграммах

$\varrho_к$ градиент-зонда больших размеров, так и на диаграммах тока неглубокие каверны не влияют на выделение структуры пластов (рис. 85, *а*). Глубокие каверны оказывают значительно большее влияние на диаграммы тока, чем на кривые кажущегося сопротивления градиент-зондов больших размеров. В качестве примера укажем на угольный пласт, исследованный дважды, при различных диаметрах скважины (рис. 85, *б*).

Первоначально пласт был исследован при наличии неглубокой каверны по всей мощности пласта. Эта каверна не оказала заметного влияния на кривые кажущегося сопротивления и тока (см. рис. 85, *а*). Затем

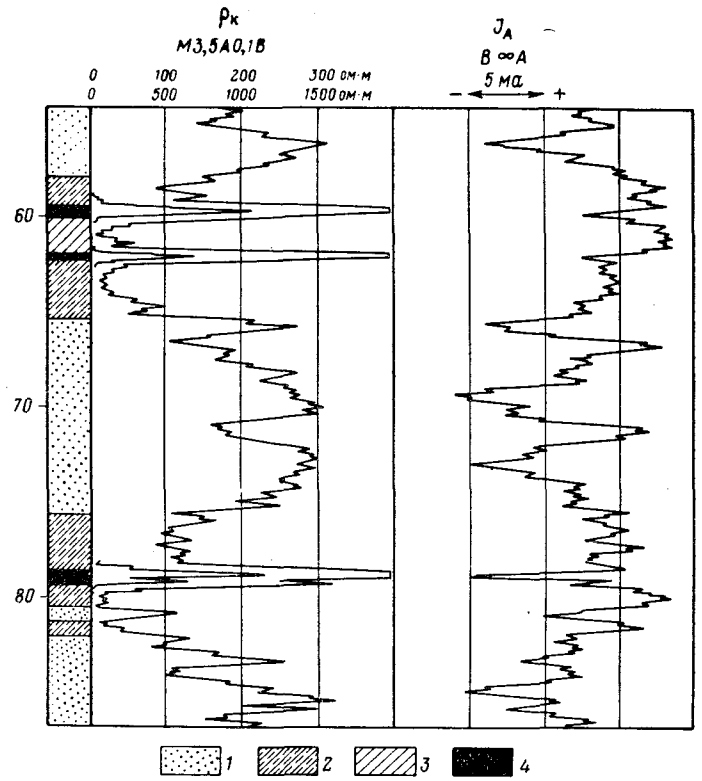


Рис. 83. Диаграммы кажущихся сопротивлений и тока, зарегистрированные в угольных пластах и вмещающих породах высокого сопротивления

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

вторично пласт был исследован после опробования углерезом (расширителем) по всей мощности. В результате этого опробования в скважине образовалась глубокая каверна диаметром более 250 *мм* (выше предела возможного измерения d_c фонарным каверномером). Глубокая каверна оказала значительно большее влиние на кривую I_A, чем на диаграмму $\varrho_к$ (см. рис. 85, *б*). Амплитуда аномалии на кривой тока резко уменьшилась, кривая стала пологой и приняла асимметричную форму относительно пласта. Асимметричность кривой I_A указывает на разную глубину каверны по разрезу пласта, т. е. на неравномерный отбор пробы углерезом. Наибольшее количество угля было отобрано из верхней половины пласта и наименьшее из нижней. Следовательно, данная проба угля как и в предыдущем примере оказалась не представительной для получения осредненных показателей о качестве угля.

Таким образом, повторно зарегистрированная диаграмма тока дает возможность определить степень сложности строения пласта и установить

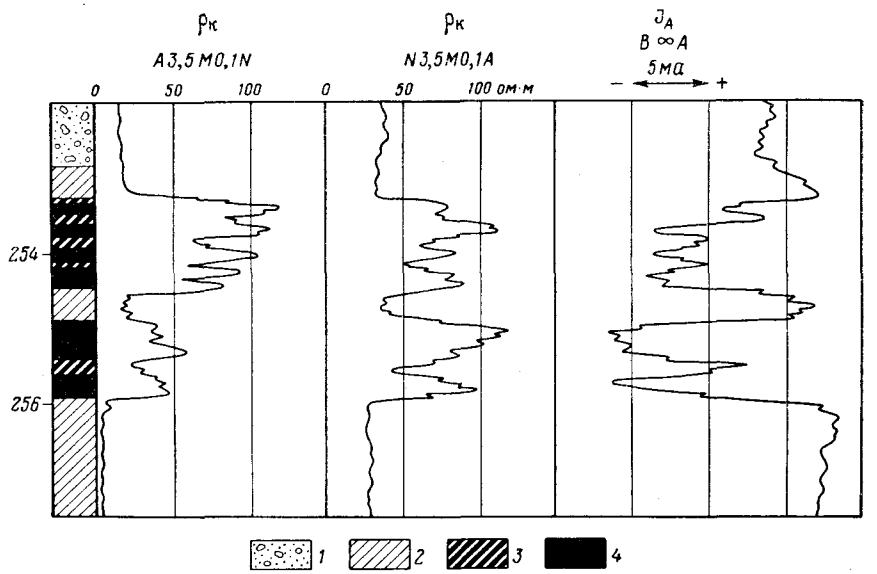


Рис. 84. Диаграммы кажущихся сопротивлений и тока, зарегистрированные на угольном пласте сложного строения

1 — конгломерат; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

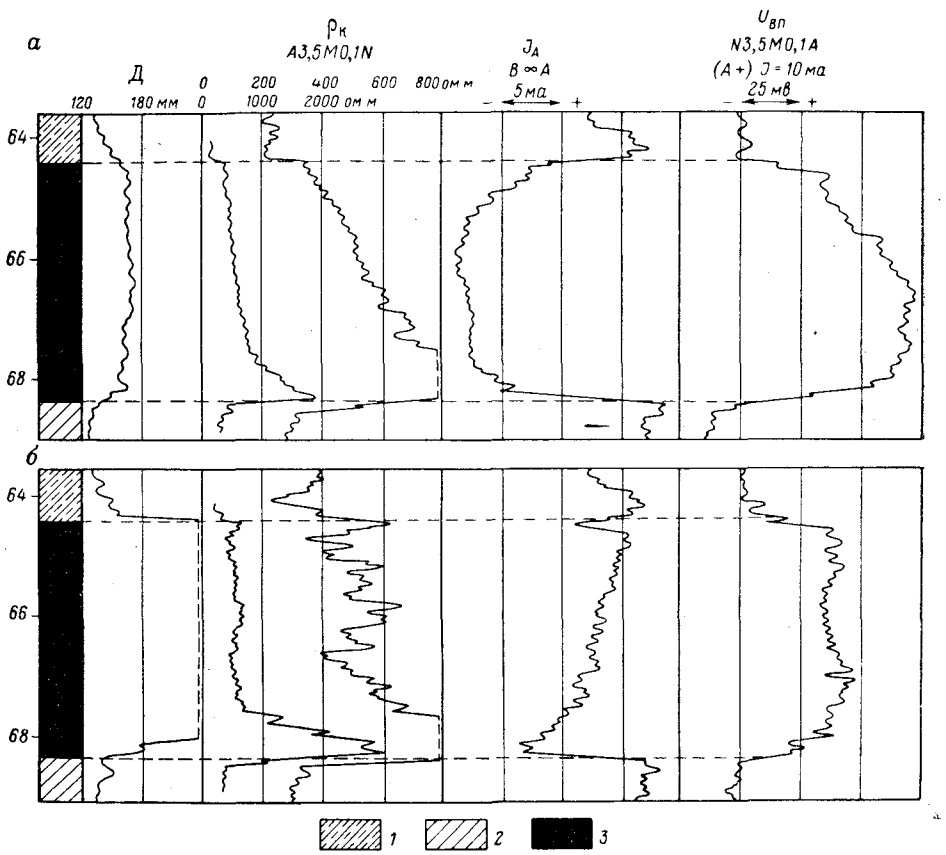


Рис. 85. Влияние каверны в скважине на диаграммы кажущихся сопротивлений тока и потенциалов вызванной поляризации

а — диаграммы, зарегистрированные до опробования углерезом; *б* — диаграммы, зарегистрированные после опробования углерезом

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь

качество произведенного опробования его углерезом. Последнее особенно важно, когда глубина каверны превышает предел возможного ее измерения каверномером применяемой конструкции.

По диаграмме тока так же, как и по кривым сопротивлений, можно установить места оставленных в скважине обрезков обсадных и колонковых труб и определить их длину. Обрезки металлических труб выделяются на диаграммах I_A резким повышением силы тока. Длина трубы равна ширине аномалии силы тока, взятой на половине ее амплитуды.

Месторождения первой и третьей групп

На угольных месторождениях этих групп метод регистрации тока может применяться также в качестве вспомогательного метода для интерпретации диаграмм кажущихся сопротивлений с целью расчленения разреза и определения границ пластов. Однако угольные пласты месторождений первой и третьей групп на диаграммах тока, так же как и на диаграммах $\rho_к$, обычно выделяются слабо (см. рис. 81, кривые *I—IV*) или совсем не выделяются (кривые *II* и *III*). Если же угольные пласты залегают в породах высокого сопротивления — песчаниках и известняках, то на кривых I_A они выделяются максимумами силы тока (кривая *IV*).

Аналогично выделяются на диаграммах тока тощие каменные угли, которые характеризуются относительно невысоким электрическим сопротивлением (см. рис. 81, кривая *XIII*). Знак аномалии тока против указанных тощих и бурых углей может меняться в зависимости от удельного сопротивления вмещающих пород.

После того, как местоположение угольных пластов в разрезе скважины установлено с помощью других методов, мощность и строение этих пластов могут быть уточнены по диаграммам I_A детализационного масштаба.

Из анализа рассмотренных кривых следует, что на месторождениях первой и третьей групп метод регистрации тока не имеет существенного практического значения. На этих месторождениях выделение из разрезов скважин угольных пластов более эффективно другими геофизическими методами. Поэтому здесь токометрия может применяться только в качестве вспомогательного метода для исследования отдельных деталей литологического разреза (например, конкреций), если это представит практический интерес для данного угольного месторождения.

Месторождения антрацитов

Метод токометрии на месторождениях антрацитов позволяет решать геологические задачи по литологическому расчленению разрезов скважин и изучению угольных пластов. Использование диаграмм тока, как было указано, для литологического расчленения вмещающих пород принципиально одинаково для всех угольных месторождений.

Вследствие того, что пласты антрацита обладают весьма низким (практически нулевым) сопротивлением, они выделяются на диаграммах тока положительными аномалиями (см. рис. 81, кривая *XVI*). Пика I_A на кривой тока в своем основании шире мощности пласта и только в средней части ее ширина соответствует мощности пласта. По характеру изменения силы тока в разрезе можно судить о строении пласта. Аналогичные аномалии на кривой тока фиксируются и на пластах полуантрацита (см. рис. 81, кривые *XV* и *XVI*, и рис. 86). Сланцевые прослои в пластах полуантрацита достаточно отчетливо выделяются на кривой I_A понижением силы тока, что объясняется повышенным их удельным сопротивлением.

Таким образом, метод регистрации тока может применяться для выделения в разрезах скважин пластов антрацита и полуантрацита, изучения их строения и определения мощности.

Все изложенное в настоящем параграфе позволяет прийти к следующим выводам.

1. Метод регистрации тока не может применяться, за редким исключением, в качестве поискового метода для выявления угольных пластов в разрезах скважин.

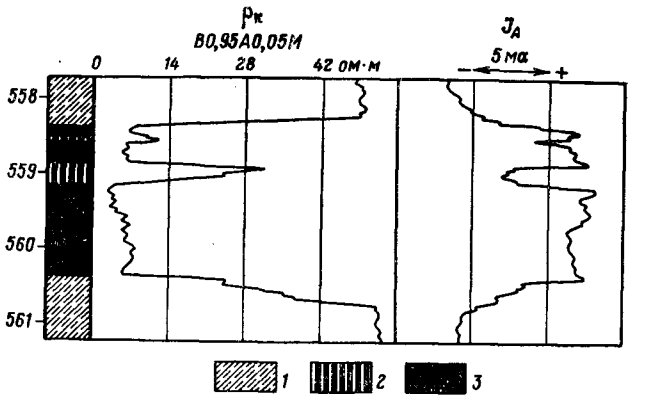


Рис. 86. Диаграммы тока и кажущегося сопротивления в пласте антрацита сложного строения (Донбасс)

1 — алевролит; *2* — углистый сланец; *3* — уголь.

2. Метод токометрии может быть эффективно использован для изучения угольных пластов высокого сопротивления и антрацитов, выявленных в разрезах скважин другими геофизическими методами. Особенно целесообразно использовать диаграммы I_A для определения глубин, мощностей и строения угольных пластов и их пачек, резко отличающихся по сопротивлению от вмещающих пород.

3. По диаграммам тока можно вести литологическое расчленение вмещающих пород, выделять конкреционные, известковистые и плотносцементированные прослои песчаников среди пород относительно невысокого сопротивления.

4. Диаграммы тока в комплексе с диаграммами кавернометрии могут быть использованы для контроля качества опробования угольных пластов углерезом.

§ 19. Метод скользящих контактов

Метод скользящих контактов (МСК) разработан А. С. Семеновым и О. К. Владимировым [209, 210]. Он является одной из разновидностей метода регистрации тока и от последнего отличается конструкцией заземления A. Это заземление состоит из одной, двух или трех щеток, установленных на изоляторах. Щетки имеют небольшую торцевую поверхность и прижимаются к стенкам скважины с помощью пружин (в вертикальных скважинах) или с помощью специального груза (в наклонных скважинах). Такая конструкция заземления уменьшает влияние бурового раствора, и поэтому сопротивление заземления определяется в основном удельным сопротивлением породы, к которой прижимается щетка. Это обеспечивает получение кривой тока $I_{ск}$, на которой контакты пластов различного сопротивления и их структура выделяются более отчетливо, чем на кривой I_A метода регистрации тока. Однако такие результаты возможно получить только на пластах с ненарушенными стенками скважин, т. е. в относительно плотных породах. В кавернозных интервалах

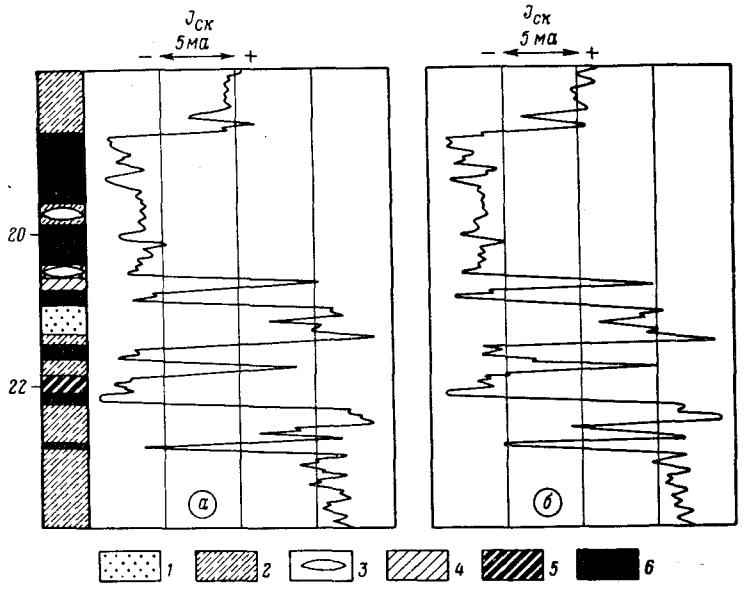


Рис. 87. Диаграммы тока метода скользящих контактов в угольном пласте сложного строения (Иркутский бассейн)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — конкреция; *4* — аргиллит; *5* — углистый аргиллит; *6* — уголь

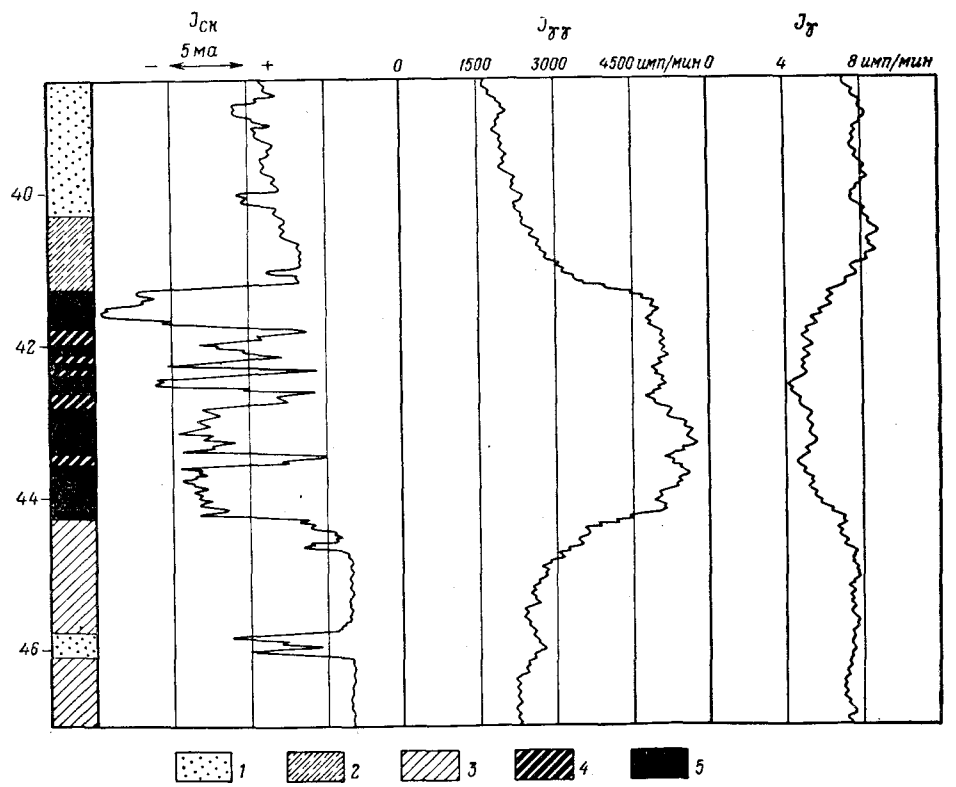


Рис. 88. Исследование структуры угольного пласта методами скользящих контактов и радиометрии в сухой скважине (без бурового раствора)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

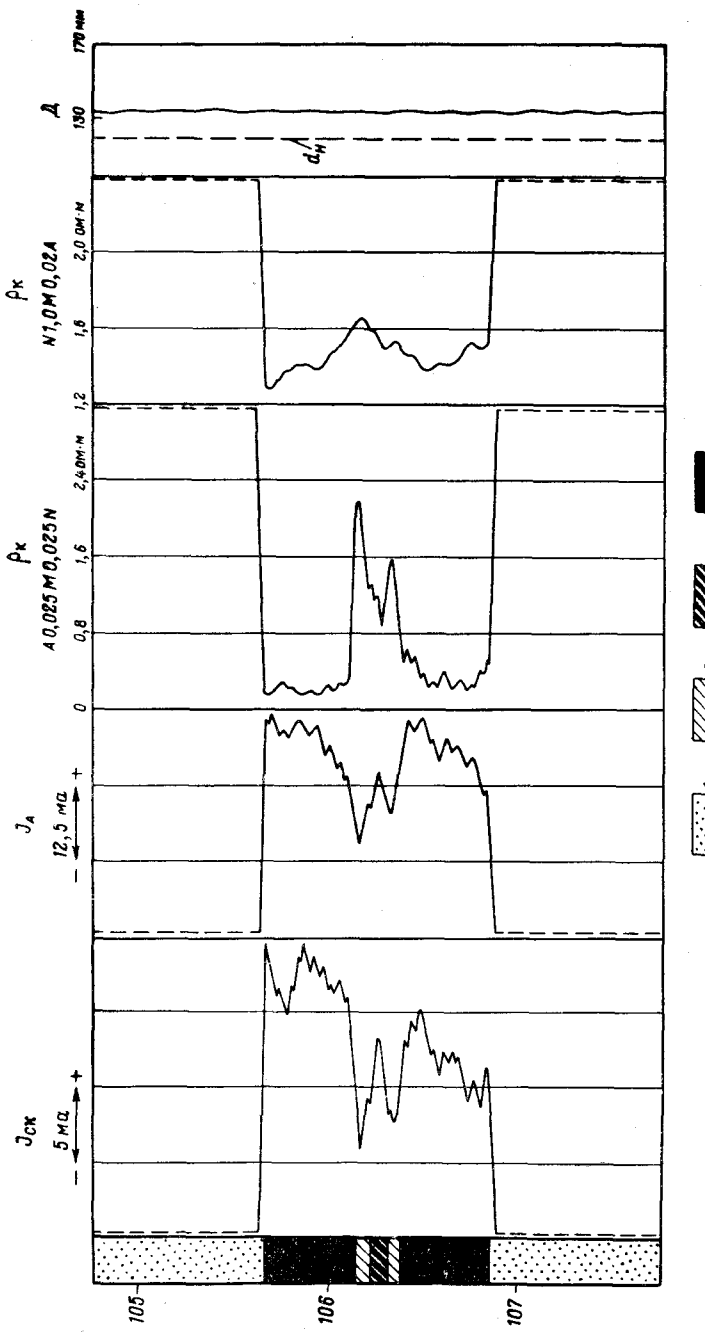


Рис. 89. Диаграммы электрометрии в пласте антрацита сложного строения (Донбасс, по Михедько А. Ф.)

1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

скважин диаграммы $I_{ск}$ искажаются так же, как это наблюдается на диаграммах микрозондов.

Так как в интервалах угольных пластов в скважинах часто образуются каверны, область применения метода скользящих контактов в углеразведке ограничена. Измерения $I_{ск}$ необходимо всегда сопровождать определениями диаметра скважины или производить повторные контрольные регистрации тока (рис. 87, кривая *а* и контрольная кривая *б*). Только в случае их практического совпадения, что может быть при отсутствии каверн, можно пользоваться этими диаграммами для изучения разреза скважины.

Метод скользящих контактов нашел наиболее широкое применение в рудных скважинах, особенно при разведке сульфидов.

Наряду с указанными недостатками МСК обладает крупным преимуществом по сравнению с другими методами электрометрии, заключающемся в том, что этот метод позволяет производить исследования сухих скважин. На рис. 88 скважина в интервале исследуемого пласта не имеет каверн, и полученная диаграмма МСК позволяет выяснить структуру пласта, представленного переслаиванием отдельных пачек угля и углистых пород. Зарегистрированные здесь же диаграммы радиометрии (I_γ — естественного гамма-излучения и $I_{\gamma\gamma}$ — рассеянного гамма-излучения) не обеспечивают столь детального расчленения пласта, а лишь фиксируют его границы и наиболее крупные группы пачек, что более подробно будет рассмотрено в третьей части.

На рис. 89 представлена кривая $I_{ск}$ метода скользящих контактов, зарегистрированная в пласте антрацита сложного строения. Для сопоставления представлены диаграммы I_A метода регистрации тока, $\varrho_к$ микрозонда и потенциал-зонда. Кавернограмма (Д) свидетельствует об отсутствии каверн в скважине в интервале исследуемого пласта. В данном случае тонкая структура пласта отчетливо выявляется только на двух кривых: $I_{ск}$ и $\varrho_к$ микрозонда, притом с большей отчетливостью на первой кривой. На остальных диаграммах лишь слабо выделяется в средней части пласта общая пачка прослоев повышенной зольности без расчленения на отдельные слои.

Таким образом, метод скользящих контактов эффективен для исследования разрезов некавернозных интервалов скважин с целью изучения мощности и структуры угольных пластов, обладающих как высоким сопротивлением (каменные угли), так и хорошей проводимостью (антрациты). Этот метод также успешно может использоваться для исследования сухих скважин.

ГЛАВА V

МЕТОД ФОКУСИРОВАННЫХ ЗОНДОВ

§ 20. Общие сведения

Метод фокусированных зондов (МФЗ) известен из литературы [84, 137, 196, 249, 267] также под названием экранированного зонда с фокусировкой тока или бокового каротажа (БК). От обычного метода кажущегося сопротивления он отличается тем, что, помимо основного питающего электрода, в зонде имеются дополнительные экранирующие электроды, обеспечивающие распространение тока в направлении, перпенди-

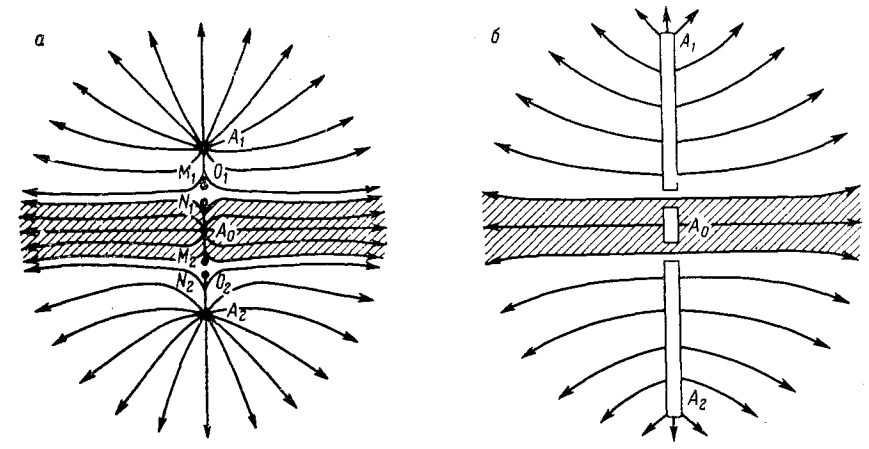


Рис. 90. Схема распространения тока в методе фокусированных зондов
а — семиэлектродный зонд; *б* — трехэлектродный зонд

кулярном оси скважины. На результаты измерений сопротивления зондом такой конструкции меньше влияют мощность пласта, сопротивления вмещающих пород и бурового раствора, чем при обычном зонде метода кажущегося сопротивления. В этом заключается преимущество метода фокусированного зонда перед обычным методом кажущегося сопротивления.

В методе фокусированного зонда применяют два типа зондов — семиэлектродные — ФЗ-7 или БК-7 — и трехэлектродные — ФЗ-3 или БК-3. В семиэлектродном зонде все электроды «точечные» (рис. 90, *а*). Три пары электродов: M_1 и M_2, N_1 и N_2, A_1 и A_2 расположены симметрично относительно центрального заземления A_0. Две пары электродов: M_1, M_2 и N_1, N_2 называются с л е д я щ и м и. Через электрод A_0 пропускается ток I постоянной силы. Разность потенциалов следящих электродов ΔU подается на вход электрической системы (электронного устройства),

регулирующей ток экранных электродов A_1 и A_2 так, чтобы величина ΔU равнялась нулю. Отсутствие разности потенциалов между следящими электродами указывает на распространение тока от электрода A_0 перпендикулярно оси скважины. Регистрируемая величина эффективного сопротивления

$$\varrho_э = K \frac{U}{i},$$

где U — потенциал одного из следящих электродов относительно удаленного электрода;

i — сила тока центрального электрода;

K — коэффициент, подобранный так, чтобы в однородной среде эффективное сопротивление равнялось истинному удельному сопротивлению этой среды.

Трехэлектродный фокусированный зонд представляет собой металлический цилиндр, средняя часть которого (центральный электрод A_0) изолирована от крайних частей, представляющих собой экранные электроды A_1 и A_2 (рис. 90, *б*). Радиальная направленность тока из центрального электрода достигается тем, что потенциал этого электрода всегда поддерживается равным потенциалу экранных электродов. При этом условии поверхность зонда является поверхностью равного потенциала, что обеспечивает перпендикулярность к ней токовых линий.

Выравнивание потенциалов центрального электрода A_0 и экранных A_1 и A_2 осуществляется так же, как и в семиэлектродном зонде, при помощи электронного устройства, регулирующего ток экранных электродов так, чтобы их потенциал был равен потенциалу центрального электрода. Так как технически эта задача является довольно сложной, вместо электронного следящего устройства может быть использован следующий простой способ. Электроды A_1 и A_0 соединяются между собой весьма малым сопротивлением R (менее 0,2—1 *ома*), что практически равноценно закорачиванию электродов. Измеряя разность потенциалов на сопротивлении R, регистрируют ток $I_ф$ центрального электрода и далее, беря отношение U—потенциала заземления A_0—к силе тока $I_ф$ с учетом коэффициента зонда K, по элементарной формуле рассчитывают величину $\varrho_э$ [68]. Эта модификация метода фокусированного зонда разработана на кафедре промысловой геофизики МИНХ и ГП под руководством проф. В. Н. Дахнова.

Применение в углеразведке данной модификации метода было успешно осуществлено в Печорском угольном бассейне. С целью распространения этой модификации на другие бассейны приведем краткое описание устройства зонда и измерительной схемы.

Устройство зонда

Экранные электроды *1* (A_1 и A_2) трехэлектродного фокусированного зонда (рис. 91, *а*) механически и электрически соединены между собой металлическим полым стержнем *2*. На этот же стержень поверх слоя изоляции *3* из резины одет центральный электрод (A_0) *4*, отделенный от экранных электродов двумя изолирующими кольцами *5*. Длина центрального электрода в 10—20 раз меньше экранных. Зонд закрепляется непосредственно на косе, из кабеля КТШ-2 с помощью бандажа *6*, упирающегося в головку зонда *7*, ввинченную в корпус зонда.

В полости верхнего электрода помещено сопротивление R, завулканизированное в сырой резине *8*. Вывод от одного конца сопротивления соединен с полым стержнем, а через него и с экранными электродами; другой конец сопротивления присоединен к центральному электроду через отверстие в полом стержне. Жилы косы соединены с зондом в следующем порядке: жила A (средняя) связана с полым стержнем в месте

соединения вывода от сопротивления R; жила M (длинная) соединена с концом сопротивления R подключенным к экранным электродам; жила N (короткая) связана с тем концом сопротивления R, который соединяется с центральным электродом.

На косе на расстоянии 10 *м* от зонда установлен электрод *9* (N), который соединен с отрезком провода, навитым на косу. При регистрации кривой потенциала этот электрод соединяется с жилой N (длинной) кабеля. При регистрации кривой тока электрод N отсоединяется и вместо него к жиле кабеля лебедки присоединяется жила N (короткая) косы зонда, идущая к центральному электроду. Обозначая расстояния между электродами или размеры электродов в метрах сверху вниз, получим следующее символическое обозначение зонда при измерении потенциала $U_ф$

$$N_{\overline{NA_1}} A_1 {}_{\overline{A_1A_2}} A_2,$$

где размер $\overline{NA_1}$ равен расстоянию от электрода N до верхнего конца электрода A_1;

размер $\overline{A_1A_2}$ равен расстоянию от верхнего конца электрода A_1 до нижнего конца электрода A_2.

Фокусированный зонд для измерения тока $I_ф$ соответственно обозначим

$$A_{1\,\overline{A}_1} l_{1\,\overline{l}_1} A_{0\,\overline{A}_0} l_{2\,\overline{l}_2} A_{2\,\overline{A}_2},$$

где $\overline{A}_1$, $\overline{A}_0$, A_2, l_1, l_2 — соответственно размеры электродов и зазоров между ними.

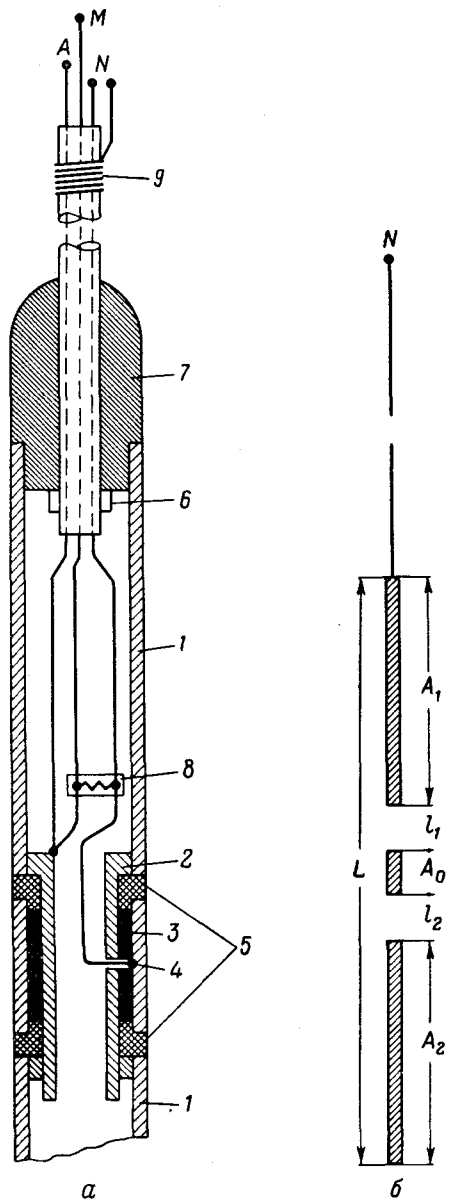


Рис. 91. Фокусированный трехэлектродный зонд

а — монтажная схема: *1* — экранные электроды, *2* — полый стержень, на который навинчены экранные электроды, *3* — резиновая прокладка, *4* — центральный электрод A_0, и *5* — изолирующие кольца, *6* — бандаж зонда, *7* — головка зонда; *8* — шунт, *9* — четвертый электрод N; *б* — принципиальная схема

Для проведения измерений потенциала и тока с фокусированным зондом собирается обычная наземная схема, которая применяется при измерении кажущегося сопротивления. При регистрации диаграмм потенциала и тока большая часть тока постоянной силы I, направляемого в зонд по жиле A кабеля, уходит в буровой раствор и породы через экранные электроды. Некоторая небольшая доля i этого общего тока через сопротивление R и буровой раствор попадает в центральный электрод и затем выходит из него в радиальном направлении. Ток i центрального электрода меняется при движении зонда вдоль скважины в зависимости от изменения сопротивления пластов, пересекаемых этим электродом.

Сила тока i уменьшается с увеличением сопротивления пластов, так как при этом увеличивается доля тока, отдаваемого концами экранных электродов вдоль оси скважины в противоположных направлениях по отношению к центральному электроду.

Выбор масштабов кривых

Величина эффективного сопротивления для трехэлектродного фокусированного зонда определяется по формуле

$$\varrho_э = K_l \frac{U_ф}{i}, \qquad (43)$$

где $U_ф$ — разность потенциалов между поверхностью зонда и удаленным электродом;

i — сила тока центрального электрода;

K_l — коэффициент пропорциональности, который определяется исходя из условия равенства эффективного сопротивления однородной среды ее истинному удельному сопротивлению.

При регистрации кривой потенциала фокусированный трехэлектродный зонд можно рассматривать как зонд с цилиндрическим токовым электродом A длиной

$$L = \bar{A}_1 + \bar{l}_1 + \bar{A}_0 + \bar{l}_2 + \bar{A}_2,$$

где $\bar{A}_1$, $\bar{A}_2$ и $\bar{A}_0$ — размеры экранных и центрального электродов;

$\bar{l}_1$ и $\bar{l}_2$ — размеры зазоров между центральным электродом и экранными.

Величина кажущегося сопротивления, измеряемого этим зондом, определяется по формуле

$$\varrho_к = K_L \frac{U_ф}{I}, \qquad (44)$$

где $U_ф$ — разность потенциалов между поверхностью зонда и удаленным электродом;

I — общий ток, отдаваемый зондом;

K_L — коэффициент цилиндрического заземления.

При бесконечно удаленном электроде N

$$K_L = \frac{2{,}73L}{\lg \frac{2L}{d_з}}, \qquad (45)$$

где $d_з$ — диаметр зонда.

Практически электрод N можно помещать на расстоянии 10—15 *м* от зонда, а коэффициент K определять исходя из условия равенства кажущегося сопротивления $\varrho_к$ однородной среды ее удельному сопротивлению.

Учитывая формулу (45), можно записать кривую $U_ф$ в масштабе кажущегося сопротивления с размерностью *ом·м*. Чтобы при этом получить величину эффективного сопротивления, необходимо значения кривой $\varrho_к$ разделить на безразмерный параметр i/i_0, где i —сила тока центрального электрода на данном участке разреза скважины, i_0 — сила тока в однородной среде. В этом случае

$$\frac{\varrho_к}{i/i_0} = K_L \frac{U_ф}{I} \cdot \frac{i_0}{i} = K_l \frac{U_ф}{I} = \varrho_э, \qquad (46)$$

где $K_l = K_L \frac{i_0}{i}$. (47)

Так как в однородной среде $i = i_0$, то из формулы (46) получаем $\varrho_к = \varrho_э$. В однородной среде кажущееся сопротивление равно истинному удельному ($\varrho_к = \varrho_п$), следовательно в этой среде и эффективное сопротивление также равно истинному удельному ($\varrho_э = \varrho_п$), что удовлетворяет условию выбора коэффициента K_l.

Для кривой тока масштаб устанавливается так, чтобы при величине параметра $i/i_0 = 1$ отклонение карандаша от нулевого положения на

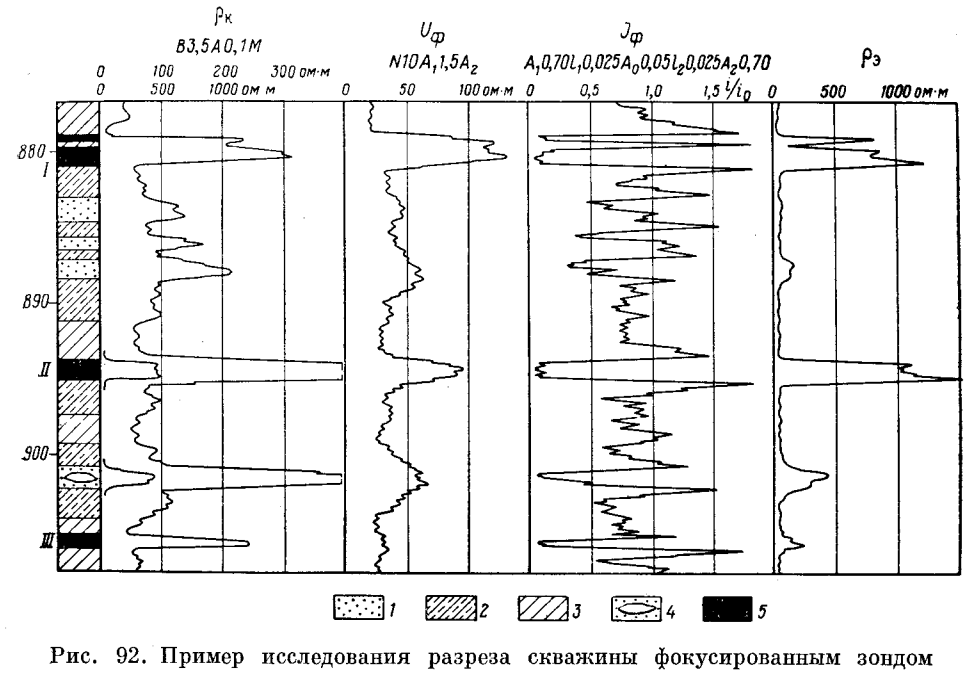


Рис. 92. Пример исследования разреза скважины фокусированным зондом

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — конкреция; *5* — уголь

диаграмме составляло половину ширины диаграммной ленты (рис. 92). Отношение i/i_0 имеет постоянную величину для данного зонда и приблизительно равно $\frac{L}{A_0}$ (отношению размера зонда L к длине центрального электрода A_0). Практически отношение i/i_0 незначительно превышает значение $\frac{L}{A_0}$ за счет тока, отдаваемого торцевыми концами экранных электродов.

Масштаб глубин кривых потенциала и тока должен быть одинаковым.

§ 21. Определение эффективных сопротивлений

Эффективное сопротивление, согласно формуле (46), получается путем деления значений кривой потенциала на величину отношения i/i_0. Практически это может осуществляться с помощью прибора, сконструированного на кафедре промысловой геофизики МИНХ и ГП. Данный прибор позволяет производить графическое деление двух кривых друг на друга.

Из анализа диаграмм фокусированного зонда видно, что кривая потенциала по своей конфигурации и регистрируемым значениям кажущегося сопротивления во многом аналогична кривым обычных потенциал-зондов (см. рис. 92), но вследствие большой длины фокусированного зонда менее дифференцирована. Следовательно, для литологического расчленения разреза скважины отдельно взятая кривая потенциала фокусированного зонда менее эффективна, чем диаграмма сопротивления с потенциал-зондом малого размера.

Диаграмма тока $I_ф$, наоборот, резко дифференцирована и на ней отчетливо выделяются контакты всех пластов, в том числе и самых тонких прослоев и даже отдельных неоднородностей в пластах. Однако вследствие исключительно высокой дифференциации и косвенной связи с основным физическим свойством — удельным сопротивлением — эта кривая мало пригодна для литологического расчленения разреза скважины и выделения угольных пластов.

После того, как угольный пласт выделен в разрезе скважины другими геофизическими методами, использование кривой тока для изучения этого пласта весьма эффективно. Кривая тока позволяет расчленить пласт на отдельные пачки, выделить в нем самые тонкие (мощностью в несколько сантиметров) прослои аргиллита и углистых пород и определить положение их контактов по резким изменениям i/i_0 и образованиям пик близ границ пластов. Резкое повышение силы тока во вмещающей породе вблизи пласта высокого сопротивления объясняется повышением плотности тока центрального электрода в момент приближения его к пласту высокого сопротивления, в котором в этот момент находится верхний экранный электрод, и пласт препятствует распространению тока из него. Это своеобразный экранный эффект, резко повышающий четкость выделения границ пластов высокого сопротивления.

Диаграмма эффективных сопротивлений $ρ_э$ позволяет литологически расчленять разрез скважины и выделять в ней угольные пласты. Кривая $ρ_э$ имеет преимущества перед кривой $ρ_к$ потенциал-зонда; она более дифференцирована и значительно отчетливее выделяет тонкие прослои высокого сопротивления. Попутно отметим, что между эффективным и кажущимся сопротивлением много общего, но имеются и некоторые отличия. Эффективное сопротивление в большей степени, чем кажущееся сопротивление, следует за изменением удельного сопротивления пласта. Известно, что кажущееся сопротивление сильно зависит от соотношения размера зонда и мощности пласта. Например, для пласта высокого сопротивления, когда размер потенциал-зонда превышает мощность пласта, последний на диаграмме $ρ_к$ фиксируется зоной не максимальных, а минимальных сопротивлений (см. рис. 36). На диаграмме же $ρ_э$ и при большом размере фокусированного зонда аналогичный пласт будет представлен высоким значением эффективного сопротивления.

§ 22. Выбор параметров фокусированного зонда

Характер кривых потенциала и тока фокусированных зондов зависит от размеров экранных и центрального электрода и величины зазоров между ними. Поэтому для наиболее успешного использования фокусированных зондов в конкретных геолого-геофизических условиях необходимо выбрать наиболее рациональные параметры этих зондов.

Выбор размеров экранных электродов

Рассмотрим диаграммы тока и потенциала, полученные с различными фокусированными зондами, в которых размер экранных электродов изменяется от 0,2 до 4,0 *м* (рис. 93). Во всех этих зондах размеры центрального электрода, а также зазоров между ним и экранными электродами остаются постоянными $\overline{A}_0 = 0{,}02$ *м*; $\overline{l}_1 = \overline{l}_2 = 0{,}01$ *м*.

В рассматриваемом интервале разреза скважины имеются два рабочих угольных пласта: пласт *I* простого строения мощностью 1,20 *м* и пласт *II* сложного строения мощностью 2,60 *м*. В середине угольного пласта *II* залегает проводящая пачка мощностью 0,50 *м*, состоящая из пяти разнозольных прослоев приблизительно одинаковых по мощности. При этом самый высокозольный прослой находится в середине пачки и представлен углистым аргиллитом, а остальные прослои — высокозольным углем. Указанная пачка тонких прослоев делит пласт на две части, близкие по мощности. Угли относятся к марке Ж высокого сопротивления. Породы, слагающие разрез между пластами, представлены алевролитами и аргиллитами общей мощностью 20 *м*; по электрической характеристике они разделяются на две свиты, приблизительно одинаковые по

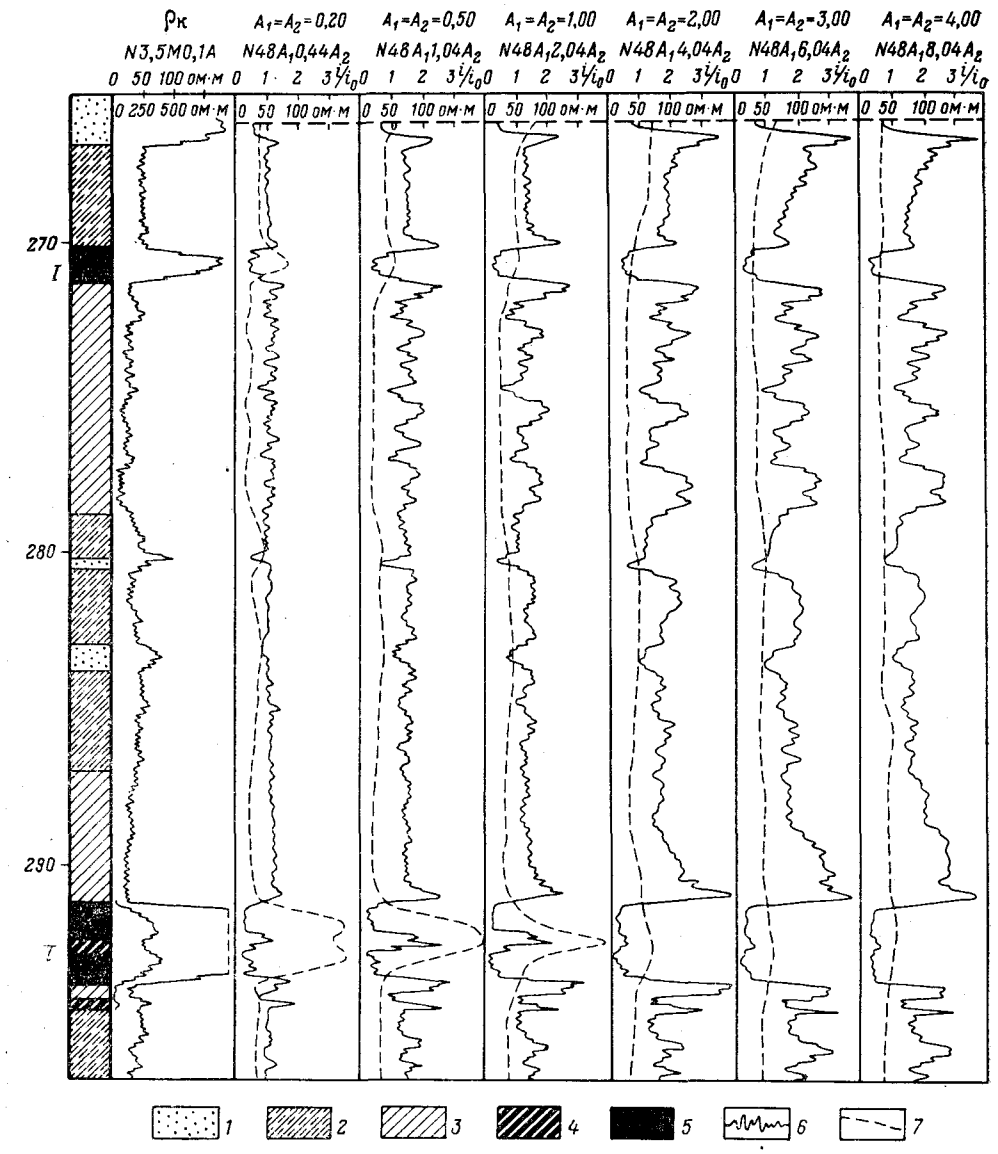


Рис. 93. Диаграммы тока $I_ф$ и потенциала $U_ф$, зарегистрированные фокусированными зондами при различных длинах экранных электродов

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь; *6* — кривая $I_ф$; *7* — кривая $U_ф$

мощности. Верхняя свита имеет пониженное сопротивление, соответственно более высокие значения i/i_0 и более дифференцирована по сравнению с нижней свитой. На границе между этими подразделениями залегает тонкий (мощностью 0,20 *м*) прослой песчаника. Покрывающие пласт *I* породы на интервале 4 *м* однородны, а подстилающие пласт *II* на таком же участке неоднородны.

Из приведенных диаграмм видно, что с увеличением размеров экранных электродов, а следовательно, и всего зонда наблюдаются следующие изменения в конфигурации кривой тока.

1. По всему разрезу происходит увеличение значений i/i_0, т. е. возрастает общий фон кривой.

2. Увеличивается амплитуда отрицательных аномалий тока на угольных пластах высокого сопротивления.

3. Увеличиваются экранные эффекты на границах пластов высокого сопротивления. Экранные эффекты, возникающие в подошве и кровле пласта, асимметричны. В подошве пласта *I*, экранный эффект имеет бóльшую амплитуду по сравнению с эффектом в кровле пласта. Этот характер асимметрии экранных эффектов сохраняется при всех зондах и возрастает с увеличением их размера. Повышенное значение экранного эффекта тока в аргиллите у подошвы пласта объясняется наличием группы тонких прослоев высокого сопротивления вблизи подошвы пласта, препятствующих рассеиванию тока из нижнего экранного электрода и тем самым увеличивающих плотность тока от центрального электрода в момент подхода его к подошве пласта. Экранные эффекты на границах пласта *II* также асимметричны. Однако они имеют другой характер. При малых зондах наибольшая амплитуда экранного эффекта наблюдается у подошвы пласта, а при больших зондах, наоборот, у кровли пласта, т. е. происходит их инверсия относительно кривой тока, полученной с зондом, размер экранного электрода которого равен мощности пласта h ($\bar{A}_1 = \bar{A}_2 = h$, а $L = 2h$) и при котором экранные эффекты становятся симметричными. Указанный зонд не был применен и размер его вычислен путем интерполяции соседних кривых (при $\bar{A}_1 = \bar{A}_2 = 2$ *м* и $\bar{A}_1 = \bar{A}_2 = 3$ *м*). Асимметрия экранных эффектов вызвана неоднородностью подстилающих вмещающих пород, в которых имеются тонкие прослои высокого сопротивления, препятствующие распространению тока из нижнего экранного электрода. Влияние их на кривую тока имеет противоположный характер при малых и больших зондах.

4. Четкость выделения границ пластов по участку наибольшего градиента изменения тока одинакова при всех размерах экранных электродов в рассматриваемом широком их диапазоне ($L = 0{,}44$—$8{,}04$ *м*).

5. Значение параметра i/i_0 в однородных частях угольного пласта практически не зависит от размера зонда. Однако в неоднородных частях значение этого параметра пласта резко меняется. Так, пачка повышенной проводимости в середине угольного пласта *II* отчетливо выделяется на кривых тока при размерах экранных электродов от $\bar{A}_1 = \bar{A}_2 = 0{,}20$ *м* до $\bar{A}_1 = \bar{A}_2 = 1{,}00$ *м*. При указанных диапазонах размеров зондов ($L = 0{,}44$—$2{,}04$ *м*) получаются практически одинаковые результаты по расчленению пласта *II*. При дальнейшем увеличении размеров зондов изучение структуры пласта по кривой тока затрудняется и прослои повышенной проводимости выделяются незначительным повышением параметра i/i_0. Таким образом, для изучения структуры угольных пластов высокого сопротивления фокусированные зонды с большими размерами экранных электродов не пригодны. Необходимо использовать зонды с экранными электродами, размерами не превышающими 1 *м*.

Кривая потенциала U_Φ — кривая сопротивления; она подобна кривой сопротивления обычного потенциал-зонда (см. рис. 93). Однако дифференциация разреза по этому параметру ухудшается с увеличением длины зонда. Так, например, рассматривая пласт *II*, легко заметить, что по мере увеличения размера зонда сначала на кривых U_Φ перестает отмечаться проводящий пропласток в середине пласта, а затем и пласт в целом.

Из проведенного анализа кривых I_Φ и U_Φ можно сделать вывод, что диаграмма эффективных сопротивлений, получаемая при делении значений потенциала на величину параметра i/i_0, только для малых размеров фокусированного зонда будет наиболее детально характеризовать изменение удельных сопротивлений разреза. Но и при этом будут наблюдаться некоторые искажения, так как в случае даже однородного пласта высокого сопротивления максимальное значение U_Φ отмечается в центре пласта, тогда как на кривой тока значение i/i_0 практически не изменяется по всей мощности пласта. Полученная на основании кривых I_Φ и U_Φ диаграмма эффективных сопротивлений будет иметь максимум $\rho_э$ в центре пласта и постепенное снижение этого параметра к границам пласта. В результате диаграмма эффективных сопротивлений будет аналогична диаграмме кажущихся сопротивлений потенциал-зонда.

При больших размерах фокусированного зонда диаграмма эффективных сопротивлений еще в большей степени будет отличаться от истинных удельных сопротивлений. В том случае, когда тонкий пласт высокого сопротивления совсем не выделится на диаграмме потенциала фокусированного зонда большого размера, конфигурация кривой эффективного сопротивления будет являться зеркальным отображением кривой тока. Еще более значительные отклонения значений эффективных сопротивлений от удельных наблюдаются в пластах сложного строения. В этом случае кривая тока отмечает все тонкие прослои различного удельного сопротивления, которые на кривой потенциала обычно не выделяются.

Хотя диаграмма тока не определит непосредственно физические свойства пород, однако регистрируемая величина i/i_0 весьма чувствительна к изменению удельных сопротивлений даже самых тонких прослоев (мощностью в несколько сантиметров). В связи с этим в ряде случаев для изучения структуры пластов и их качественной характеристики целесообразно пользоваться непосредственно кривой тока I_Φ.

Выбор размера центрального электрода

Рассмотрим серию кривых i/i_0, полученных с различными размерами центрального электрода A_0 при постоянных размерах экранных электродов $\bar{A}_1 = \bar{A}_2 = 0{,}30$ *м* и межэлектродных промежутков $\bar{l}_1 = \bar{l}_2 = 0{,}01$ *м* (рис. 94). Размер центрального электрода изменялся от 0,01 до 0,8 *м*. Приведенные кривые позволяют установить следующие закономерности изменения их конфигураций.

1. С увеличением размеров центрального электрода дифференциация кривых i/i_0 ухудшается. При малых размерах электрода $\bar{A}_0$ на кривой тока отмечаются все тонкие прослои в соответствии с характером изменения их электропроводности. Практически такая детальность расчленения вмещающих пород, за редким исключением, не требуется. Незначительная неоднородность слоев перестает отмечаться при размере центрального электрода $\bar{A}_0 = 0{,}2$ *м*. Однако пласты различной проводимости даже небольшой мощности отмечаются достаточно четко. Такой зонд можно рекомендовать для расчленения вмещающих пород. При дальнейшем увеличении размера электрода дифференциация кривой резко ухудшается и отмечаются только те пласты, мощность которых превышает размеры электрода $\bar{A}_0$ и удельное сопротивление которых значительно отличается от вмещающих пород.

2. Угольные пласты (*I* и *II*) выделяются на всех кривых тока как пласты низкой проводимости и высокого удельного сопротивления. Контакты пластов наиболее четко отмечаются при малых размерах электрода $\bar{A}_0$. С увеличением размера электрода уменьшается градиент i/i_0 в зоне границ пласта, что затрудняет точное определение последних.

3. Наиболее существенно влияние размера центрального электрода на расчленение структуры угольных пластов. Пачка проводящих прослоев в середине угольного пласта *II* наиболее четко расчленяется при малом размере электрода ($\bar{A}_0 = 0{,}01$—$0{,}1$ *м*). Изучение этой пачки становится

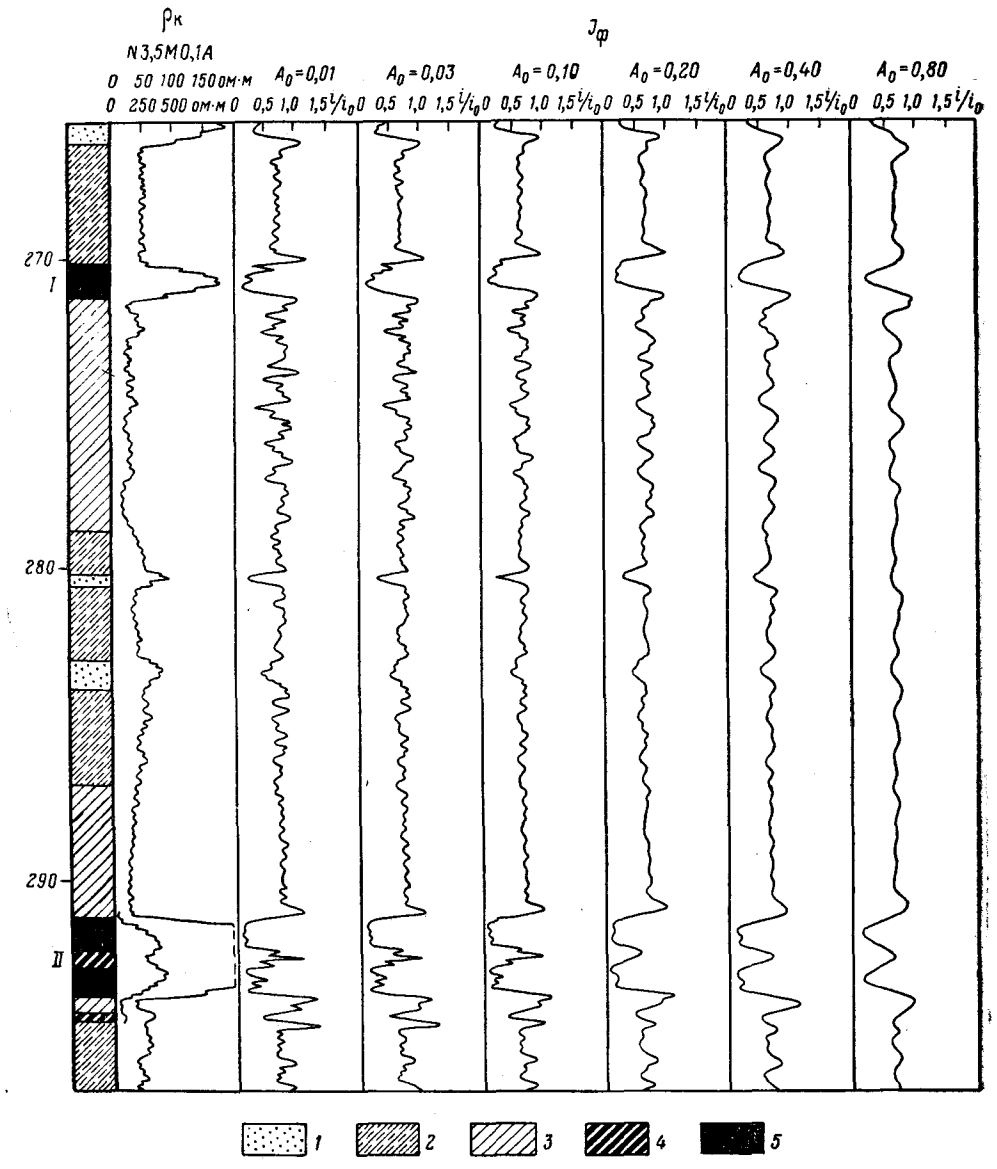


Рис. 94. Диаграммы тока $I_ф$, зарегистрированные фокусированными зондами при различной длине центрального электрода

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

практически невозможным, начиная с электрода размером $\bar{A}_0 = 0{,}2$ *м*, т. е. при величине $\bar{A}_0$, превышающей мощности отдельных прослоев. Кроме того, с увеличением $\bar{A}_0$ происходит уменьшение амплитуды кривой $I_ф$ против проводящей пачки прослоев. При электроде $\bar{A}_0 = 0{,}8$ *м* пласт может быть ошибочно разграничен лишь на два разобщенных тонких угольных прослоя. Структура угольного пласта *I* выделяется и может быть изучена только при самых малых размерах электрода $\bar{A}_0$. Начиная

с электрода $\bar{A}_0 = 0{,}2$ *м*, неоднородность указанного пласта практически не выявляется.

Указанный характер кривой $I_ф$ объясняется тем, что с увеличением длины центрального электрода увеличивается ширина зоны, в пределах которой распространяется ток от этого электрода, в результате чего сила тока становится пропорциональной осредненной электропроводности всей зоны, окружающей электрод A_0. Таким образом, для изучения угольных пластов, определения их мощности и структуры следует применять фокусированные зонды с малым размером центрального электрода.

Выбор размеров зазоров между экранными и центральным электродами

Влияние расстояния между электродами зонда видно из серии кривых $I_ф$, полученных при постоянных длинах электродов $\bar{A}_1 = \bar{A}_2 = 0{,}3$ *м* и $\bar{A}_0 = 0{,}01$ *м* и меняющейся величине зазоров между ними от 0,01 до 0,6 *м* (рис. 95). Анализ полученных кривых позволяет выявить следующие закономерности в изменении их конфигурации.

1. С увеличением зазоров значительно повышается общий фон кривой тока за счет возрастания тока, эмиссируемого центральным электродом. Кривая тока наиболее дифференцирована при малых размерах зазоров. С увеличением их дифференцированность кривой уменьшается, четкость выделения отдельных прослоев ухудшается и области экранных эффектов увеличиваются.

2. Угольные пласты высокого сопротивления выделяются на всех диаграммах. Однако с увеличением зазоров уменьшается величина градиента тока на границах пласта и тем самым снижается точность определения этих границ.

3. С наибольшей отчетливостью выявляются все тонкие прослои углистых пород на диаграммах, зарегистрированных с малыми зазорами ($\bar{l}_1 = \bar{l}_2 = 0{,}01$—$0{,}05$ *м*). В этом диапазоне изменения величины зазоров четкость диаграмм примерно одинакова, хотя несколько и ухудшается с увеличением размеров зазоров. При размерах зазоров, превышающих мощность прослоев, последние не выделяются, и вся пачка отмечается единой аномалией.

Следовательно, влияние на характер кривой i/i_0 величин зазоров и размера центрального электрода идентично. С увеличением размеров зазоров и центрального электрода $\bar{A}_0$ четкость выделения границ пласта и слагающих его пропластков ухудшается. Некоторое отличие состоит в том, что тонкие прослои высокого сопротивления хотя и слабо, но все же выделяются при значительных зазорах, что не наблюдается при таких же размерах центрального электрода.

Таким образом, с целью более точного определения положения контактов, мощности и строения угольных пластов необходимо применять фокусированные зонды с возможно малыми размерами зазоров.

Исходя из всего изложенного выше, можно сделать следующие рекомендации по выбору параметров стандартного фокусированного зонда.

1. При использовании метода с целью литологического расчленения разреза скважины целесообразно применять зонд с размерами экранных электродов примерно $\bar{A}_1 = \bar{A}_2 = 0{,}75$—$1{,}00$ *м*, центрального электрода $\bar{A}_0 = 0{,}2$ *м* и зазоров между электродами $\bar{l}_1 = \bar{l}_2 = 0{,}02$ *м*. Уменьшение указанных размеров приводит к чрезвычайно большой изрезанности кривой, что затрудняет ее использование для литологического расчленения.

2. Для точного определения контактов, мощностей и строения пластов целесообразно применять фокусированные зонды с малыми

размерами элементов зонда: $\bar{A}_1 = \bar{A}_2 = 0{,}30—0{,}75$ *м*, $\bar{A}_0 = 0{,}01—0{,}05$ *м* и $\bar{l}_1 = \bar{l}_2 = 0{,}01—0{,}02$ *м*.

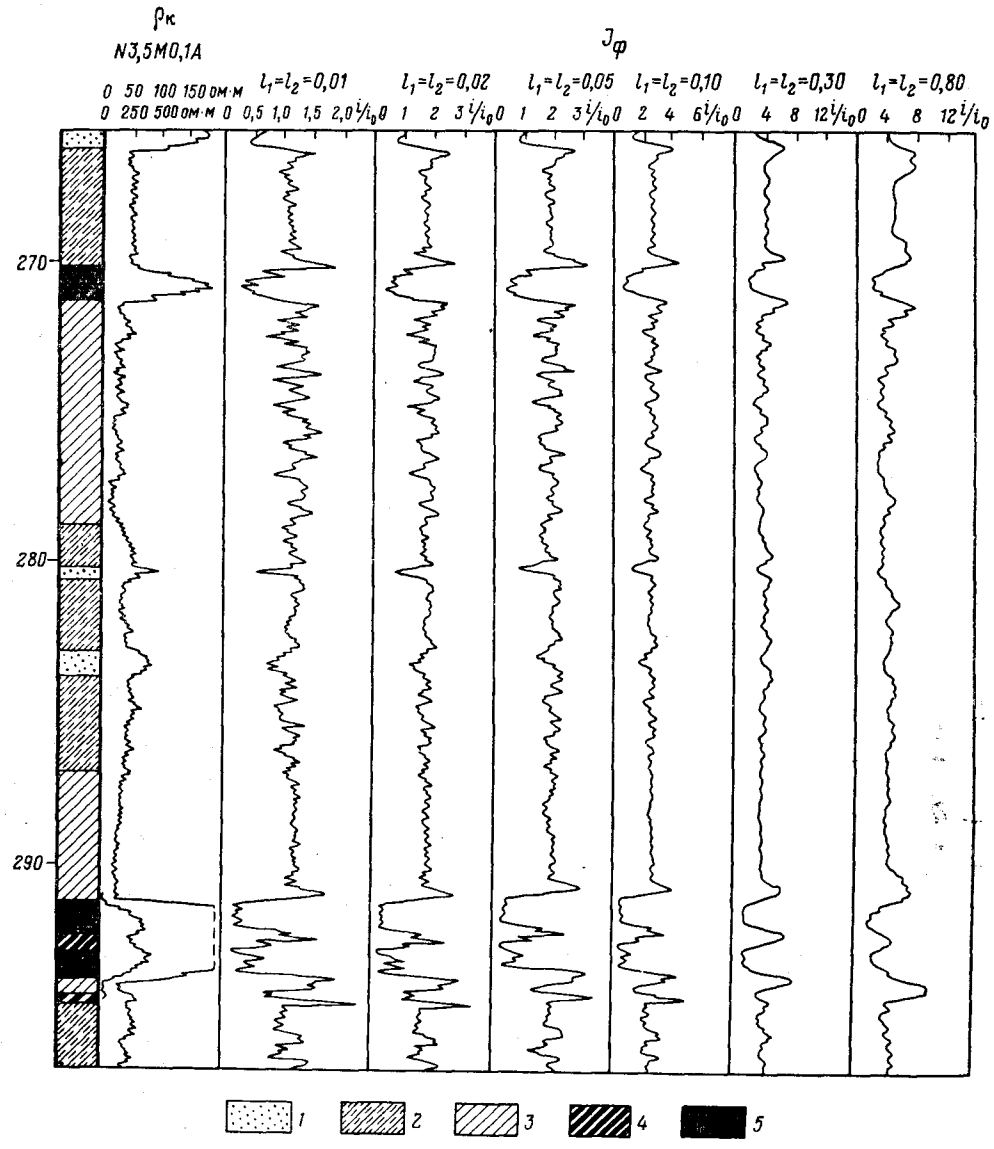


Рис. 95. Диаграммы тока $I_ф$, зарегистрированные фокусированными зондами при различных зазорах между электродами

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

§ 23. Применение фокусированного зонда для исследования угольных пластов

Рассмотрим применение метода фокусированных зондов на конкретных примерах. На рис. 96 показано четкое выделение породного прослоя и угольных пластов малой мощности по кривым $I_ф$ и $\rho_э$. Как видно, отчетливость выделения всех элементов разреза по этим кривым значительно выше, чем по кривым $\rho_к$ и I_A.

На рис. 97 приведен разрез угольного пласта, в котором имеются очень тонкие (0,03—0,05 *м*) прослои углистых пород. Тонкая структура пласта отчетливо выделилась на диаграммах тока фокусированного зонда

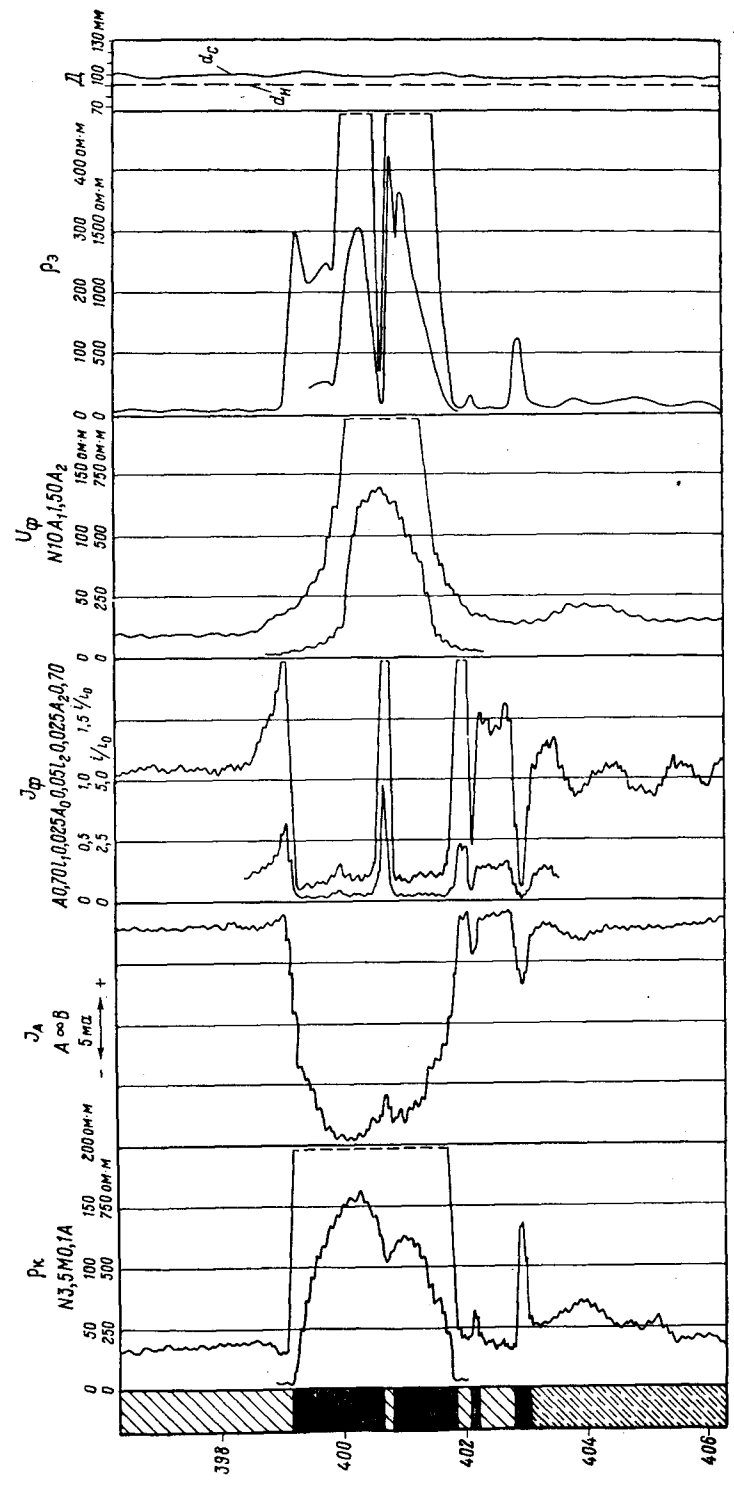


Рис. 96. Диаграммы метода фокусированных зондов, зарегистрированные в угольных пластах

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь

и сопротивления микрозонда (см. рис. 97, *а*, *б*). В данном случае микрозонд оказался эффективным, так как в интервале пласта отсутствуют каверны (см. рис. 97, *д*). На диаграмме кажущегося сопротивления стандартного градиент-зонда отдельные тонкие прослои углистых пород не выделяются, а фиксируется лишь усредненное изменение сопротивления по более крупным пачкам пласта, состоящим из нескольких тонких прослоев угля и углистых пород (см. рис. 97, *в*). Наиболее тонкие прослои углистых пород также не выделяются на диаграмме I_A метода регистрации тока, так как в этом методе изменение силы тока по разрезу пласта определяется не только электропроводностью отдельных слоев, но и их мощностью, что

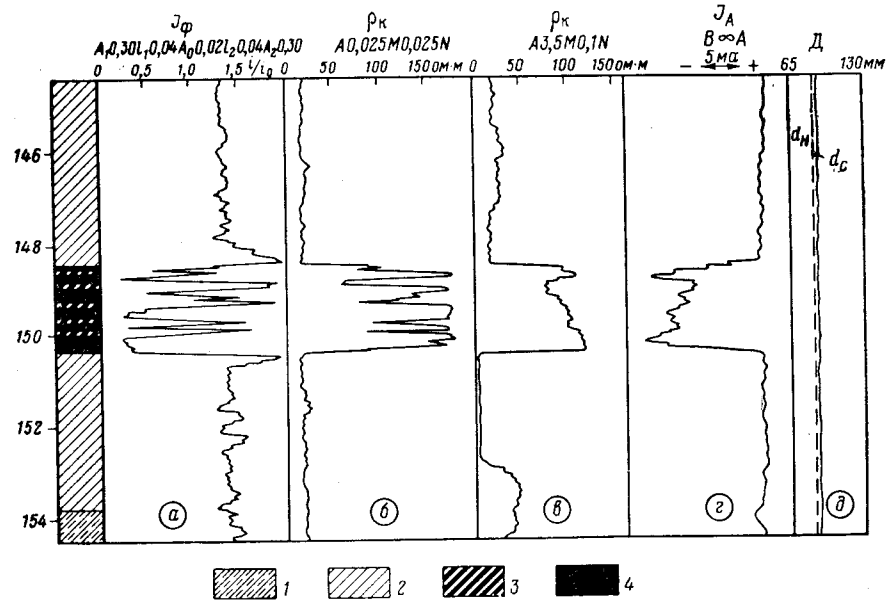


Рис. 97. Пример исследования структуры угольного пласта различными методами электрометрии

а — диаграммы $I_ф$; *б* — диаграммы $\varrho_к$ микрозонда; *в* — диаграммы $\varrho_к$ градиент-зонда; *г* — диаграммы I_A; *д* — кавернограммы

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

резко снижает эффективность метода тока для изучения качественной характеристики пласта (см. рис. 97, *г*).

Таким образом, для изучения тонкой структуры угольных пластов наибольшей разрешающей способностью обладает метод фокусированных зондов. Хотя в последнем примере метод микрозондов и дал аналогичные результаты, но надо иметь в виду крайне ограниченную область его использования, так как даже самая незначительная кавернозность в скважине вызывает существенные искажения диаграмм сопротивлений микрозонда. Влияние каверн на диаграммы фокусированных зондов оказывается наименьшим по сравнению с другими геофизическими методами, что будет показано ниже.

В практике исследования угольных скважин, как было показано в главе III, возможны отдельные случаи, когда угольные пласты не отличаются по сопротивлению от вмещающей среды. В этих условиях, естественно, контакт угольного пласта не может быть установлен методом сопротивлений, в том числе и методом фокусированных зондов. Такой пример показан на рис. 98, где в непосредственной близости от подошвы угольного пласта залегает прослой мощностью 0,70 *м* плотно сцементированного песчаника. Этот прослой не отличается от угля по диаграмме

тока фокусированного зонда и выделяется вместе с угольным пластом общей отрицательной аномалией.

В случае отсутствия диаграмм других методов при интерпретации кривой $I_ф$ была бы ошибочно завышена мощность угольного пласта на величину, равную мощности прослоя песчаника. В данном случае только диаграммы рассеянного гамма-излучения и кавернометрии позволяют отделить уголь от песчаника (см. рис. 98, кривые *д*, *е*). Так как песчаник имеет повышенную плотность и крепость, то на диаграмме рассеянного гамма-излучения он выделяется отрицательной аномалией, а на диаграмме кавернометрии отмечается диаметром, равным номинальному диаметру скважины.

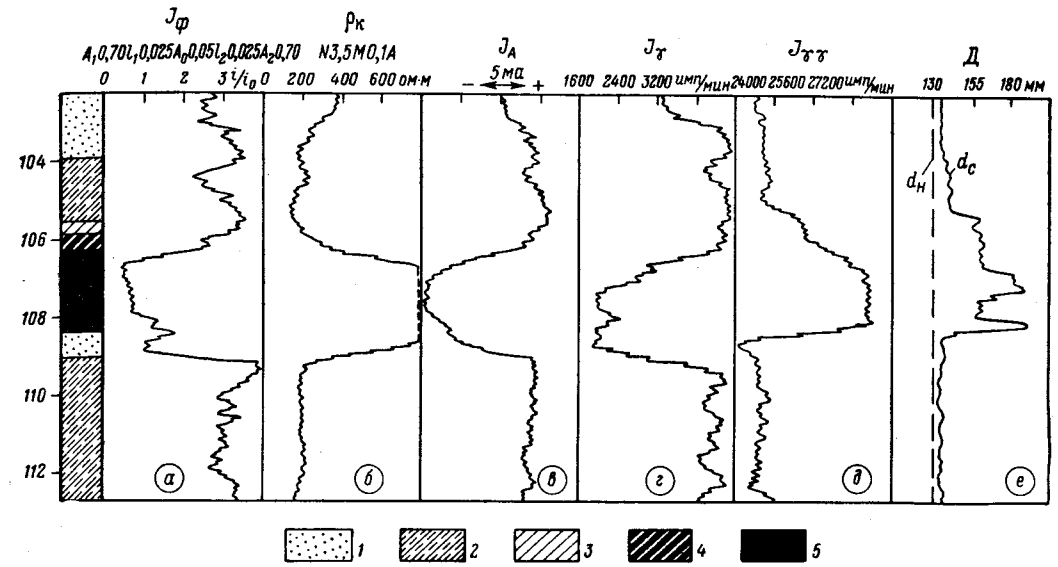


Рис. 98. Пример отделения угольного пласта от песчаника высокого сопротивления геофизическими методами

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

В непосредственном контакте с кровлей угольного пласта залегает прослой мощностью 0,40 *м* углисто-глинистого аргиллита. Этот прослой может быть выделен по диаграмме тока фокусированного зонда, на которой в указанном интервале вместо экранного эффекта наблюдается уменьшение i/i_0. Наличие на этом участке аномалии на кривой $I_{γγ}$ могло быть вызвано влиянием каверны, с которой совпадает протяженность аномалии $I_{γγ}$.

Таким образом, в практике могут встречаться случаи, когда для однозначной интерпретации диаграмм тока фокусированного зонда, зарегистрированных на угольном пласте, необходимо дополнительно использовать комплекс других геофизических методов.

Рассмотрим влияние на диаграмму $I_ф$ каверны (рис. 99). Угольный пласт высокого сопротивления мощностью 2,93 *м* был дважды исследован: при отсутствии каверны и при наличии каверны с диаметром выше 250 *мм*. Каверна была образована при опробовании пласта углерезом.

В средней части пласта имеются тонкие прослои аргиллита, углистых пород и высокозольного угля, которые при отсутствии каверны детально расчленяются на кривой тока фокусированного зонда (см. рис. 99, *а*, кривая *IV*). На кривых сопротивления потенциал-зонда и метода тока указанные прослои выделяются общей нерасчлененной пачкой пониженного сопротивления и повышенной проводимости (см. рис. 99, *а*, кривые *II* и *III*).

Каверна, созданная в интервале исследуемого пласта, оказала влияние на все диаграммы, но в разной степени. Влияние каверны наибольшее на кривую I_A токометрии, по которой совсем не выделяется проводящая

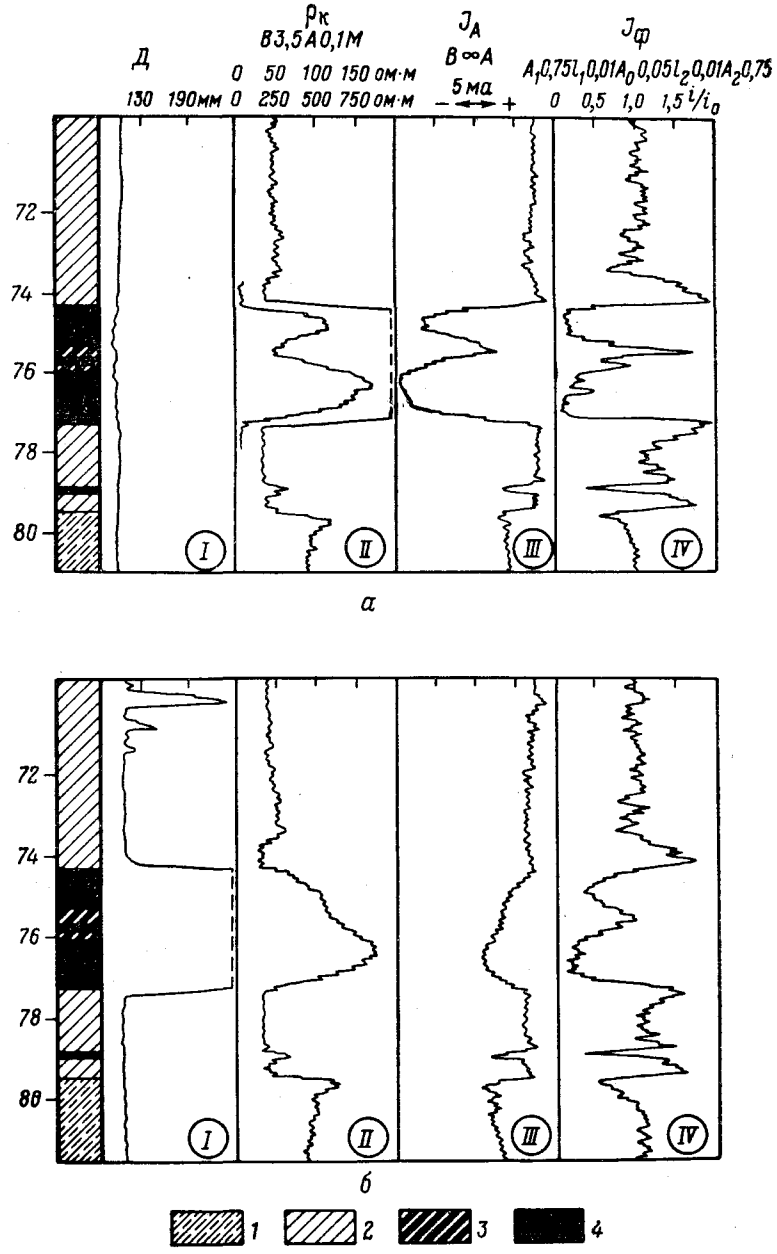


Рис. 99. Влияние каверны на диаграммы электрометрии

а — диаграммы при отсутствии каверны; *б* — диаграммы при наличии каверны
1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

пачка в середине пласта (см. рис. 99, *б*, кривая *III*). Увеличившаяся асимметрия кривой I_A указывает на большую глубину каверны в верхней части пласта по сравнению с нижней. Меньшее, но тоже весьма существенное влияние оказала каверна на диаграмму $\rho_к$ потенциал-зонда (см. рис. 99, *б*, кривая *II*). Ранее выделившаяся пачка прослоев углистых пород на этой диаграмме уже не прослеживается.

Наименьшее влияние каверна оказала на кривую тока $I_ф$ фокусированного зонда (см. рис. 99, *б*, кривая *IV*). По ней отчетливо выделяется пласт и его границы; амплитуда аномалии, соответствующая пласту, мало сократилась. Пачка проводящих пород в середине пласта по-прежнему выделяется, однако не расчленяется при этом на отдельные прослои. Незначительное влияние каверны сказывается также на слабо заметном выполаживании кривой и уменьшении амплитуды аномалии, особенно в верхней части пласта, в соответствии с большим диаметром каверны в этой его части. Последнее указывает, на то, что ток из центрального электрода распространяется не строго перпендикулярно к оси скважины в узкой полосе, равной по ширине длине этого электрода, а имеется некоторое рассеивание его в стороны, т. е. зонд не обеспечивает достаточной фокусировки тока на участке каверны. Вследствие этого при увеличении диаметра каверны наблюдается уменьшение четкости выделения прослоев, особенно малой мощности. Однако влияние каверны на диаграммы фокусированного зонда является наименьшим.

Таким образом, метод фокусированных зондов обладает важным преимуществом по сравнению с другими методами электрометрии, заключающимся в том, что указанный метод позволяет изучать угольные пласты при наличии глубоких каверн на участках их залегания. Однако для повышения достоверности интерпретации необходимо использовать кавернограммы, чтобы учесть возможное влияние глубоких каверн на точность изучения тонкой структуры пластов.

Для изучения вопроса влияния каверн на диаграммы тока различных фокусированных зондов были опробованы зонды, в которых центральный электрод и зазоры между электродами оставались постоянными: $\overline{A}_0 = 0{,}02$ *м*, $\overline{l}_1 = \overline{l}_2 = 0{,}01$ *м*, а размеры экранных электродов изменялись от $\overline{A}_1 = \overline{A}_2 = 0{,}2$ *м* до $\overline{A}_1 = \overline{A}_2 = 3{,}00$ *м* (рис. 100).

Опробование производилось на угольном пласте мощностью 3,20 *м*, имеющем простое строение. Каверна в скважине в интервале пласта была образована с помощью расширителя. Наибольшее влияние каверны сказывается на диаграммах $I_ф$, зарегистрированных с малой длиной экранных электродов (см. рис. 100, кривые *а*, *б*, *в*). С увеличением длины экранных электродов влияние каверны уменьшается и практически не сказывается при $\overline{A}_1 = \overline{A}_2 = 3{,}00$ *м* (см. рис. 100, кривые *г*, *д*). Это указывает на то, что с увеличением длины экранных электродов фокусировка тока увеличивается и возрастает радиус исследования. Коэффициентом фокусировки для трехэлектродных зондов следует считать отношение размера зонда к длине центрального электрода, т. е.

$$q = \frac{L}{A_0} = \frac{A_1 + l_1 + A_0 + l_2 + A_2}{A_0}.$$

Таким образом, для исследования интервалов скважин с наличием глубоких каверн следует применять зонды с большими размерами экранных электродов. При интерпретации полученных диаграмм $I_ф$ необходимо учитывать указанные выше недостатки этих зондов при изучении тонкой структуры угольных пластов. Следовательно, в практике работ, помимо стандартного фокусированного зонда, обладающего наибольшей эффективностью, с малыми размерами экранных и центрального электродов и зазоров между ними, необходимо иметь дополнительный фокусированный зонд с большими длинами экранных электродов.

Последний вопрос, требующий освещения, — это влияние бурового раствора на диаграммы фокусированных зондов (рис. 101). Соленый буровой раствор оказал сильное влияние на диаграмму кажущегося сопротивления стандартного зонда (кривая a_1) и особенно сильное влияние на диаграмму метода регистрации тока (кривая $г_1$), которые в соленом растворе совсем не расчленяют разрез. Наименьшее влияние осолонение

бурового раствора оказывает на диаграммы $I_ф$, где в более проводящем растворе лишь снизился общий фон кривой и потребовалось применение более крупного масштаба i/i_0. При этом четкость разграничения разреза практически не изменилась.

Таким образом, метод фокусированных зондов оказывается весьма эффективным для исследования скважин, заполненных соленым буровым раствором. При этом для питания электродов необходимо применять ток большей силы, чем в условиях пресных буровых растворов.

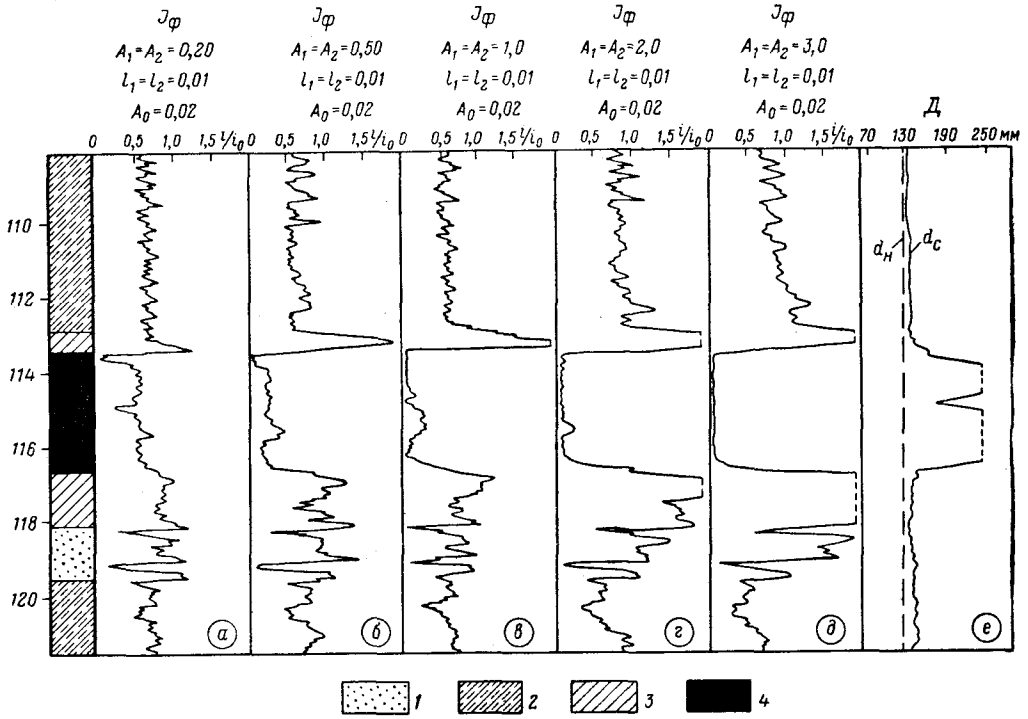


Рис. 100. Влияние каверн на диаграммы тока фокусированных зондов

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

Приведенные материалы дают основание сделать следующие выводы.

1. Метод фокусированных зондов с тремя электродами является весьма эффективным для исследования разрезов угольных скважин.

2. Практическое применение этого метода может осуществляться с помощью аппаратуры, используемой для других электрометрических методов, если производить раздельную регистрацию кривых потенциала и тока. Для этого требуется использовать фокусированные зонды специальной конструкции, что может быть сделано силами любой промыслово-геофизической партии.

3. Дифференцированность диаграмм и разрешающая способность метода фокусированных зондов зависят от размеров экранных и центрального электродов, а также зазоров между ними. Наибольшей дифференцированностью обладают диаграммы тока, полученные с зондами малых размеров. Диаграммы потенциала менее дифференцированы по сравнению с диаграммами тока, их дифференцированность также возрастает с уменьшением размеров зонда.

4. Диаграммы эффективных сопротивлений и тока в комплексе с диаграммами других методов могут использоваться для литологического расчленения разрезов скважин. Для этого целесообразно применять зонды средних размеров. Диаграммы потенциала фокусированного зонда

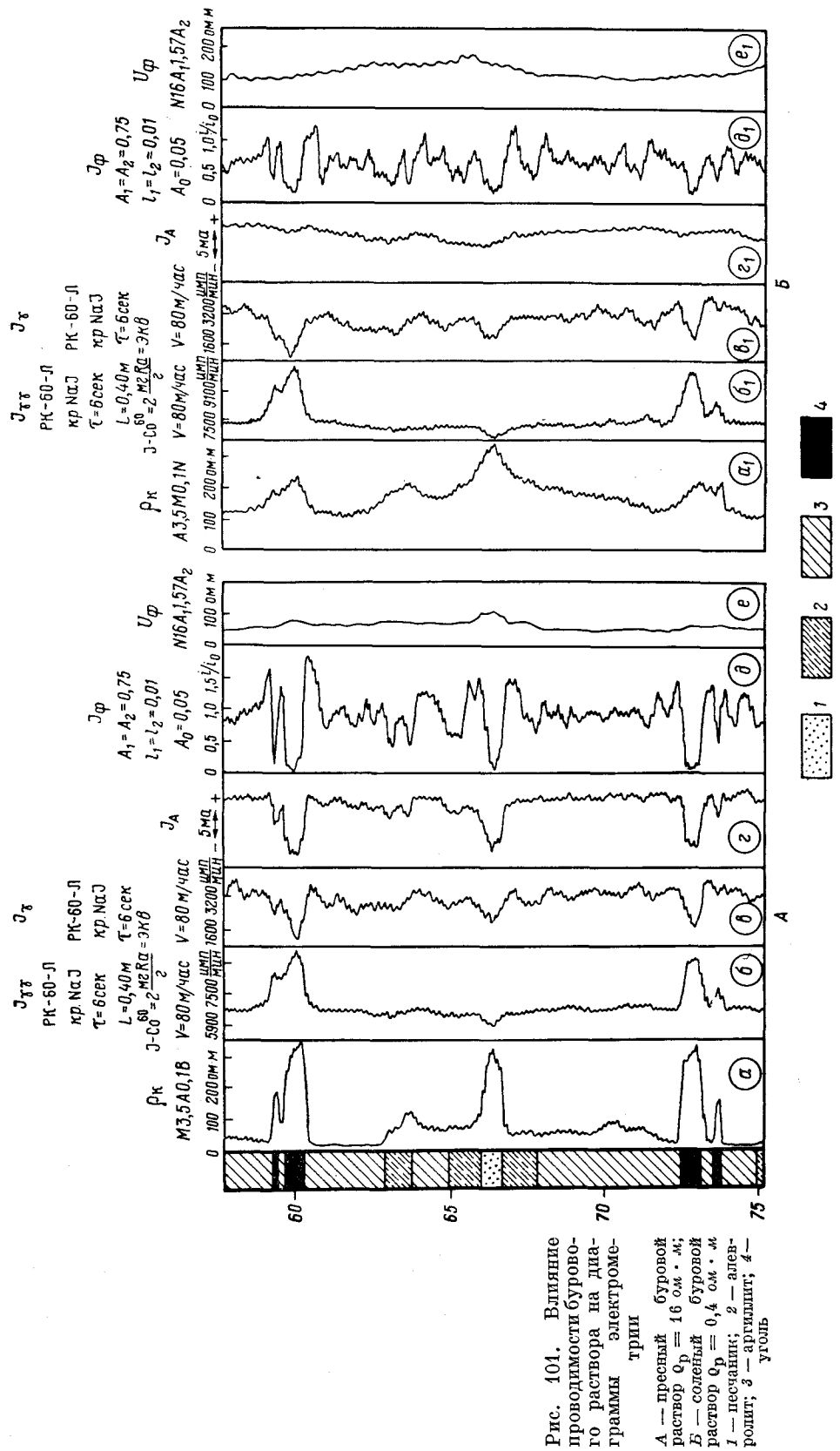


Рис. 101. Влияние проводимости бурового раствора на диаграммы электрометрии

А — пресный буровой раствор $Q_р = 16$ *ом · м*; *Б* — соленый буровой раствор $Q_р = 0{,}4$ *ом · м*

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

недостаточно дифференцированы и для литологического расчленения разрезов их использование нецелесообразно.

5. Для изучения структуры угольных пластов, выявленных с помощью других геофизических методов в разрезах скважин, с наибольшей эффективностью могут быть непосредственно использованы диаграммы тока фокусированных зондов, без перехода к эффективным сопротивлениям. Для этого целесообразно использовать в качестве стандартных зонды малых размеров, с помощью которых тонкая структура угольных пластов может быть изучена наиболее точно.

6. Для исследования угольных пластов, в которых образовались глубокие каверны, целесообразно применять дополнительно к стандартному зонду фокусированные зонды больших размеров.

7. Для исследования скважин, заполненных соленым буровым раствором, целесообразно использовать стандартный фокусированный зонд с током питания большей силы, чем требуется по расчету.

ГЛАВА VI

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД

§ 24. Общие сведения о боковых электрических зондированиях

Как уже было указано, при исследовании скважин по методу сопротивления определяется кажущееся сопротивление, которое в общем случае отличается от истинного удельного сопротивления пласта и зависит от его мощности, диаметра скважины, типа и размера зонда, сопротивления бурового раствора и зоны проникновения раствора в пласт.

Различают два вида проникновения фильтрата глинистого раствора, при котором проникший раствор понижает удельное сопротивление пласта ($\varrho_{зп} < \varrho_п$) и повышает ($\varrho_{зп} > \varrho_п$). Условие $\varrho_{зп} > \varrho_п$ является типичным для водоносных пластов, когда пластовая вода более минерализована, чем фильтрат бурового раствора. Обратное ($\varrho_{зп} < \varrho_п$) обычно наблюдается при проникновении фильтрата в коллектор, насыщенный нефтью или газом, или в тех случаях, когда буровой раствор более минерализован, чем пластовые воды.

Теоретический расчет кажущегося сопротивления для пласта неограниченной мощности, пересеченного скважиной, был впервые произведен академиком В. А. Фоком [233]. В дальнейшем эти работы были продолжены А. И. Заборовским и Л. М. Альпиным [4]. При решении данной задачи предполагается, что пространство, окружающее зонд, представлено в виде трех порознь однородных и изотропных сред различного удельного сопротивления: бурового раствора ($\varrho_р$), зоны проникновения ($\varrho_{зп}$) и пласта ($\varrho_п$). При этом принимается, что эти среды разграничены коаксиальными цилиндрическими поверхностями, общей осью которых является ось скважины и бесконечные в направлении, параллельном этой оси. Внешняя среда не ограничена также в радиальном направлении.

Решение этой задачи при соответствующих граничных условиях сводится к интегрированию уравнения Лапласа и нахождению выражения для потенциала поля точечного источника тока в точках по оси скважины. Пользуясь найденным выражением для потенциала, вычисляется зависимость отношения кажущегося сопротивления $\varrho_к$ пласта к сопротивлению бурового раствора $\varrho_р$ от отношения зонда размера L к диаметру скважины $d_с$.

Вычисленная зависимость $\frac{\varrho_к}{\varrho_р} = f\left(\frac{\overline{AO}}{d_с}\right)$ при различных отношениях $\frac{\varrho_{зп}}{\varrho_р}$, $\frac{\varrho_п}{\varrho_р}$ и $\frac{D}{d_с}$ (D — диаметр зоны проникновения) изображается графически в логарифмическом масштабе в виде семейства кривых. Эти кривые называются палетками бокового каротажного зондирования (БКЗ) или палетками бокового электрического зондирования (БЭЗ). Применение логарифмического масштаба является практически удобным, так как позволяет значительно

сократить число теоретических кривых и облегчает практическое их использование. Палетки бокового зондирования, построенные для случая наличия зоны проникновения фильтрата бурового раствора, называются трехслойными кривыми БЭЗ, а для пластов при отсутствии зоны проникновения (т. е. при $D = d_c$) — двухслойными кривыми БЭЗ. Для большинства угольных пластов и вмещающих их пород зона проникновения бурового раствора отсутствует. Поэтому для целей изучения угленосных месторождений в основном используются двухслойные кривые.

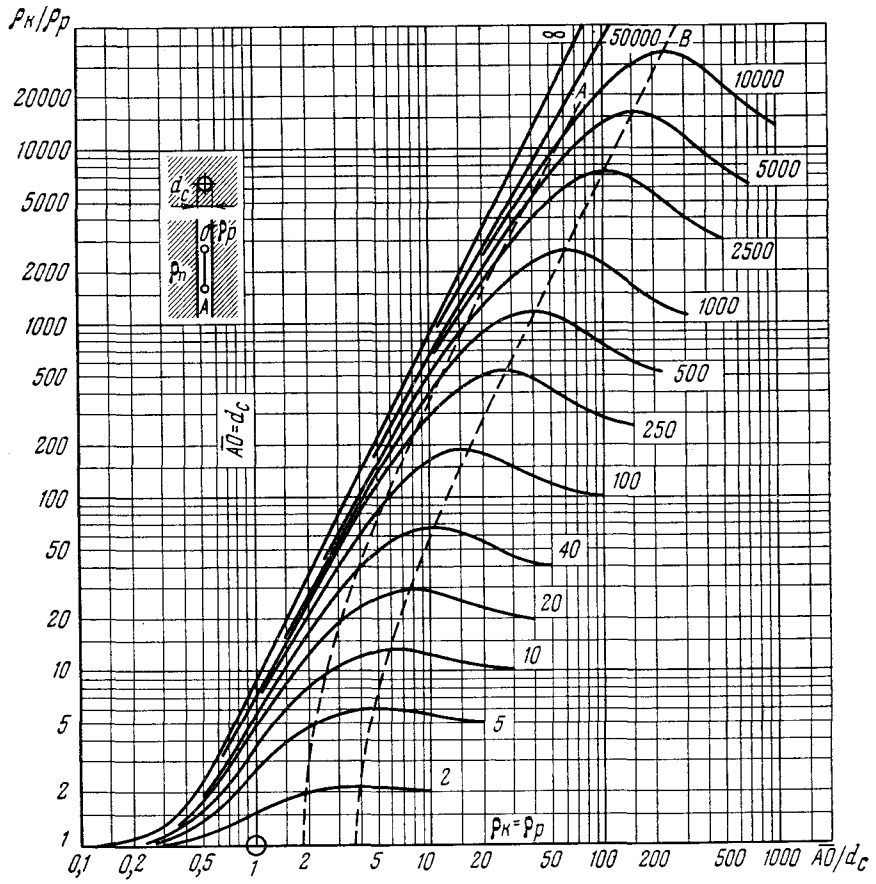


Рис. 102. Палетка БКЗ-1А. Градиент-зонд. Шифр кривых $\varrho_п/\varrho_р$ (по Л. М. Альпину)

На рис. 102 и 103 изображены двухслойные палетки БКЗ-1А ($\varrho_п > \varrho_р$) и БКЗ-1Б ($\varrho_п < \varrho_р$) для градиент-зонда, на рис. 104 — палетка БКЗ-1 для потенциал-зонда. Эти палетки составлены Л. М. Альпиным [8, 10]. Числа у кривых называются шифром или модулем кривых; они выражают величину отношения $\frac{\varrho_п}{\varrho_р}$, для которого составлена кривая.

Каждая из кривых БЭЗ имеет две асимптоты: левую и правую, представляющие собой прямые, параллельные оси абсцисс. Левой асимптотой является ось абсцисс $\frac{\varrho_к}{\varrho_р} = 1$, а правой — прямая с ординатой, равной $\frac{\varrho_п}{\varrho_р}$. Таким образом, с уменьшением размера зонда кажущееся сопротивление стремится к сопротивлению бурового раствора $\varrho_р$, а с увеличением — к удельному сопротивлению пласта $\varrho_п$.

При переходе от левой асимптоты к правой кривые БКЗ-1А достигают максимума (максимум кажущегося сопротивления), превышающего по величине асимптотическое значение кривых. Следовательно, при увеличении размера зонда $\left(\text{или } \frac{\overline{AO}}{d_c}\right)$ каждая кривая палетки БКЗ-1А пересекает свою асимптоту и поднимается над ней тем выше, чем больше отношение $\frac{\varrho_п}{\varrho_р}$, т. е. чем больше удельное сопротивление пласта (при постоянном сопротивлении бурового раствора). Геометрическое место точек пересечения кривых БКЗ-1А с их правыми асимптотами образует кривую A (см. рис. 102—104), а геометрическое место точек максимумов этих кривых образует кривую B.

Палетки бокового зондирования используются для определения истинных удельных сопротивлений пластов. Методика определения удельных сопротивлений пластов получила аналогичное с палетками название бокового каротажного зондирования (БКЗ) или бокового электрического зондирования (БЭЗ).

Сущность методики бокового электрического зондирования состоит в исследовании одного и того же интервала скважины или изучаемого пласта (группы пластов) несколькими зондами различной длины (обычно от $L = d_c$ до $L = 30\ d_c$), измерении сопротивления бурового раствора и диаметра скважины. На основании полученных диаграмм $\varrho_к$ для изучаемого пласта строится кривая зависимости кажущегося сопротивления от размера зонда, называемая кривой зондирования. Путем сопоставления кривой зондирования с аналогичными теоретическими кривыми (палетки БЭЗ), полученными при тех же заданных условиях, определяется удельное сопротивление пласта.

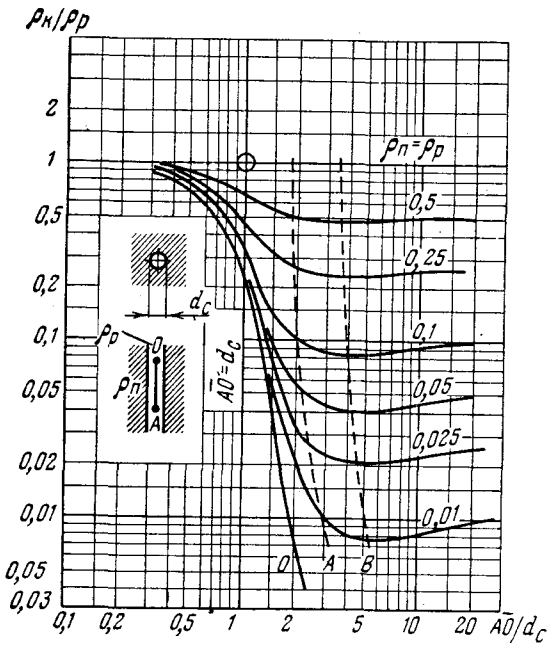


Рис. 103. Палетка БКЗ-1Б Градиент-зонд. Шифр кривых $\varrho_п/\varrho_р$ (по Л. М. Альпину)

Боковые электрические зондирования могут проводиться как потенциал-зондами, так и градиент-зондами. Зондирования, выполненные с помощью потенциал-зондов, называются боковыми электрическими потенциал-зондированиями, сокращенно — потенциал-зондированиями или БЭПЗ, а зондирования, выполненные при помощи градиент-зондов, боковыми электрическими градиент-зондированиями, сокращенно — градиент-зондированиями или БЭГЗ.

Каждый из типов БЭЗ обладает своими преимуществами и недостатками. Сравнивая кривые БЭПЗ и БЭГЗ, можно сделать следующие выводы.

1. Для достижения условия, при котором кажущееся сопротивление было бы близко (или равно) удельному сопротивлению пласта, требуется применение потенциал-зондов значительно меньших размеров по сравнению с градиент-зондами. Это объясняется бóльшим радиусом исследования потенциал-зондом, чем градиент-зондом тех же размеров.

2. Диаграммы кажущихся сопротивлений, полученные потенциал-зондами, более дифференцированы по сравнению с диаграммами градиент-зондов для одного и того же разреза, представленного пластами различного сопротивления.

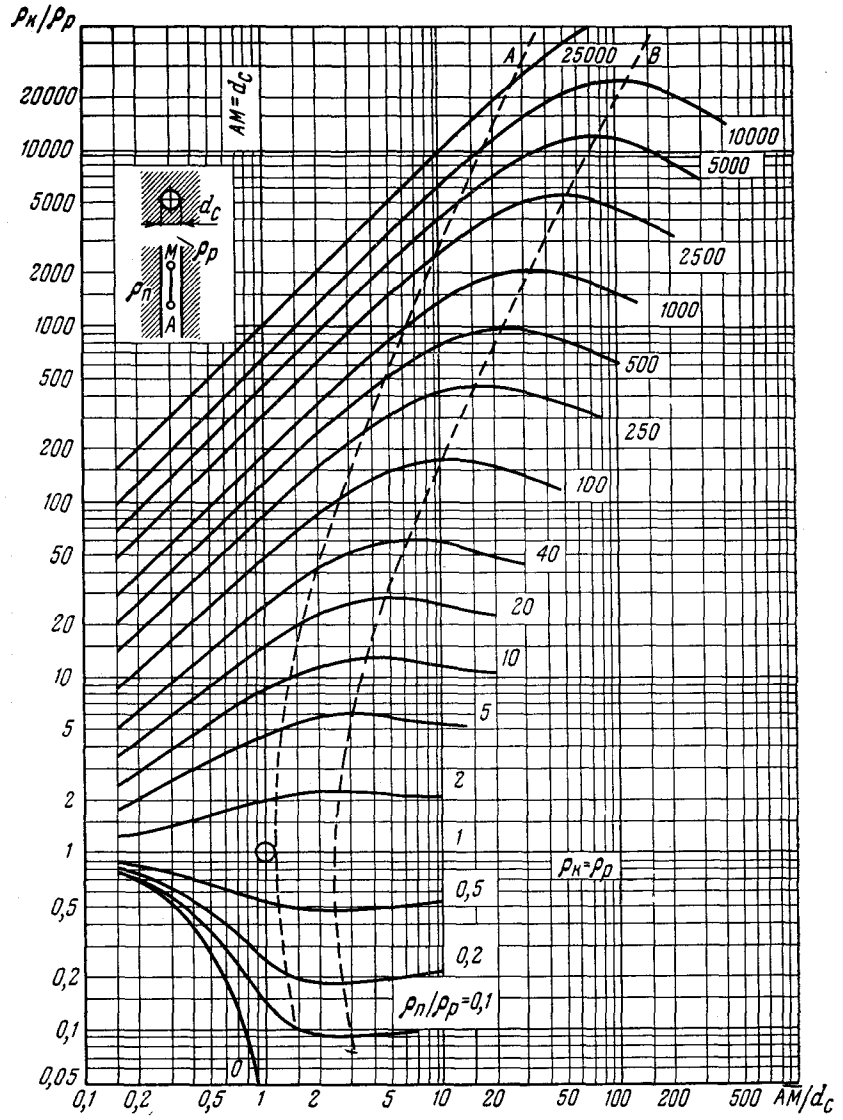


Рис. 104. Палетка БКЗ-1. Потенциал-зонд. Шифр кривых $\varrho_п/\varrho_р$ (по Л. М. Альпину)

3. Обработка и интерпретация материалов БЭПЗ значительно проще, чем материалов БЭГЗ.

Отмеченные различия между БЭПЗ и БЭГЗ указывают на преимущества потенциал-зондирований перед градиент-зондированиями. Наряду с этим потенциал-зондирования имеют и существенные недостатки. Потенциал-зонды неприменимы для исследования тонких пластов, мощность которых меньше размера зонда, в то время как градиент-зонды позволяют исследовать такие пласты. Это обусловило более широкое использование в практике промысловой геофизики градиент-зондирований по сравнению с потенциал-зондированиями.

Основными составными элементами любой методики бокового электрического зондирования являются: а) выбор серии зондов и проведение замеров в буровых скважинах; б) обработка материалов зондирования; в) их интерпретация.

§ 25. Боковые электрические градиент-зондирования

Выбор зондов

Для уверенного сопоставления фактической кривой зондирования с теоретической требуется, чтобы фактическая кривая была построена по достаточному количеству точек наблюдения, распределенных равномерно по значительному ее участку. Для этого следует проводить исследования с большим числом зондов различной длины.

На угольных месторождениях, в условиях резкой дифференциации пластов и их небольшой мощности, диаграммы $\varrho_к$, полученные с зондами больших размеров, оказываются сильно искаженными эффектами экранирования и бокового проникновения тока. Поэтому фактические кривые зондирования, получаемые с зондами больших размеров для тонких пластов, не совпадают с расчетными кривыми, и проведение зондирований на угольных пластах с градиент-зондами больших размеров не имеет практического смысла. Для проведения бокового электрического градиент-зондирования в углеразведочных скважинах при среднем их диаметре, равном 0,10 *м*, для дифференцированного геологического разреза рекомендуются зонды, приведенные в табл. 9.

Дополнительный обращенный градиент-зонд используется в тех случаях, когда исследуются смежные пласты высокого сопротивления, один из которых оказывается в зоне экранирования другого пласта. Искажающее влияние экранирования особенно велико при градиент-зондах большого размера. Поэтому самый большой из рекомендуемой серии зондов (последовательный градиент-зонд, являющийся часто стандартным) дублируется записью $\varrho_к$ обращенным градиент-зондом того же размера. Вспомогательный потенциал-зонд, являющийся симметричным зондом, используется для учета искаженного влияния экранирования при градиент-зондах, а также для определения границ пластов. Следует заметить, что при условии высокой точности регистрации диаграмм можно выполнять зондирование, исключая некоторые из зондов, указанных в табл. 9.

Таблица 9

Градиент-зонды, рекомендуемые для бокового электрического градиент-зондирования (БЭГЗ)

I вариант			II вариант		
Наименование зондов	Размер зонда *AO*, *м*	Коэффициент зонда, *м*	Наименование зондов	Размер зонда *AO*, *м*	Коэффициент зонда, *м*
*A*0,09*M*0,02*N*	0,10	6,2200	*A*0,09*M*0,02*N*	0,10	6,220
*A*0,19*M*0,02*N*	0,20	25,0700	*A*0,19*M*0,02*N*	0,20	25,070
*A*0,29*M*0,02*N*	0,30	56,4800	*A*0,29*M*0,02*N*	0,30	56,480
*A*0,47*M*0,06*N*	0,50	52,1800	*A*0,49*M*0,02*N*	0,50	157,000
*A*0,67*M*0,06*N*	0,70	102,5000	*A*0,69*M*0,02*N*	0,70	307,800
*A*0,97*M*0,06*N*	1,00	209,3000	*A*0,99*M*0,02*N*	1,00	628,200
*A*1,47*M*0,06*N*	1,50	471,2000	*A*1,49*M*0,02*N*	1,50	1413,000
*A*3,47*M*0,06*N*	3,50	2566,0000	*A*3,5*M*0,10*N*	3,55	1583,000
*N*0,06*M*3,47*A*	3,50	2566,0000	*N*0,1*M*3,5*A*	3,55	1583,000
*N*3,47*M*0,06*A*	0,06	0,7673	*N*3,5*M*0,1*A*	0,10	1,293

При различных размерах градиент-зондов (II вариант) расстояние между парными электродами принято постоянным, равным 0,02 *м*, и лишь

в последних трех из них оно увеличено до 0,10 *м*. Сохранение постоянным разноса парных электродов технически удобно при производстве работ в скважинах, так как не требует частых перемещений электродов, во время которых последние часто ломаются.

Выбранная серия градиент-зондов обеспечивает относительно равномерное расположение точек на фактической кривой зондирования в логарифмическом масштабе.

Сопротивление бурового раствора определяется с помощью скважинных или поверхностных резистивиметров, диаметр скважины — кавернометром.

Регистрацию всех диаграмм электрического зондирования следует осуществлять в детализационном масштабе глубин (1 : 50) при скорости подъема кабеля 70 *м/час* на полуавтоматической станции и 500 *м/час* на автоматической станции, что обеспечивает достаточную точность диаграмм. Масштаб сопротивлений на различных месторождениях устанавливается в соответствии с величинами сопротивлений углей и вмещающих пород так, чтобы кривые $\rho_к$ укладывались на диаграммную ленту. При необходимости производится повторная запись в более крупном или более мелком масштабе. При этом минимальное отклонение кривой от нулевой линии должно быть не меньше 5—10 *мм*.

Обработка материалов бокового электрического зондирования включает в себя следующие операции:

1) выделение угольных и других пластов в исследованном разрезе скважины и отсчет величины $\rho_к$;

2) построение кривых зондирования для этих пластов;

3) сравнение фактических кривых зондирования с теоретическими и определение удельного электрического сопротивления породы и действительного диаметра скважины (при отсутствии диаграмм кавернометрии).

Выделение пластов и отсчет сопротивлений

Зона проникновения бурового раствора в угольные пласты и в большинство вмещающих их пород, как было уже замечено, практически отсутствует, в связи с чем кривые зондирования в основном интерпретируются по двухслойным палеткам БЭЗ.

Выделение пластов угля и вмещающих пород в разрезе скважины производится по диаграммам кажущихся сопротивлений способами, изложенными в главе III, § 14. В качестве вспомогательных диаграмм для выделения пластов применяются диаграммы потенциалов собственной поляризации ($U_{сп}$), тока (I_A), рассеянного ($I_{\gamma\gamma}$) и естественного (I_γ) гамма-излучения, а также используются материалы бурения керновых скважин. При этом выделение производится по признаку относительной однородности участков в электрическом отношении, т. е. так, что в их пределах значения кажущихся сопротивлений, зафиксированные на диаграмме с определенным зондом, изменяются в диапазоне 25—30%. Для некоторых пластов, особенно песчаников, электрические границы не всегда совпадают с литологическими границами, вследствие чего отдельные мощные пласты углей, песчаников и других пород могут разделяться по диаграммам на несколько электрически однородных сред.

После определения по диаграммам границ и мощностей пластов, принятых для обработки, отсчитываются соответствующие им значения кажущихся сопротивлений. Так как эти значения различны в разных точках даже одного пласта, то при отсчете $\rho_к$ необходимо руководствоваться определенными правилами, распространенными на все пласты, чтобы получить сопоставимые результаты БЭЗ. В этом случае используются наиболее характерные значения $\rho_к$. В качестве таких характерных значений $\rho_к$ рекомендуются следующие [76, 84, 135, 136].

1. Экстремальные значения кажущихся сопротивлений. При этом для пластов высокого сопротивления берутся максимальные значения $\rho_к$, для пластов низкого сопротивления — минимальные значения $\rho_к$. Эти значения отсчитываются по кривым потенциал-зонда против середины пластов, а по кривым градиент-зонда у подошвы пласта при последовательном зонде и у кровли пласта при обращенном (рис. 105). На практике иногда максимальное значение сопротивления вследствие неоднородности пласта не совпадает с его границей и тогда оно отсчитывается в точке фактического максимума.

2. Оптимальные кажущиеся сопротивления. Они отсчитываются в середине аномалии $\rho_к$ по кривой потенциал-зонда и следовательно совпадают с максимальными значениями $\rho_к$ для пластов высокого сопротивления и с минимальными для пластов низкого сопротивления. По кривой сопротивления, полученной с градиент-зондом, оптимальные значения кажущихся сопротивлений отсчитываются выше середины пласта на расстоянии размера зонда $\overline{AO}(\overline{MO})$ для обращенного зонда и ниже середины пласта на том же расстоянии для последовательного зонда. Ясно, что способ оптимальных значений применим для пластов, имеющих мощность больше двух размеров зонда ($h > 2\overline{AO}$).

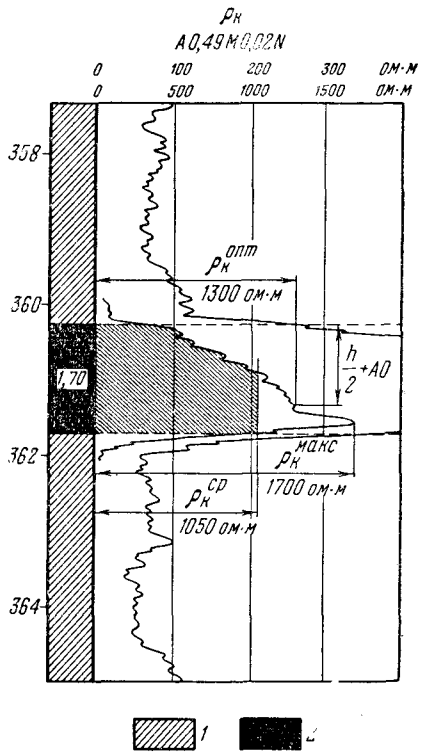


Рис. 105. Пример отсчета среднего, максимального и оптимального значений кажущегося сопротивления (пласт высокого сопротивления)

1 — аргиллит; *2* — уголь

3. Средние кажущиеся сопротивления. Они получаются путем планиметрирования аномалии $\rho_к$, соответствующей изучаемому пласту, и делением полученной площади на мощность пласта. При этом на кривых градиент-зондов для пластов высокого сопротивления с мощностью больше размера зонда следует исключать заэкранированный участок пики, равный $\overline{AO}(\overline{MO})$ (у подошвы пласта при обращенном градиент-зонде или у кровли пласта при последовательном градиент-зонде).

4. Средние кажущиеся сопротивления в средней части аномалии $\rho_к$. Эти значения получаются аналогично средним значениям кажущихся сопротивлений с той лишь разницей, что они вычисляются на интервале кривой, равном двум-трем размерам зонда, в средней части пласта. На кривых сопротивлений градиент-зондов указанный участок несколько смещается от середины пласта в сторону кровли пласта для обращенного зонда и к подошве пласта для последовательного зонда.

5. Оптимальные кажущиеся сопротивления с введением поправки за боковое проникновение тока (исправленные $\rho_к$). Они применяются для пластов, по мощности близких к размерам зонда, когда наблюдается уменьшение сопротивления вследствие ответвления тока во вмещающие пласт породы. Для получения указанных значений $\rho_к$ поступают следующим образом. Определяют максимальное сопротивление $\rho_к^{макс}$ пласта в зоне его средней части по кривой $\rho_к$ потенциал-зонда и среднее сопротивление $\rho_к^{ср}$ по кривой градиент-зонда. Выясняют сопротивление

вмещающих пород $\varrho_{вм}$, мощность пласта h и вычисляют отношения $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}}$; $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}}$; $\frac{\overline{AM}}{h}$ и $\frac{\overline{AO}}{h}$.

Затем по кривым $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{\overline{AM}}{h}\right)$ для потенциал-зонда (рис. 106, *а*) и $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{\overline{AO}}{h}\right)$ для градиент-зонда (рис. 106, *б*) находят модуль кривой

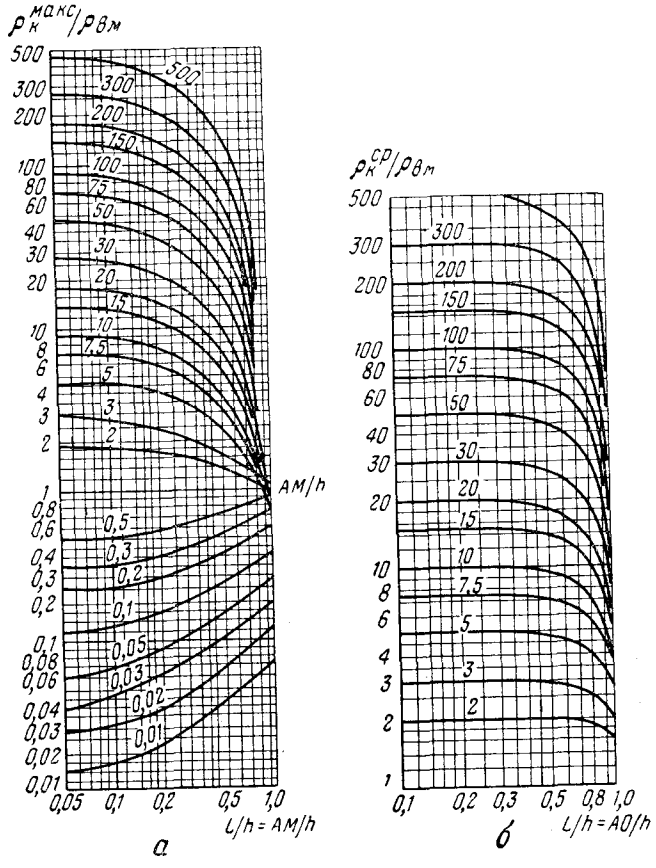


Рис. 106. Палетки кривых

а — потенциал-зонд; зависимости $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{\overline{AM}}{h}\right)$; $\frac{\overline{AM}}{h} < 1$; *б* — градиент-зонд; зависимости $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{\overline{AO}}{h}\right)$, $\frac{\overline{AO}}{h} < 1$

Шифр кривых $\frac{\varrho_п}{\varrho_{вм}}$ (по В. Н. Дахнову)

$\mu = \frac{\varrho_п}{\varrho_{вм}}$, который соответствует вычисленным отношениям $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}}$; $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}}$ и $\frac{\overline{AM}}{h}$ и $\frac{\overline{AO}}{h}$. По модулю определяют $\varrho_п = \mu\varrho_{вм}$, которое и является оптимальным с введением поправки за боковое проникновение тока.

6. Экстремальные кажущиеся сопротивления с введением поправки за экранирование тока (приведенные $\varrho_к$). Эти значения $\varrho_к$ используются для пластов высокого сопротивления с мощностью, меньшей размеров

зонда ($\overline{AO} < L$). Приведенное значение $\varrho_к$ для обращенного градиент-зонда

$$\varrho_к^{пр} = \varrho_к^{макс}\frac{\varrho_1}{\varrho_з^{мин}};$$

для последовательного градиент-зонда

$$\varrho_к^{пр} = \varrho_к^{макс}\frac{\varrho_з}{\varrho_з^{мин}},$$

где $\varrho_к^{пр}$ — приведенное кажущееся сопротивление;

ϱ_1, $\varrho_з$ — кажущиеся сопротивления вмещающих пород вблизи подошвы и кровли пласта;

$\varrho_з^{мин}$; $\varrho_1^{мин}$ — кажущиеся сопротивления в зоне экранного минимума пласта.

Многие угольные пласты являются неоднородными и характеризуются иззубренной кривой сопротивлений и мощностью, меньшей размера стандартного градиент-зонда, который нередко является наибольшим зондом в серии установок, принятых для зондирования. В этих условиях для исследования угольных пластов использование оптимальных значений $\varrho_к$, средних значений $\varrho_к$ в средней части пласта и исправленных значений $\varrho_к$ возможно только для зондов малого размера. Практически же кривые электрического зондирования можно строить только по значениям $\varrho_к$, отсчитанным одинаковым образом для всех зондов. Поэтому на практике чаще всего используются для построения кривой зондирования максимальные и средние значения кажущихся сопротивлений угольных пластов.

Для пластов песчаника и известняка также чаще всего используются максимальные и средние значения $\varrho_к$. В алевролитах и аргиллитах, в которых на диаграммах $\varrho_к$ часто отсутствует выраженный максимум, в большинстве случаев используются только значения средних кажущихся сопротивлений.

Построение кривых зондирования

Кривая зависимости кажущегося сопротивления от размера зонда, как уже указано, называется кривой зондирования. Различают м а к с и м а л ь н ы е и с р е д н и е кривые зондирования, построенные соответственно по максимальным и средним значениям кажущихся сопротивлений.

Построение кривых зондирования осуществляется на специальном бланке с двойным логарифмическим масштабом (длина логарифмической единицы 6,25 *см*). На бланке проводятся следующие линии:

1) удельного электрического сопротивления бурового раствора (линия $\varrho_р$ — ось сопротивлений), параллельная оси абсцисс, с ординатой, равной сопротивлению бурового раствора;

2) удельного электрического сопротивления вмещающих пород (линия $\varrho_{вм}$), параллельная оси абсцисс, с ординатой, равной сопротивлению вмещающих пород;

3) диаметра скважины (линия $d_с$ — ось зондов), параллельная оси ординат, с абсциссой, равной диаметру скважины в интервале исследуемого пласта;

4) мощности пласта (линия h), параллельная оси ординат, с абсциссой, равной мощности пласта.

Линии $\varrho_р$ и $d_с$ называются о с я м и к р и в о й б о к о в о г о э л е к т р и ч е с к о г о з о н д и р о в а н и я, а точка их пересечения — к р е с т о м с к в а ж и н ы. Линии $\varrho_{вм}$ и h называются о с я м и п р а в о й в е т в и к р и в о й з о н д и р о в а н и я, а точка их пересечения — т о ч к о й у ч е т а м о щ н о с т и (Т У М) или к р е с т о м п л а с т а. После нанесения на бланк осей наносятся точки кривых,

ординатами которых являются полученные значения кажущихся сопротивлений, а абсциссами размеры зондов, с которыми были зарегистрированы эти значения $\varrho_к$. Нанесенные точки $\varrho_к$ соединяются плавной линией.

Полученная кривая зондирования накладывается на соответствующую палетку теоретических кривых. При этом совмещается ось сопротивлений $\varrho_р$ интерпретируемой кривой с осью абсцисс $\frac{\varrho_к}{\varrho_р} = 1$ палеточной (теоретической кривой), затем перемещается бланк интерпретируемой кривой при сохранении слитности совмещенных осей, пока эта кривая не совпадет с одной из теоретических кривых палетки (рис. 107). В этом случае удельное сопротивление пласта $\varrho_п = \mu\varrho_р$, где μ — модуль теоре-

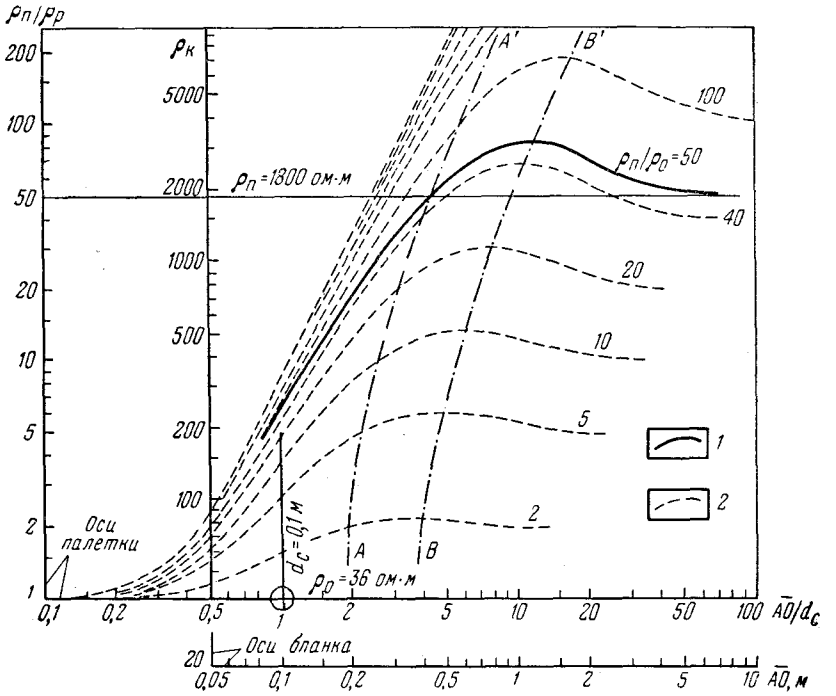


Рис. 107. Пример сопоставления двухслойной кривой БЭЗ (*1*) с палеткой БКЗ (*2*)

тической кривой. Такое совмещение кривых возможно только в пластах, мощность которых в 2—4 раза превышает размер максимального зонда.

Если исследуемые пласты высокого сопротивления имеют небольшую мощность, то значения кажущихся сопротивлений зависят не только от удельного сопротивления бурового раствора, но и от сопротивления вмещающих пород. В этом случае форма кривой зондирования сильно отличается от теоретических кривых, рассчитанных для бесконечной мощности пласта. Для возможности сопоставлений этих кривых применяется специальная методика построения интерпретируемой кривой зондирования, разработанная С. Г. Комаровым [135, 136]. При этом построении используются средняя и максимальная кривые зондирования (рис. 108).

При небольших относительных размерах градиент-зондов $\left(\frac{\overline{AO}}{h} = 0{,}1 \div 0{,}2\right)$ средняя кривая зондирования обычно совпадает с кривой зондирования для пластов неограниченной мощности. При дальнейшем увеличении относительных размеров зондов, начиная с некоторой точки— т о ч к а о т х о д а (ТО), средняя кривая зондирования идет ниже теоретической кривой БЭЗ. За точку отхода условно принимается точка,

в которой значение $\varrho_к$ ниже (приблизительно на 20%) сопротивления, соответствующего теоретической кривой при тех же размерах зонда. При дальнейшем увеличении размеров зондов средняя кривая зондирования, хотя и идет на подъем и достигает своего максимума примерно при $\frac{\overline{AO}}{h} = 0{,}6 \div 0{,}7$, но становится мало характерной и при приближении размеров зонда к мощности пласта резко снижается по отношению к теоретической кривой.

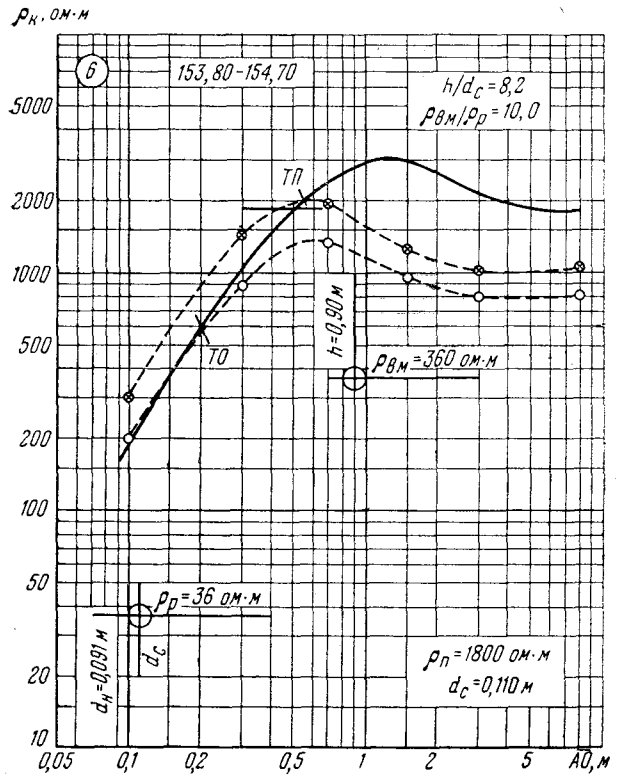


Рис. 108. Построение интерпретируемой кривой БЭЗ

Максимальная кривая зондирования при малых значениях относительных размеров градиент-зонда $\left(\frac{\overline{AO}}{h}\right)$ идет выше теоретической кривой БЭЗ. С увеличением размеров зонда, при $\frac{\overline{AO}}{h} = 0{,}5 \div 0{,}8$, измеренные максимальные значения $\varrho_к$ приближаются к сопротивлениям теоретической кривой. При дальнейшем увеличении размеров зондов кривая максимального зондирования резко снижается и в дальнейшем располагается ниже теоретической кривой. Пересечение этих кривых называется т о ч к о й п е р е с е ч е н и я (ТП). Геометрическое место точек отхода (ТО) и точек пересечения (ТП) представлено на специальной палетке, называемой п а л е т к о й т о н к и х п л а с т о в (ТП-1) [8, 10, 130].

Максимальное значение $\varrho_к$ на максимальной кривой зондирования достигает при $\overline{AO} \approx 0{,}7\ h$. При размере зонда, примерно превышающем удвоенную мощность пласта, максимальная и средняя кривые зондирования снова начинают подниматься, что соответствует правой ветви кривой бокового электрического зондирования. Первая половина интерпретируемой кривой — до точки пересечения (ТП) — соответствует левой ветви кривой БЭЗ.

Таким образом, ограниченная мощность пласта вносит существенные изменения в форму кривых зондирования, что не позволяет непосредственно сопоставлять их с теоретическими кривыми БЭЗ. Так как многие угольные пласты имеют мощности, меньшие размера наибольшего зонда, входящего в комплект БЭЗ, то получаемые кривые зондирования отличаются от теоретических кривых, рассчитанных для пластов неограниченной мощности, и поэтому они не могут непосредственно сравниваться с последними. Для осуществления этих сопоставлений производится построение фактических кривых зондирования.

Построение фактических кривых БЭЗ для тонких пластов осуществляется следующим образом. Практические кривые зондирования сопоставляются с палеткой ТП-1. При этом определяется на кривой средних значений $\varrho_к$ точка отхода (ТО), соответствующая обычно зондам размера $L \approx 0{,}2\ h$, а на максимальной кривой — точка пересечения (ТП), соответствующая зондам размером $L \approx 0{,}7\ h$. Сопоставление кривой зондирования с палеткой ТП-1 осуществляется наложением бланка с кривыми на палетку и совмещением креста пласта с началом координат палетки ТП-1. Тогда пересечение средней кривой зондирования с кривой геометрических мест точек отхода палетки ТП-1 определяет положение точки отхода на средней кривой зондирования, а пересечение максимальной кривой с кривой геометрического места точек пересечения палетки ТП-1 — положение точки. Для контроля правильности определения характерных точек ТО и ТП на кривых зондирования служат их точки максимума и минимума, которые в этом случае должны попадать на кривые максимумов и минимумов палетки ТП-1.

Участок фактической кривой зондирования от ее начала и до точки отхода принимается совпадающим со средней кривой зондирования. От точки отхода до точки пересечения фактическая кривая БЭЗ проводится между средней и максимальной кривыми зондирования с постепенным приближением к последней. Дальше точки пересечения фактическая кривая зондирования проводится выше максимальной кривой. Для построения этого конечного участка фактической кривой не существует твердо установленного способа. Поэтому на практике часто эту кривую не проводят далее точки ТП. Построенного участка кривой (влево от ТП) достаточно для ее интерпретации, ибо эта кривая обычно пересекает на палетке теоретических кривых линию A_1, представляющую собой геометрическое место точек асимптотических значений кривых палетки бокового электрического зондирования. Если же требуется построить всю кривую зондирования, то ее достраивают с помощью соответствующей палеточной кривой, с которой совмещается левая часть интерпретируемой кривой. При этом кривая B, нанесенная пунктиром на палетку БКЗ-1А, должна пересекать интерпретируемую кривую в точке ее максимума.

Сопоставление фактических кривых зондирования с теоретическими и определение удельного электрического сопротивления пластов

Фактическая кривая бокового электрического зондирования сопоставляется с одной из кривых двухслойной палетки БЭЗ (палетка БКЗ-1А). Так как в случае сопоставления модуль μ палеточной кривой равен модулю интерпретируемой, то удельное сопротивление пласта может быть рассчитано по формуле $\varrho_п = \mu\varrho_р$. $\varrho_п$ равно также значению ординаты правой асимптоты кривой зондирования, к которой стремится палеточная кривая при увеличении длины зонда. Эта величина отсчитывается по шкале оси сопротивления фактической кривой зондирования в ом-метрах (см. рис. 107). Если фактическая кривая зондирования не совмещается ни с одной из двухслойных кривых, это указывает на проникновение раствора в пласт.

Если замер диаметра скважины не произведен, необходимо пользоваться ее номинальным диаметром. Из теории бокового электрического зондирования известно, что увеличение диаметра скважины вызывает смещение интерпретируемой кривой вправо относительно расчетной на величину отрезка, определяемого разностью действительного диаметра скважины ($d_с$) и номинального диаметра ($d_н$). Сопоставление смещенной интерпретируемой кривой зондирования с расчетной осуществляется следующим образом. Накладывается бланк с интерпретируемой кривой на двухслойную палетку и совмещаются их кресты. Если при этом наблюдается совпадение интерпретируемой кривой с палеточной, то фактический диаметр скважины равен номинальному диаметру ее ($d_с = d_н$) и проникновения раствора в пласт не имеется.

Если совпадения кривых нет и известно, что зона проникновения раствора в пласт отсутствует (угольный пласт), то в этом случае перемещается бланк с интерпретируемой кривой по палетке при сохранении совмещения их осей $\varrho_р$ и $\frac{\varrho_к}{\varrho_п} = 1$ до совпадения интерпретируемой кривой зондирования с одной из палеточных. При этом пересечение правой асимптоты и теоретической кривой с осью ординат интерпретируемой кривой дает (по масштабу этой оси) величину удельного сопротивления пласта в ом-метрах, а абсцисса креста теоретической палетки (в масштабе оси абсцисс интерпретируемой кривой) — диаметр скважины в метрах. Удельное сопротивление пласта соответствует также значению ординаты точки пересечения кривой A палетки с интерпретируемой кривой в масштабе оси ординат последней.

Ограничения в применении методики бокового электрического зондирования

Методика бокового электрического градиент-зондирования рассчитана для одиночных пластов, находящихся в однородной среде. На практике, однако, приходится сталкиваться с пачками пластов, расположенных на близком расстоянии друг от друга. В этом случае, как было отмечено в главе III, § 13, аномалии $\varrho_к$ отдельных пластов попадают в зоны экранных минимумов других пластов и отмечаются резко искаженной величиной кажущегося сопротивления. Поэтому построение кривой БЭЗ следует производить только по замерам $\varrho_к$, выполненным с зондами, размеры которых меньше мощности интервала, разделяющего пласты, при условии, если экранирующий пласт расположен со стороны непарного электрода зонда.

Если исследуется мощный пласт и часть аномалии $\varrho_к$ против него оказывается перекрытой эффектом экранирования, то в ряде случаев среднее значение $\varrho_к$ можно подсчитать и для зондов большого размера, беря незаэкранированную часть пласта. Критерием возможности использования подобных кривых $\varrho_к$ для построения фактических кривых зондирования является конфигурация последних. Если фактическая кривая зондирования не отличается по форме от аналогичных кривых для одиночных пластов, это указывает на возможность частичного учета понижающего экранирования.

Методика бокового электрического зондирования теоретически применима только для пластов однородного строения и пластов, пересеченных скважиной перпендикулярно их поверхности. Многие угольные пласты имеют сложное строение и включают в себя прослои углистых пород, характеризующиеся пониженными сопротивлениями. Для таких угольных пластов методика бокового электрического зондирования неприменима. Она также неприменима при углах встречи пласта (даже однородного) со скважиной, меньших 50°, т. е. при углах падения пласта в вертикальной

скважине, превышающих 40°, если при этом видимая мощность пласта не превосходит в несколько раз размер наибольшего из применяемых зондов.

Погрешности, вызывающие неточность построения фактических кривых зондирования

Чтобы фактические кривые зондирования хорошо совпадали с расчетными, необходимо при их построении использовать точные замеры кажущегося сопротивления. При работе на автоматических и полуавтоматических станциях вполне возможно осуществлять регистрацию диаграмм $\varrho_к(U)$ с точностью до 5%. Однако требуется не только точно зарегистрировать кривые потенциалов U ($\varrho_к$), но и обеспечить стабильность питания. Известно, что сила тока в цепи меняется с изменением сопротивления заземления по мере пересечения зондом в скважине пластов с различным удельным сопротивлением. Так как сопротивление углей нередко бывает высоким, то при регистрации диаграмм $\varrho_к$ необходимо все время следить за постоянством силы тока в цепи и регулировать ее. К сожалению, на практике не все операторы учитывают это обстоятельство, что вносит погрешности в замеряемые величины $\varrho_к$. Неточность замера тока создает разброс точек на кривой зондирования и даже может привести к полному браку кривой.

Большие искажения кривых бокового электрического зондирования могут быть вызваны утечками тока. Диаграммы, искаженные утечками тока, являются браком и обработке не подлежат.

Ошибки в замере сопротивления могут быть также вызваны неправильными определением коэффициента зонда и расчетом силы тока для питания электродов. Вычисление коэффициентов зондов по формуле (22) справедливо только для зондов, размер которых во много раз (20 и более) превышает диаметр кабеля, на котором смонтированы электроды. Вследствие вытеснения кабелем части бурового раствора фактический коэффициент зонда меньше рассчитанного, что приводит к завышению сопротивления при малых зондах, если их коэффициенты определялись не опытным, а расчетным путем.

Правильное определение сопротивления бурового раствора также является существенным. Проверка этого может быть осуществлена следующим образом. Строится интерпретируемая кривая зондирования для однородного водонепроницаемого пласта большой мощности, против которого диаметр скважины точно известен. Затем сравнивают фактическую кривую зондирования с расчетными, для чего совмещают их оси абсцисс. Если при этом фактические и теоретические кривые пересекаются и для совмещения фактической кривой с одной из теоретических необходимо фактическую кривую сдвинуть вверх, то это означает, что сопротивление раствора занижено, а в случае смещения фактической кривой вниз — завышено.

Ошибки возможны также от неправильного замера расстояния меток между электродами зонда, а при градиент-зондах — от большого расстояния между парными электродами зонда. Увеличение расстояния $\overline{MN}$ ($\overline{AB}$) в градиент-зондах начинает сказываться при $\overline{MN} > 0{,}2\ \overline{AM}$. Увеличение расстояния $\overline{MN}$ приводит к смещению кривой зондирования влево и к уменьшению максимального значения сопротивления в центральной части кривой. Вследствие этого смещения кривой диаметр скважины, определяемый по боковому электрическому зондированию, оказывается меньше фактического значения, что и служит указанием на влияние расстояния между сближенными электродами зонда.

Погрешности при зондированиях могут возникать также и от нецентрированности зонда при его малых размерах, причем в породах высокого

сопротивления будут получены большие сопротивления, чем при центрированном зонде. Однако эти погрешности невелики и практически ими можно пренебречь.

Оформление результатов БЭЗ

Результаты бокового электрического зондирования оформляются в виде сводных диаграмм (рис. 109). Слева по вертикали наносится шкала глубин и литологическая колонка. Правее вычерчиваются кривые $\varrho_к$ в порядке увеличения размеров зонда; последними — диаграммы обращенного градиент-зонда и потенциал-зонда. На сводных диаграммах вы-

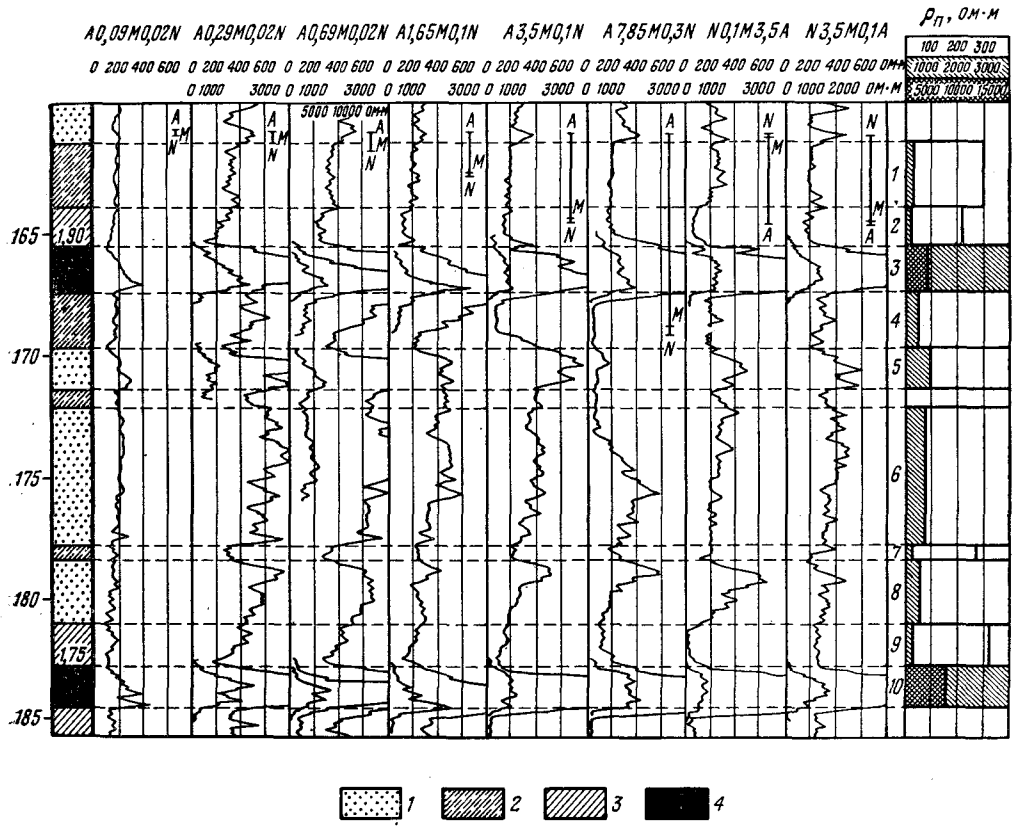


Рис. 109. Сводные диаграммы бокового электрического зондирования

$\varrho_р = 40$ *ом · м*; $d_с = 110$ *мм*; $\alpha = 30°$

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

деляются пласты, принятые для обработки, они трассируются пунктирными линиями по всем диаграммам; указывается порядковый номер пласта.

На основании интерпретации диаграмм $\varrho_к$ по выделенным пластам строятся средние и максимальные кривые зондирования, по которым составляется интерпретируемая кривая (см. рис. 108). На бланке указывается порядковый номер пласта, соответствующий сводной диаграмме. Результаты интерпретации (значения $\varrho_п$), а при отсутствии кавернометрии и значения $d_с$, выписываются на этом же бланке. По найденным значениям удельных сопротивлений на крайней правой стороне сводной диаграммы БЭЗ строится график $\varrho_п$.

Результаты обработки кривых зондирования заносятся в соответствующие таблицы. В этих таблицах отмечаются следующие данные: номер скважины, номер пласта и его литология, глубины залегания границ

и мощность пласта, размеры зондов и значения $\varrho_к$ (среднее и максимальное), сопротивление бурового раствора, диаметр скважины, удельное сопротивление пласта, действительный диаметр скважины. Кроме этого, результаты интерпретации по каждому пласту сопровождаются краткой объяснительной запиской, в которой излагается методика интерпретации, использованные палетки и полученные результаты.

§ 26. Боковые электрические потенциал-зондирования

Выше были отмечены преимущества и недостатки потенциал-зондирования, в литературе о них имеются противоречивые суждения. Принцип выбора рациональной серии зондов для боковых электрических потенциал-зондирований тот же, что и для градиент-зондирований. Выбор размеров зондов должен обеспечить равномерное распределение точек замера сопротивлений на кривой зондирования. Для углеразведочных скважин со средним диаметром 0,10 *м* рекомендуются зонды, размеры которых приведены в табл. 10.

Таблица 10

Потенциал-зонды, рекомендуемые для бокового электрического потенциал-зондирования (БЭПЗ)

I вариант			II вариант		
Наименование зондов	Размер зонда AM, *м*	Коэффициент зонда, *м*	Наименование зондов	Размер зонда AM, *м*	Коэффициент зонда, *м*
$N20M0{,}05A$	0,05	0,630	$N20M0{,}05A$	0,05	0,630
$N20M0{,}10A$	0,10	1,263	$N20M0{,}10A$	0,10	1,263
$N20M0{,}20A$	0,20	2,538	$N20M0{,}25A$	0,25	3,184
$N20M0{,}30A$	0,30	3,826	$N20M0{,}50A$	0,50	6,945
$N20M0{,}40A$	0,40	5,127	$N20M1{,}00A$	1,00	13,195
$N20M0{,}60A$	0,60	7,766	$N20M2{,}00A$	2,00	17,646
$N20M1{,}00A$	1,00	13,195			
$N20M1{,}50A$	1,50	20,263			

В данной таблице размеры потенциал-зондов изменяются всего лишь в пределах от 0,05 до 1,50 и 2,00 *м*, т. е. намного меньше, чем при градиент-зондированиях, что объясняется бо́льшим радиусом исследования потенциал-зондов. Во всех потенциал-зондах расстояние от электрода M до удаленного электрода N принято постоянным, равным 20 *м*, что практически удобно, так как в процессе работы при перемене зондов достаточно перемещать только электрод A, не сдвигая остальных. Однако расстояние $\overline{MN}$ ($\overline{AB}$) в потенциал-зондах может оказывать влияние на величину и характер диаграммы. Уменьшение расстояния $\overline{MN}$ ($\overline{AB}$) в потенциал-зондах начинает сказываться, когда оно становится меньше $10\,\overline{AM}$, и тем в большей степени, чем выше сопротивление пород. При этом уменьшение расстояния $\overline{MN}$ ($\overline{AB}$) создает смещение кривой зондирования, особенно ее левой части, вправо, приводит к увеличению величины максимума кажущегося сопротивления в правой части, к погрешности в определении диаметра скважины $d_с$ (увеличение диаметра) и удельного сопротивления бурового раствора $\varrho_р$. Так как в рекомендуемых зондах для БЭПЗ расстояние $\overline{MN} = 20$ *м*, и $\overline{AM}$ изменяется от 0,05 до 2,00 *м*, в данном случае влияние конечного разноса электродов $\overline{MN}$ практически не сказывается. Указанная серия потенциал-зондов позволяет исследовать угольные пласты мощностью свыше 3—4 *м*, а при исследовании зондами до 1 *м* — свыше 2 *м*.

Практически кривые потенциал-зондирований строятся по максимальным значениям $\varrho_к$, они же одновременно являются и оптимальными значениями сопротивлений. Кривые потенциал-зондирований так же, как и градиент-зондирований, строятся на логарифмических бланках, по оси абсцисс которых откладываются размеры потенциал-зондов в метрах, а по оси ординат — максимальные значения $\varrho_к$. На бланке проводится линия сопротивления бурового раствора $\varrho_р$ и диаметра скважины $d_с$.

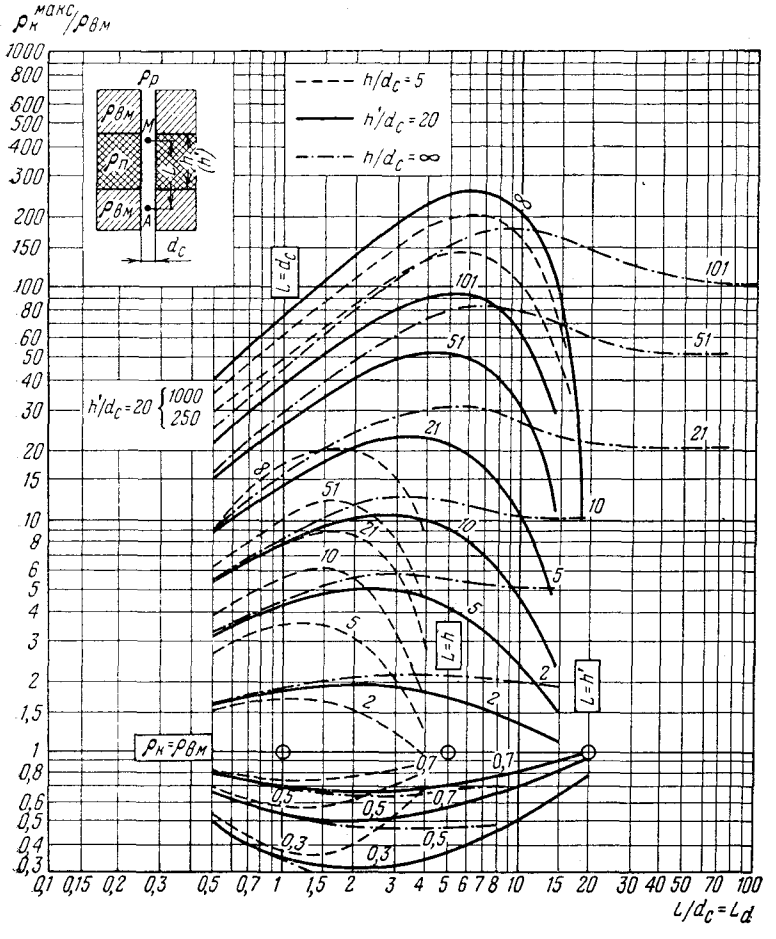


Рис. 110. Палетка ПКМ-ПЗ-5 и 20

Шифр кривых $\frac{\varrho_п}{\varrho_{вм}}\left(\frac{\varrho_п}{\varrho_р}\right)$; $\varrho_р = \varrho_{вм}$

Палетка составлена для $\varrho_п < \varrho_р$ и $\varrho_п > 100\varrho_р$ по МИНХ и ГП; остальные кривые по материалам фирмы Шлюмберже

Интерпретация кривых потенциал-зондирований производится с помощью палеток $\frac{\varrho_к}{\varrho_р} = f\left(\frac{L}{d_н}\right)$. В пластах достаточно большой мощности при отсутствии зоны проникновения используется палетка БКЗ-1 (см. рис. 104). В пластах ограниченной мощности применяются палетки $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{L}{d_н}\right)$ фирмы Шлумберже (рис. 110). Эти палетки составлены для разных отношений мощности пласта к диаметру скважины $\left(\frac{h}{d_с}\right)$ при $\varrho_{вм} = \varrho_р$. Для интерпретации каждой кривой зондирования подбирается палетка

с соответствующим значением отношения $\frac{h}{d_c}$. Совмещение интерпретируемой кривой с одной из кривых выбранной палетки осуществляется так же, как и при интерпретации кривых градиент-зондирований, что подробно было уже разобрано. Определив модуль μ теоретической кривой, с которой совмещается интерпретируемая кривая, по формуле $\varrho_п = \mu\varrho_р$ рассчитывают искомое удельное сопротивление породы.

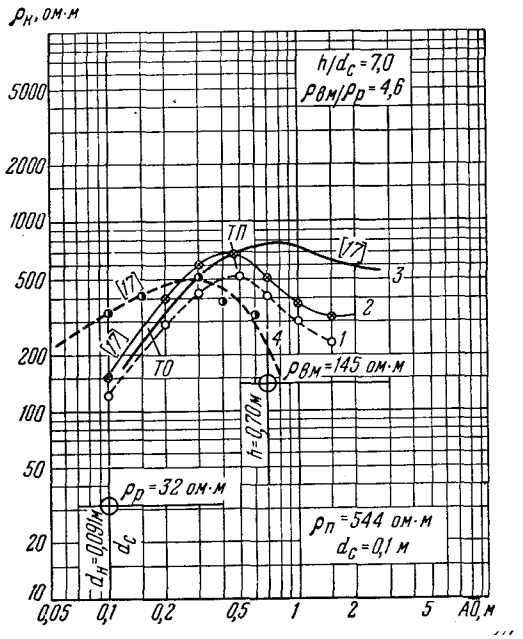


Рис. 111. Пример сопоставления результатов определения удельного сопротивления угольного пласта по палеткам БКЗ-1А, БЭПЗ и МКЗ

1 — средняя кривая градиент-зондирования; *2* — максимальная кривая, интерпретируемая по палетке МКЗ; *3* — построенная кривая зондирования, интерпретируемая по палетке БКЗ-1А; *4* — кривая потенциал-зондирования, интерпретируемая по палетке БЭПЗ

Над интерпретируемой кривой надписывается в скобках число, которое означает величину модуля. В нижнем правом углу бланка указывается удельное сопротивление пласта и действительный диаметр скважины (при отсутствии кавернометрии), в верхнем правом углу бланка — значения отношений $\frac{h}{d_c}$ для данного пласта и $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$. Действительное значение отношения $\frac{h}{d_c}$ не всегда совпадает с палеточным. В этом случае интерпретация производится с помощью двух палеток с ближайшими значениями $\frac{h}{d_c}$.

В заключение сопоставим результаты применения потенциал- и градиент-зондирований для одних и тех же пластов (рис. 111). Найденное значение удельного сопротивления пласта по кривым потенциал-зондирований одинаково с величиной удельного сопротивления по кривой градиент-зондирования. В данном примере потенциал-зондирования проводились зондами, размер $\overline{AM}$ которых изменялся от 0,05 до 0,6 *м*. Следовательно, интерпретация потенциал-зондирований может быть достаточно уверенной при h даже несколько большем $\overline{AM}_{макс}$.

Относительная простота обработки материалов потенциал-зондирований по сравнению с градиент-зондированиями является их преимуществом. Измерения с потенциал-зондами требуют меньшей силы тока по сравнению с градиент-зондами, что позволяет за счет балластного сопротивления установить большую стабильность тока и получить более качественные измерения.

Таким образом, потенциал-зондирования могут применяться для изучения пластов большой и средней мощности при отсутствии проникновения в них бурового раствора. Данным условиям во многих бассейнах удовлетворяют угольные пласты и большинство вмещающих пород.

§ 27. Методика палеток пластов конечной мощности и максимальных кривых зондирования

Для интерпретации материалов боковых электрических градиент-зондирований (БЭГЗ), кроме указанных палеток БКЗ-1А и ТП-1 (или БКЗ сводная-1), в последнее время все шире используются палетки пластов конечной мощности (ПКМ) и палетки максимальных кривых зондирования (МКЗ). Эти палетки позволяют наиболее точно определять удельное сопротивление тонких пластов методом градиент-зондирования. Палетки ПКМ-МНИ получены путем сеточного моделирования Е. А. Нейманом в б. Московском нефтяном институте (МНИ) под руководством В. Н. Дахнова [91], а палетки МКЗ — во Всесоюзном научно-исследовательском институте геофизики (ВНИИГеофизика) А. Е. Кулинковичем под руководством Л. М. Альпина и С. Г. Комарова [10, 145, 146].

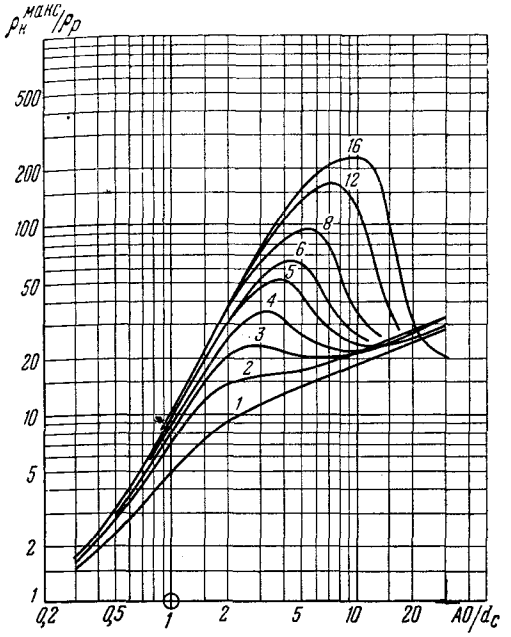


Рис. 112. Палетка ПКМ $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р} = 5$ $\frac{\varrho_п}{\varrho_р} = 100$. Шифр кривых $\frac{h}{d_c}$ (составлены по палеткам МКЗ Л. М. Альпина)

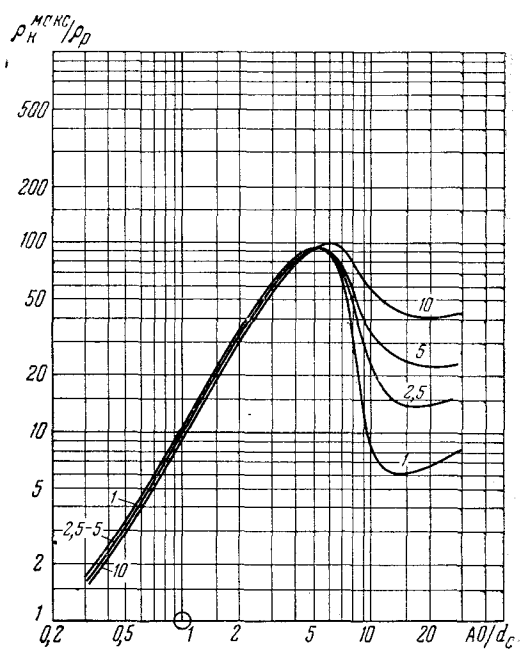


Рис. 113. Палетка ПКМ $\frac{h}{d_c} = 8$ $\frac{\varrho_п}{\varrho_р} = 100$. Шифр кривых $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ (составлены по палеткам МКЗ Л. М. Альпина)

Те и другие палетки составлены для максимальных значений кажущихся сопротивлений. Палетки ПКМ-МНИ составлены для пластов с мощностями, равными d_c, $2d_c$, $4d_c$ и $8d_c$, при условии равенства сопротивлений вмещающих пород и бурового раствора $\varrho_1 = \varrho_3 = \varrho_р = \varrho_{вм}$, а палетки МКЗ — для более широкого диапазона мощностей, равных $2d_c$, $4d_c$, $8d_c$, $12d_c$ и 16 d_c (d_c — диаметр скважины) и различных значений $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р} = 0{,}5$; 1; 5 и 10.

Для выяснения влияния параметра $\frac{h}{d_c}$ на конфигурацию кривой зондирования по материалам комплекта палеток построена сводная палетка МКЗ (левая часть) для различных значений $\frac{h}{d_c}$ (рис. 112). Из этой палетки видно, что с увеличением $\frac{h}{d_c}$ максимум $\varrho_к \left| \frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_р} \right|$ кривых резко возрастает и смещается вправо. В начальной части (при приближении к левой асимптоте) все кривые зондирования расположены близко друг к другу, далее они значительно расходятся. Такой характер кривых зондирований объясняется тем, что при малых размерах зонда боковое проникновение тока невелико, оно увеличивается с уменьшением мощности пласта и увеличением относительных размеров зонда. Максимум сопротивления

увеличивается с возрастанием мощности пласта, т. е. с уменьшением значений $\left|\frac{AO}{h}\right|$.

Для выяснения влияния на кривые МКЗ параметра $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ по материалам комплекта палеток МКЗ нами построена вторая сводная палетка (левая часть) для различных значений $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$. Из рис. 113 видно, что максимум $\varrho_к\left|\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_р}\right|$ кривых с увеличением отношения $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ возрастает и сдвигается вправо. В левой части все кривые расположены близко друг к другу и расходятся лишь при размерах зонда $L > 0{,}7h$. Таким образом, левая часть кривых зондирования мало зависит от удельного сопротивления вмещающих пород.

Правила пользования палетками МКЗ и ПКМ следующие. На логарифмическом бланке строится кривая зависимости $\varrho_к^{макс} = f(L)$. Далее, зная мощность пласта (h), диаметр скважины ($d_с$), сопротивление бурового раствора ($\varrho_р$) и сопротивление вмещающих пород ($\varrho_{вм}$), на бланк наносятся параллельно оси абсцисс линии сопротивления бурового раствора и сопротивления вмещающих пород, параллельно оси ординат — линии диаметра скважины и мощности пласта. Пересечение линий $\varrho_р$ и $d_с$ образует первый крест (крест скважины), а пересечение линий $\varrho_{вм}$ и h — второй крест (крест пласта).

Для совмещения интерпретируемой кривой с палеточными подбирается из последних палетка с параметрами $\frac{h}{d_с}$ и $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$, соответствующими данному пласту. Совмещаются первый крест (пересечение линий $\varrho_р$ и $d_с$) интерпретируемой кривой с крестом палетки и их координатные оси, после чего отыскивается палеточная кривая, совпадающая с левой частью интерпретируемой кривой. Определяется модуль $\left|\mu_л = \frac{\varrho_п}{\varrho_р}\right|$ совмещенной палеточной кривой и вычисляется удельное сопротивление пласта по формуле

$$\varrho_л^1 = \mu\varrho_р,$$

где $\mu_л$ — модуль, полученный по левой части кривой МКЗ или ПКМ;
$\varrho_л^1$ — удельное сопротивление пласта, полученное по левой части кривой МКЗ (или ПКМ).

При отсутствии палеток для вычисленного отношения $\frac{h}{d_с}$ определяются два модуля μ' и μ'' по палеткам с ближайшими меньшим значением $\frac{h'}{d_с}$ и большим — $\frac{h''}{d_с}$. Затем искомая величина модуля определяется по формуле

$$\mu_1 = \mu'' + (\mu' - \mu'')\,\frac{\frac{h''}{d_с} - \frac{h}{d_с}}{\frac{h''}{d_с} - \frac{h'}{d_с}}. \qquad (48)$$

Аналогично при отсутствии палеток для вычисленного отношения $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ определяются два модуля μ' и μ'' по палеткам с ближайшим меньшим значением $\frac{\varrho'_{вм}}{\varrho_р}$ и большим — $\frac{\varrho''_{вм}}{\varrho_р}$. Искомое значение модуля рассчитывается по формуле

$$\mu_2 = \mu'' + (\mu' - \mu'')\,\frac{\frac{\varrho''_{вм}}{\varrho_р} - \frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}}{\frac{\varrho''_{вм}}{\varrho_р} - \frac{\varrho'_{вм}}{\varrho_р}}. \qquad (49)$$

Тогда действительное значение модуля определится как среднее из двух искомых модулей

$$\mu_л = \frac{\mu_1 + \mu_2}{2}. \qquad (50)$$

Удельное сопротивление пласта

$$\varrho_л = \mu_л\varrho_р. \qquad (51)$$

Аналогичным путем определяется удельное сопротивление пласта по правой ветви максимальной кривой зондирования. Для этого второй крест или крест пласта интерпретируемой кривой и ее оси совмещаются с крестом пласта и осями выбранных палеток. Затем определяется значение модуля $\mu_п$ кривой палетки, которая совмещается с правой ветвью интерпретируемой кривой, и удельное сопротивление рассчитывается по формуле

$$\varrho''_п = \mu_п\varrho_{вм}, \qquad (52)$$

где $\varrho''_п$ и $\mu_п$ — удельное сопротивление пласта и модуль, полученные по правой части кривой МКЗ (или ПКМ).

При отсутствии палетки с заданными параметрами $\frac{h}{d_с}$ и $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ также определяются модули интерпретируемой кривой по двум палеткам с ближайшими бóльшими и меньшими значениями этих параметров, и затем путем интерполяции находится истинное значение модуля и удельное сопротивление пласта.

В случае отсутствия проникновения бурового раствора в пласт должны получиться практически одинаковые значения $\varrho_п$ по левой и правой ветвям максимальной кривой зондирования. При небольших расхождениях между ними следует взять их среднюю величину. Значительные расхождения в значениях $\varrho'_л$ и $\varrho''_п$ указывают на вероятное наличие зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт (при $\varrho'_л \gg \varrho''_п$ — проникновение, повышающее сопротивление пласта, а при $\varrho'_л \ll \varrho''_п$ — понижающее его сопротивление).

Практически на угольных месторождениях, как уже указывалось, применение градиент-зондов большого размера при зондированиях нецелесообразно. Рекомендуемая серия зондов для бокового зондирования обычно обеспечивает надежное построение только левой ветви кривой МКЗ или ПКМ. Кроме того, правые ветви кривых МКЗ и ПКМ на ряде палеток $\left(\text{особенно при больших отношениях } \frac{h}{d_с}\right)$ построены для небольших интервалов $\frac{L}{d_с}$, что не дает уверенности в определении $\varrho_п$ по правой части кривой зондирования. Так как в углеразведке палетки МКЗ и ПКМ в основном применяются для исследования угольных пластов, в которых зона проникновения отсутствует, то практически достаточно использовать левые ветви палеток. Результаты интерпретации значения удельного сопротивления $\varrho_п$ и фактического диаметра скважины $d_с$ выписываются внизу на том же бланке, на котором построена интерпретируемая кривая БЭЗ.

Обычно палетки МКЗ и БКЗ (БКЗ-1А и ТП-1) дают практически одинаковые результаты определения $\varrho_п$ тонких пластов высокого сопротивления. Однако применение палеток МКЗ более просто и надежно. Удобство и преимущество применения палеток МКЗ для интерпретации кривых зондирования в тонких пластах высокого сопротивления состоит в том, что не требуется искусственных приемов для построения интерпретируемой кривой зондирования, так как роль последней выполняет наблюденная максимальная кривая зондирования.

В заключение следует указать на некоторые ограничения применимости палеток МКЗ и ПКМ, которые необходимо учитывать в практической работе. Палетки МКЗ и ПКМ построены для тонких пластов с мощностью от d_c до $16d_c$, что при среднем диаметре углеразведочных скважин $d_c = 0{,}10$ *м* соответствует пластам мощностью от 0,10 до 1,60 *м*. Обычно же приходится изучать угольные пласты с значительно большим диапазоном мощностей (3—5 *м* и более). Путем экстраполяции палеток пределы мощностей могут быть расширены до 32 d_c, но этого тоже недостаточно, так как иногда требуется изучать пласты значительно большей мощности. Кроме этого, существующие палетки МКЗ рассчитаны для сопротивления вмещающих пород $\varrho_{вм}$ от 0,5 $\varrho_р$ до $10\varrho_р$ и сопротивления пласта до $100\varrho_р$. Эти пределы также недостаточны для изучения угольных пластов, хотя их можно несколько расширить путем экстраполяции.

Палетки МКЗ построены для одиночных пластов без учета влияния экранных эффектов соседних пластов высокого сопротивления. Поэтому, если изучаемый угольный пласт находится в зоне экранного минимума смежного пласта высокого сопротивления, палетки МКЗ неприменимы. Их также нельзя применять, если вмещающие породы со стороны подошвы и кровли пласта неоднородны и резко различаются между собой по сопротивлению. Практически можно допускать разницу в сопротивлениях покрывающих и подстилающих пород не более пятикратной, если изучаемый пласт имеет достаточно высокое сопротивление ($\varrho_п \geqslant 100\ \varrho_р$). При снижении удельного сопротивления пласта уменьшается также указанный предел различия в сопротивлениях покрывающих и подстилающих пласт пород.

Палетки МКЗ, как и палетки БКЗ, рассчитаны для горизонтального залегания пластов (или когда ось скважины перпендикулярна к плоскости напластования). Практически они применимы при углах падения до 40° (при вертикальной скважине). Палетки МКЗ получены для идеальных градиент-зондов, в которых $\overline{MN}$ ($\overline{AB}$) принято бесконечно малым. Поэтому на практике надо стремиться, чтобы расстояние между парными электродами зондов было небольшим ($\overline{MN} \leqslant 10\overline{AO}$), так как в противном случае это приведет к снижению сопротивления ($\varrho_к^{макс}$), что было показано в главе III.

ГЛАВА VII

МЕТОДЫ ПРИБЛИЖЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД

Применение методики бокового электрического зондирования для изучения угольных пластов часто связано с рядом ограничений вследствие малой мощности этих пластов, сложности их строения и наличия больших углов падения. Кроме того, производство боковых электрических зондирований весьма трудоемко. В связи с этим приобретают важное значение различные способы приближенного, но для практики достаточно точного определения среднего удельного сопротивления угольных пластов по материалам одной или двух диаграмм $\varrho_к$, получаемых со стандартным и вспомогательным зондами.

§ 28. Непосредственное определение удельного электрического сопротивления пород по диаграмме кажущегося сопротивления

Непосредственное определение удельного электрического сопротивления пласта по одиночной диаграмме кажущегося сопротивления возможно, когда можно пренебречь влиянием бурового раствора и вмещающих пород. В этом случае считают, что среднее кажущееся сопротивление пласта приближенно равно удельному сопротивлению ($\varrho_к \approx \varrho_п$).

Исследование условий, при которых $\varrho_к \approx \varrho_п$, было произведено В. Н. Дахновым. Для мощных пластов при отсутствии зоны проникновения бурового раствора построены кривые $\frac{L}{d_c} = f\left(\frac{\varrho_п}{\varrho_р}\right)$, определяющие величину минимального размера зонда (L), при котором $\varrho_к \approx \varrho_п$ [79]. Пользуясь указанными кривыми, определим минимальные размеры зондов, при которых $\varrho_к \approx \varrho_п$ (табл. 11).

Таблица 11

Значение минимальных размеров градиент-зондов и потенциал-зондов, при которых $\varrho_к \approx \varrho_п$

Наименование породы	d_c, *м*	$\varrho_р$, *ом·м*	Диапазон изменения сопротивления, *ом·м*	Размер градиент-зонда, *м*		Размер потенциал-зонда, *м*	
				диапазон *AO*	среднее *AO*	диапазон *AM*	среднее *AM*
Угли	0,10	20	500—8000	0,35—1,00	0,70	0,17—0,45	0,30
Угли, известняки, песчаники	0,10	20	200—800	0,25—0,40	0,30	0,15—0,20	0,17
Песчаники, алевролиты	0,10	20	80—400	0,20—0,30	0,25	0,12—0,17	0,15
Алевролиты, аргиллиты	0,10	20	60—250	0,20—0,27	0,23	0,12—0,15	0,13
Аргиллиты	0,10	20	10—60	0,20—0,25	0,22	0,12—0,14	0,13

Таким образом, на многих месторождениях величины кажущихся сопротивлений, получаемые градиент-зондом с размером $\overline{AO} = 0{,}3$ *м* и потенциал-зондом с $\overline{AM} = 0{,}15$ *м*, будут наиболее близки к истинным удельным сопротивлениям. На некоторых угольных месторождениях, где вследствие повышенной степени метаморфизма углей и вмещающих пород, сопротивления их значительно повышаются, необходимо для получения тех же результатов ($\varrho_к \approx \varrho_п$) при исследовании угольных пластов увеличивать размеры градиент-зонда до $L = 0{,}70$ *м* и потенциал-зонда до $L = 30$ *м*, а для исследования вмещающих угли пород указанные размеры зондов ($\overline{AO} = 0{,}3$ *м*, $\overline{AM} = 0{,}15$ *м*) можно оставить неизменными.

Эти выводы справедливы для пластов большой мощности. На величину кажущихся сопротивлений тонких пластов оказывают сильное влияние вмещающие породы. Для учета этого влияния воспользуемся кривыми зависимостей $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{\overline{AM}}{h}\right)$ и $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{\overline{AO}}{h}\right)$ (см. рис. 106). Эти кривые позволяют определить предельные значения $\frac{L}{h}$, при которых можно пренебречь влиянием вмещающих пород [79].

Для угольных пластов марок Д, Г, Ж, К, ПС отношение $\frac{\varrho_п}{\varrho_{вм}}$ изменяется обычно в пределах от 10 до 80. При этих значениях $\frac{\varrho_п}{\varrho_{вм}}$ для соблюдения условия $\Delta\varrho_п = \frac{\varrho_п - \varrho_к}{\varrho_п} \leqslant 10\%$ необходимо, чтобы $\frac{h}{AO}$ было не меньше 1,9 и $\frac{h}{AM}$ не меньше 12. Это означает, что угольные пласты высокого сопротивления мощностью 0,6—1,00 *м* необходимо исследовать градиент-зондами с размерами не более 0,3—0,5 *м*.

Однако при изложении методики выбора стандартного зонда в главе III было доказано, что для исследования разрезов скважин, содержащих указанные угольные пласты, необходимо применять в качестве стандартных зондов градиент-зонды размера $L > h$, так как последние обеспечивают более надежное выделение из разрезов угольных пластов и их изучение. Для многих угольных пластов высокого сопротивления кажущееся сопротивление, замеренное с зондами $\overline{AO} = 3$—5 *м*, меньше удельных сопротивлений. С целью получения кажущихся сопротивлений, более близких к удельным, следовало бы дополнительно к стандартному зонду применять градиент-зонд или потенциал-зонд малых размеров. Практически целесообразно применять в качестве дополнительного потенциал-зонд, сопряженный со стандартным градиент-зондом. Такой потенциал-зонд обеспечивает не только получение значений кажущихся сопротивлений, более близких к удельным, но и разрешение ряда других задач, о чем было сказано в главе III. Однако во многих случаях и два указанных зонда не могут обеспечить достаточной точности определения удельных сопротивлений углей непосредственно по диаграммам $\varrho_к$.

Многие вмещающие угли породы обычно имеют мощности больше угольных пластов и их сопротивление относительно невелико. Даже для песчаников отношение $\frac{\varrho_п}{\varrho_{вм}}$ обычно не превышает 10—30. При этих условиях для $\Delta\varrho_п = 10\%$ должны иметь $\frac{h}{AO} = 1{,}7$ и $\frac{h}{AM} = 12$, т. е. для градиент-зонда средних размеров мощность пласта должна быть около 6 *м* и для сопряженного с ним дополнительного потенциал-зонда около 1,2 *м*.

В разрезах угольных месторождений имеются пласты песчаника мощностью значительно больше 6 *м*. Для таких пластов кажущиеся сопротивления, полученные градиент-зондом средних размеров, будут близки к значениям истинных удельных сопротивлений. Кажущиеся сопротивления, полученные с потенциал-зондом для пластов песчаника значительно меньшей мощности, также будут близки к удельным. Возможны редкие случаи, когда кажущиеся сопротивления сильно карбонатных песчаников будут значительно отличаться от удельных. Для алевролитов и аргиллитов кажущиеся сопротивления близки к удельным сопротивлениям.

Рассмотрим сопоставление удельных сопротивлений, полученных методикой бокового электрического зондирования для угольных пластов марки Ж и вмещающих пород, с кажущимися сопротивлениями, зарегистрированными для этих же пластов градиент-зондом, имеющим размер $\overline{AO} = 0{,}3$ *м* (табл. 12).

Из табл. 12 видно, что для вмещающих пород можно подобрать постоянные коэффициенты, с помощью которых производится пересчет от средних значений кажущихся сопротивлений, замеренных со стандартным зондом, к истинным. При этом среднее значение коэффициента для алевролитов и аргиллитов близко к единице. Для угольных пластов, конкреций, карбонатных песчаников и известняков высокого сопротивления коэффициенты пересчета менее постоянны и их удельное сопротивление в большинстве случаев следует определять методом бокового электрического зондирования.

§ 29. Определение удельного сопротивления пластов по отдельным диаграммам $\varrho_к$

Определение $\varrho_п$ с помощью палетки БКЗ-1А

При разборе возможностей непосредственного определения удельного сопротивления по одиночной диаграмме $\varrho_к$ было отмечено, что значения кажущихся сопротивлений наиболее близко подходят к удельным в большинстве случаев при градиент-зонде размером $\overline{AO} = 0{,}3$ *м*. Данные боковых электрических зондирований показывают, что во всех случаях начальные ветви средних кривых зондирования совпадают с теоретическими кривыми. Это позволяет приближенно производить определение удельного сопротивления по одной диаграмме $\varrho_к$, полученной с малым градиент-зондом. Определения производятся в следующем порядке:

1) находится мощность пласта;

2) по диаграмме $\varrho_к$, зарегистрированной с зондом малых размеров (например, $A0{,}29M0{,}02N$), определяется среднее и оптимальное значения $\varrho_к$;

3) по кавернограмме выясняется диаметр скважины в интервале изучаемого пласта;

4) сопротивление бурового раствора $\varrho_р$ определяется резистивиметром;

5) вычисляются отношения $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_р}$, $\frac{\varrho_к^{опт}}{\varrho_р}$ и $\frac{\overline{AO}}{d_с}$;

6) на палетку БКЗ-1А наносятся две точки: N_1 с координатами $y = \frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_р}$, $x = \frac{\overline{AO}}{d_с}$ и N_2 с координатами $y = \frac{\varrho_к^{опт}}{\varrho_р}$, $x = \frac{\overline{AO}}{d_с}$ (см. рис. 102);

7) определяются модули $\mu = \frac{\varrho_п}{\varrho_р}$ палеточных кривых $\frac{\varrho_к}{\varrho_р} = f\left(\frac{\overline{AO}}{d_с}\right)$, проходящих через эти точки; если точки N_1 и N_2 оказываются между кривыми известных модулей, то действительные их значения находят интерполяцией;

8) по значению найденных модулей определяются две величины удельного сопротивления пласта $\varrho_{п_1} = \mu_1\varrho_р$ и $\varrho_{п_2} = \mu_2\varrho_р$, где μ_1 и $\varrho_{п_1}$ вычислены по средним значениям $\varrho_к$, а μ_2 и $\varrho_{п_2}$ — по оптимальным значениям $\varrho_к$.

Действительное значение удельного сопротивления пласта определяется как среднее арифметическое из величин $\varrho_{п_1}$ и $\varrho_{п_2}$:

$$\varrho_п = \frac{\varrho_{п_1} + \varrho_{п_2}}{2}.$$

Таблица 12

Сопоставления удельных сопротивлений с кажущимися для угольных пластов марки Ж и вмещающих их пород Воркутского месторождения

№ скважин	Глубина нижнего контакта, м	h, м	$\varrho_п$ по БЭЗ, ом·м	$\varrho_к$ при $L=0{,}3$ м		$K=\frac{\varrho_п}{\varrho_к}$	
				$\varrho_к^{ср}$, ом·м	$\varrho_к^{макс}$, ом·м	$K_1=\frac{\varrho_п}{\varrho_к^{ср}}$	$K_2=\frac{\varrho_п}{\varrho_к^{макс}}$
Угли							
К-918	258,30	0,70	1440	700	1300	2,06	1,11
К-849	104,65	0,58	750	400	600	1,88	1,25
К-849	129,95	1,10	1000	500	1000	2,00	1,00
К-912	271,57	0,78	544	440	750	1,24	0,72
К-980	286,30	0,83	750	500	1000	1,50	0,75
К-980	316,10	0,90	450	400	750	1,12	0,60
К-980	484,32	0,78	900	500	1000	1,80	0,90
К-980	473,05	1,02	1200	600	1250	2,00	0,96
К-984	213,35	0,75	1200	465	1050	2,58	1,14
К-984	361,75	1,42	900	680	1300	1,32	0,69
Песчаники							
К-901	510,33	1,40	210	180	300	1,17	0,70
К-949	147,45	1,00	375	325	550	1,15	0,68
К-949	139,35	1,55	250	265	350	0,94	0,71
К-984	107,60	1,30	270	180	350	1,50	0,77
К-984	246,45	1,35	240	160	300	1,50	0,80
К-984	143,65	2,05	390	350	410	1,11	0,95
К-984	480,13	1,10	210	232	340	0,90	0,62
К-984	510,33	1,40	210	180	300	1,16	0,70
К-949	97,80	1,42	175	200	250	0,87	0,70
К-993	262,85	0,35	340	300	360	1,13	0,94
Алевролиты							
К-984	349,60	1,65	90	100	120	0,90	0,75
К-984	368,60	4,00	90	90	125	1,00	0,72
К-984	306,45	2,40	90	104	175	0,87	0,51
К-949	170,90	4,00	75	85	130	0,88	0,58
К-972	239,55	5,95	90	95	140	0,95	0,64
К-946	146,55	1,50	120	140	—	0,85	—
К-946	163,25	2,10	95	105	—	0,91	—
К-918	126,40	8,32	108	100	—	1,08	—
К-984	482,78	2,85	75	90	—	0,83	—
К-984	346,23	2,40	105	120	145	0,75	0,72
Аргиллиты							
К-949	91,95	6,45	100	100	—	1,00	—
К-946	133,00	2,90	70	75	—	0,93	—
К-980	284,95	0,62	45	45	—	1,00	—
К-984	135,93	3,23	90	114	140	0,79	0,64
К-984	497,20	5,30	45	50	—	0,90	—
К-998	171,50	1,50	80	82	—	0,87	—
К-901	406,34	1,49	60	70	—	0,86	—
К-984	479,33	1,90	70	75	—	0,93	—
К-984	109,80	2,20	70	66	—	1,06	—
К-984	500,80	2,75	54	55	—	0,98	—

Аналогично производится приближенное определение удельных сопротивлений пластов по одиночной диаграмме $\varrho_к$ потенциал-зонда, для чего применяется палетка БКЗ-1. В этом случае используются только оптимальные (максимальные) значения сопротивлений.

Определение удельного сопротивления с помощью палетки поправочных множителей

Палетки поправочных множителей (рис. 114) представляют собой зависимости поправочного коэффициента y, на который следует умножить величину кажущегося сопротивления, чтобы получить истинное его зна-

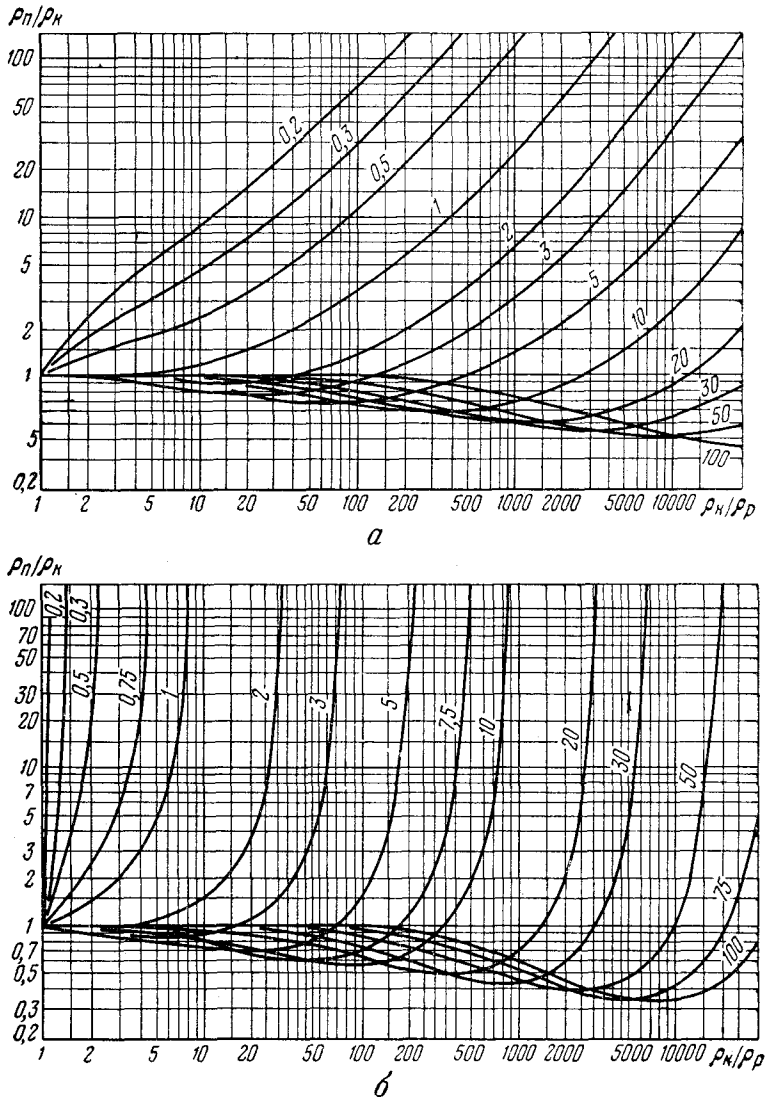


Рис. 114. Палетки поправочных множителей (по Л. М. Альпину)

а — потенциал-зонд; б — градиент-зонд. Шифр кривых $\frac{L}{d_c}$ (проникновение фильтрата бурового раствора отсутствует)

чение, от отношения $\frac{\varrho_к}{\varrho_р}$. Эти палетки используются для пластов, мощность которых значительно (в 3—5 раз и более) превышает размер зонда. Определение $\varrho_п$ для градиент-зондов производится следующим образом:

1) находится на палетке кривая для данного отношения $\frac{L}{d_c}\left(\frac{\overline{AO}}{d_c}\right)$; если на палетке не имеется такой кривой, то ее проводят путем интерполяции между двумя кривыми известных модулей;

2) определяются среднее ($\varrho_к^{ср}$) и оптимальное ($\varrho_к^{опт}$) значения кажущегося сопротивления пласта;

3) выясняется диаметр скважины в интервале изучаемого пласта по кавернограмме;

4) определяется сопротивление бурового раствора;

5) вычисляются отношения $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_р}$ и $\frac{\varrho_к^{опт}}{\varrho_р}$; они являются абсциссами точек N_1 и N_2, располагающихся на кривой $\frac{\varrho_п}{\varrho_к}=f\left(\frac{\varrho_к}{\varrho_р}\right)$ заданного модуля $\frac{L}{d_c}$;

6) находятся ординаты указанных точек N_1 и N_2: $y_1=\frac{\varrho_{п_1}}{\varrho_к^{ср}}$, $y_2=\frac{\varrho_{п_2}}{\varrho_к^{опт}}$;

7) вычисляются два значения удельных сопротивлений для пласта: $\varrho_{п_1}=y_1\varrho_к^{ср}$ и $\varrho_{п_2}=y_2\varrho_к^{опт}$.

Удельное сопротивление пласта находится как среднее арифметическое из найденных значений $\varrho_{п_1}$ и $\varrho_{п_2}$:

$$\varrho_п=\frac{\varrho_{п_1}+\varrho_{п_2}}{2}.$$

Аналогично определяется удельное сопротивление по отдельным диаграммам $\varrho_к$ потенциал-зонда с той лишь разницей, что в этом случае используются только оптимальные (максимальные) значения кажущихся сопротивлений.

Определение удельного сопротивления с помощью палеток МКЗ и ПКМ-МНИ

Определение удельного сопротивления пород по одиночным диаграммам $\varrho_к$ с помощью палеток МКЗ и ПКМ-МНИ производится так же, как и по палеткам БКЗ-1 и БКЗ-1А, при этом используются максимальные значения кажущихся сопротивлений пластов ограниченной мощности. Обычно удельное сопротивление находится по данным измерений $\varrho_к$ с несколькими, не менее чем с двумя, зондами в следующем порядке:

1) определяются мощность пласта, диаметр скважины (в интервале залегания пласта) и сопротивление бурового раствора;

2) выясняются по диаграммам $\varrho_к$ максимальные значения $\varrho_{к_1}^{макс}$ и $\varrho_{к_2}^{макс}$;

3) по обеим диаграммам $\varrho_к$ находятся средние сопротивления вмещающих пород $\varrho_{вм_1}$, $\varrho_{вм_2}$;

4) вычисляются отношения $\frac{L_1}{d_c}$; $\frac{L_2}{d_c}$; $\frac{\varrho_{к_1}^{макс}}{\varrho_р}$; $\frac{\varrho_{к_2}^{макс}}{\varrho_р}$; $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ и $\frac{\varrho_{вм_2}}{\varrho_п}$;

5) на палетку МКЗ соответствующих параметров $\frac{h}{d_c}$ и $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ наносятся точки с координатами $\frac{L_1}{d_c}$; $\frac{\varrho_{к_1}^{макс}}{\varrho_р}$ и $\frac{L_2}{d_c}$; $\frac{\varrho_{к_2}^{макс}}{\varrho_р}$;

6) определяются модули кривых $\mu_1=\frac{\varrho_п}{\varrho_{вм_1}}$ и $\mu_2=\frac{\varrho_п}{\varrho_{вм}}$ палеточных кривых $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}}=f\left(\frac{L}{h}\right)$, проходящие через эти точки;

7) берется среднее значение модуля

$$\mu=\frac{\mu_1+\mu_2}{2}$$

и вычисляется сопротивление пласта $\varrho_п=\mu\varrho_{вм}$.

При отсутствии палеток соответствующего параметра $\frac{h}{d_c}$ для каждого зонда определяются два модуля μ' и μ'' по палеткам с ближайшими значениями, меньшим $\frac{h'}{d_c}$ и бóльшим $\frac{h''}{d_c}$. Затем искомое значение модуля определяется по формуле (48). Аналогично при отсутствии палеток для заданного отношения $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ для каждого зонда определяются два модуля μ' и μ'' по палеткам с ближайшими значениями, меньшим $\frac{\varrho'_{вм}}{\varrho_р}$ и бóльшим $\frac{\varrho''_{вм}}{\varrho_р}$. Искомое значение модуля определяется по формуле (49). Действительное значение модуля находится как среднее

$$\mu=\frac{\left(\frac{\mu_1+\mu_2}{2}\right)\text{ первого зонда}+\left(\frac{\mu_1+\mu_2}{2}\right)\text{второго зонда}}{2}.$$

Удельное сопротивление пласта $\varrho_п=\mu\varrho_{вм}$.

Определение удельного сопротивления способом поправки за боковое проникновение тока

Когда размер зонда приближается к мощности пласта, на получаемое значение кажущегося сопротивления пласта, особенно в случае его высокого сопротивления, оказывают значительное влияние вмещающие породы. В этом случае, когда размер зонда, с которым зарегистрирована диаграмма $\varrho_к$, столь велик, что буровой раствор практически не оказывает влияния, можно для приближенного определения $\varrho_п$ по $\varrho_к$ воспользоваться палетками, приведенными на рис. 106. С этой целью поступают следующим образом [76, 79, 84]:

1) определяют средние (градиент-зонд) или максимальные (потенциал-зонд) значения $\varrho_к$ в угольных пластах и вмещающих породах;

2) вычисляются отношения $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}}$; $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}}$ и $\frac{L}{h}$;

3) наносятся на палетку кривых $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}}=f\left(\frac{L}{h}\right)$ (градиент-зонд) или $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}}=f\left(\frac{L}{h}\right)$ (потенциал-зонд) точки с координатами $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}}$; $\frac{L}{h}$ или $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}}$; $\frac{L}{h}$;

4) определяют модуль кривой, проходящей через эту точку, прибегая в случае необходимости к интерполяции;

5) рассчитывают приближенную величину удельного сопротивления пласта по формуле

$$\varrho_п=\mu\varrho_{вм}.$$

Определение удельного сопротивления способом поправки за экранирование тока

При исследовании градиент-зондами тонких пластов ($L>h$) высокого сопротивления наблюдаются экранные эффекты, которые могут быть использованы для введения поправки при определении удельного сопротивления тонких угольных пластов [77, 79]. Этот способ основан на использовании граничного условия — равенства нормальной составляющей

плотности тока, согласно которому на границе раздела пласта и вмещающих пород при отсутствии влияния бурового раствора

$$\frac{\varrho_{к\,п}}{\varrho_{к\,вм}} = \frac{\varrho_п}{\varrho_{вм}}, \qquad (53)$$

где $\varrho_{к\,п}$, $\varrho_{к\,вм}$ — кажущиеся сопротивления в пласте и вмещающей среде близ границ раздела;

$\varrho_п$, $\varrho_{вм}$ — удельные сопротивления пласта и вмещающих пород.

Таким образом

$$\varrho_п = \frac{\varrho_{к\,п}}{\varrho_{к\,вм}} \varrho_{вм}. \qquad (54)$$

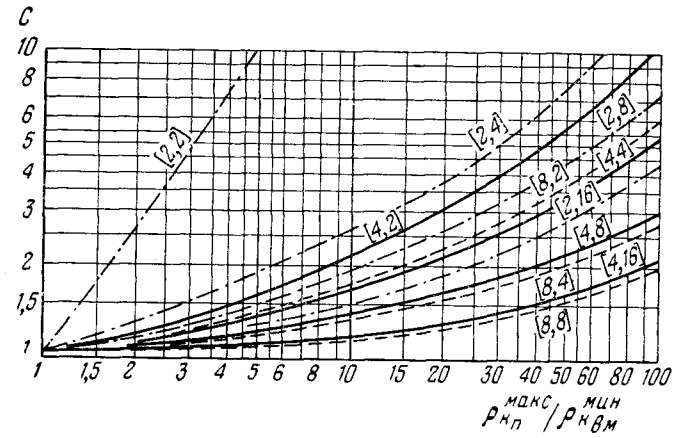


Рис. 115. Палетка кривых поправочного множителя C

Шифр кривых $\left(\frac{h}{d_с}, \frac{L}{h}\right)$ (по В. Н. Дахнову)

Для тонких пластов высокого сопротивления (угольных пластов) значения $\varrho_{к\,п}$ и $\varrho_{к\,вм}$ могут быть заменены соответственно значениями $\varrho_к^{макс}$ в пласте и $\varrho_{к\,вм}^{мин}$ в зоне экранного минимума и следовательно

$$\varrho_п = \frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{к\,вм}^{мин}} \varrho_{вм}. \qquad (55)$$

Формула (55) справедлива при отсутствии влияния бурового раствора. Наличие бурового раствора приводит к уменьшению $\varrho_к^{макс}$ и некоторому увеличению $\varrho_к^{мин}$, в результате чего расчет по формуле (55) дает заниженное значение $\varrho_п$.

Погрешность в определении удельного сопротивления растет с увеличением отношений $\frac{\varrho_п}{\varrho_р}$ и $\frac{d_с}{h}$ и уменьшается с увеличением отношений $\frac{L}{h}$ и $\frac{L}{d_с}$. Следовательно, для более точного определения удельного сопротивления по формуле (55) при наличии влияния бурового раствора необходимо ввести поправочный коэффициент C. Тогда получим:

$$\varrho_п = C \cdot \frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{к\,вм}^{мин}} \cdot \varrho_{вм}. \qquad (56)$$

Значения этого коэффициента берутся [79] из палетки кривых $C = f\left(\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{к\,вм}}\right)$ (рис. 115) для различных значений $\frac{h}{d_с}$ и $\frac{L}{h}$ (шифр кривых).

Практическое определение удельного сопротивления угольного пласта этим способом производится следующим образом:

1) определяются максимальное значение кажущегося сопротивления $\varrho_к^{макс}$ пласта, удельное сопротивление вмещающих пород $\varrho_{вм}$, минимальное кажущееся сопротивление $\varrho_к^{мин}$ в зоне экранного минимума кривой $\varrho_к$ и мощность пласта h, значение $\varrho_{вм}$ практически равно значению $\varrho_к$ вблизи пласта со стороны удаленного электрода зонда на расстоянии, удаленном от границы пласта примерно на 0,5 *м*;

2) рассчитываются $\frac{h}{d_с}$, $\frac{L}{h}$ и $\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{вм}^{мин}}$, на основании которых по кривой $C = f\left(\frac{\varrho_к^{макс}}{\varrho_{к\,вм}^{мин}}\right)$ соответствующих модулей вычисляется значение коэффициента C;

3) по формуле (56) определяется искомое удельное сопротивление пласта.

§ 30. Определение удельного сопротивления пластов по диаграмме эффективных сопротивлений фокусированного зонда

Палетки для определения удельного сопротивления тонких пластов по диаграммам эффективных сопротивлений фокусированных зондов до настоящего времени не получены.

Для условий угольных скважин (малый диаметр) и пластов неограниченной (практически большой) мощности при отсутствии зоны проникновения в них фильтрата бурового раствора эффективное сопротивление вычисляется по формуле [93]

$$\frac{\varrho_э}{\varrho_р} \approx \frac{\lg \frac{d_с}{d_з} + \frac{\varrho_п}{\varrho_р} \lg \frac{2L}{d_с}}{\lg \frac{2L}{d_з}}, \qquad (57)$$

где L и $d_з$ — соответственно длина и диаметр зонда.

На рис. 116 приведена палетка, составленная по этой формуле для зонда $L = 0{,}5$ *м*, $d_з = 60$ *мм* и диаметра скважины $d_с = 80, 160$ и 320 *мм* (шифр кривых).

Удельное сопротивление определяется следующим образом:

1) по оси ординат палетки откладывается значение $\frac{\varrho_э}{\varrho_р}$, где значение эффективного сопротивления $\varrho_э$ для изучаемого пласта берется с диаграммы, а сопротивление бурового раствора $\varrho_р$ — по замерам резистивиметром;

2) на уровне отсчитанного значения $\frac{\varrho_э}{\varrho_р}$ ординаты проводится прямая, параллельная оси абсцисс, до пересечения с палеточной кривой для заданного диаметра скважины, определенного каверномером;

3) отсчитывается абсцисса точки пересечения указанной прямой с палеточной кривой, и определяется удельное сопротивление пласта по формуле

$$\varrho_п = \mu \varrho_р,$$

где μ — отсчет по оси абсцисс.

Удельное сопротивление пород можно определить по диаграммам фокусированных зондов и без приведенной палетки, используя формулу

$$\varrho_п = b\,\varrho_э - (b-1)\,\varrho_р, \qquad (58)$$

где $b = \frac{\lg \frac{2L}{d_з}}{\lg \frac{2L}{d_с}}$.

Непосредственно вытекающая из формулы (57) зависимость постоянной b от диаметра скважины для фокусированного зонда изображена на рис. 117.

Из анализа формулы (58) следует, что погрешность в определении сопротивления бурового раствора не приводит к большим искажениям в определении удельного сопротивления с помощью фокусированных

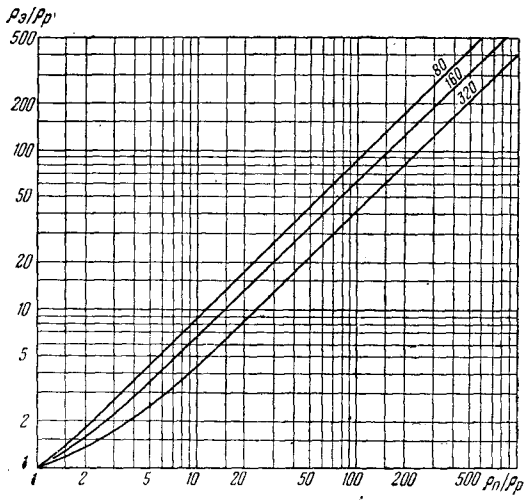


Рис. 116. Палетка трехэлектродного зонда
$L = 0{,}5$ м, $d_э = 60$ мм.
Шифр кривых d_c в мм

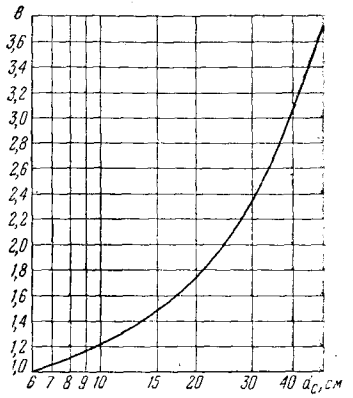


Рис. 117. График зависимости постоянной b от диаметра скважины
$L = 2$ м; $d_э = 63$ мм

зондов, особенно в тех случаях, когда $\varrho_р$ мало по сравнению с $\varrho_э$. На основании этой формулы можно вычислить и нанести на кривую эффективных сопротивлений $\varrho_э$ шкалу истинных удельных сопротивлений $\varrho_п$. Расстояние между делениями шкалы $\varrho_п$ по сравнению со шкалой эффективных сопротивлений уменьшается в b раз и нуль шкалы $\varrho_п$ смещается вправо от нулевой линии шкалы $\varrho_э$ на величину $(b-1)\varrho_р$ ом · м.

Методы определения удельных сопротивлений с помощью фокусированных зондов дают хорошие результаты для мощных относительно однородных пластов, но не пригодны для тонких пластов сложного строения.

§ 31. Метод асимптотических сопротивлений

В предыдущих главах произведен разбор известных методов определения удельного электрического сопротивления угольных пластов с помощью боковых электрических зондирований и приближенных способов. Большая часть этих методов позволяет достаточно надежно определять удельное сопротивление вмещающих пород. Однако они не всегда обеспечивают достаточную точность в определении удельных сопротивлений тонких пластов неоднородного строения весьма высокого сопротивления, какими являются большинство каменных углей.

Изучение тонких неоднородных угольных пластов высокого сопротивления, по мнению автора, может быть выполнено с большой эффективностью путем использования нового параметра, названного нами асимптотическим сопротивлением.

Удельные сопротивления углей низкой и средней зольности марок Д, Г, Ж, К, ОС достигают десятков и сотен тысяч ом-метров. Это дает возможность при приближенных расчетах кажущихся сопротивлений угольных пластов и их зависимости от параметров разреза и скважины считать

удельные сопротивления углей приближающимися к бесконечности и, следовательно, воспользоваться имеющимися решениями задачи определения кажущегося сопротивления в пластах ограниченной мощности бесконечно высокого сопротивления. Первое приближенное решение

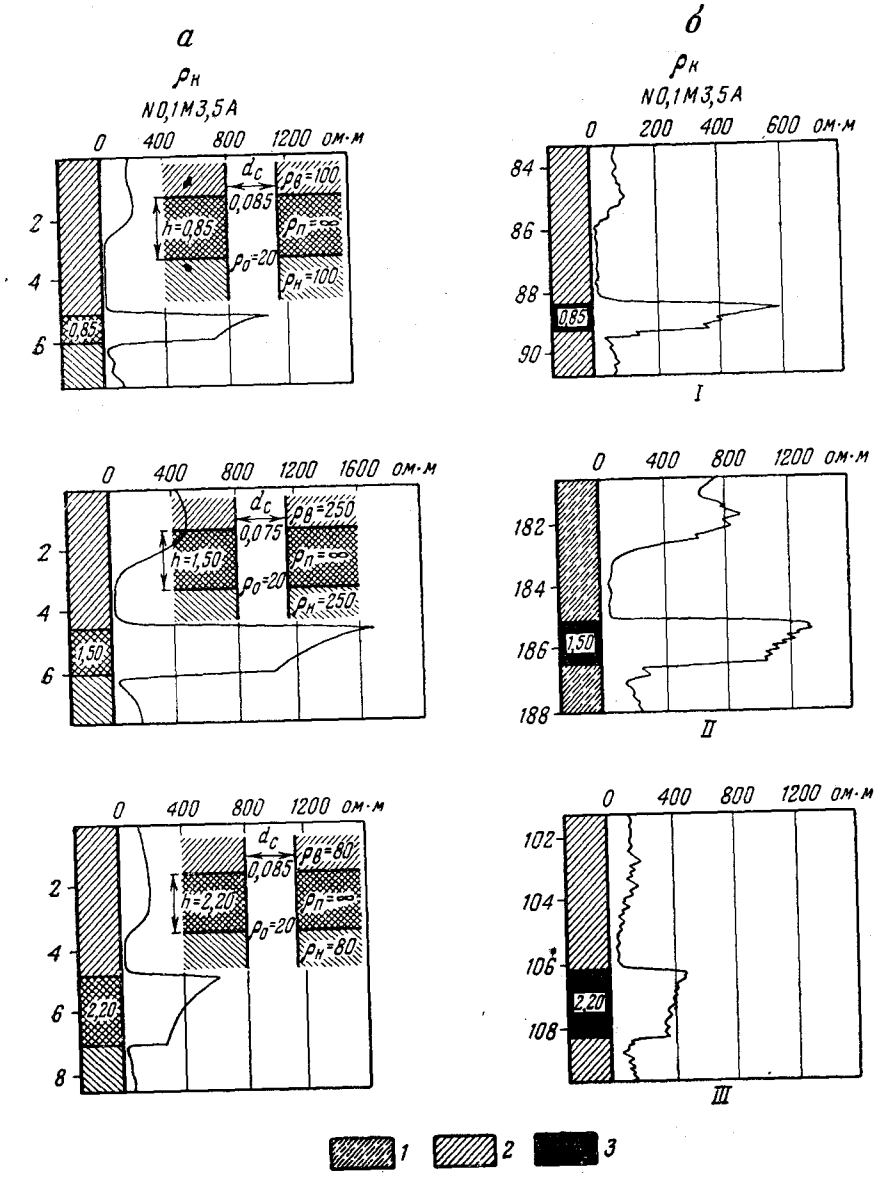


Рис. 118. Сопоставление теоретических кривых кажущихся сопротивлений ($а$), рассчитанных для пластов бесконечного удельного сопротивления, с фактическими диаграммами кажущихся сопротивлений ($б$), зарегистрированных на угольных пластах
I — скв. ЮК-55, угольный пласт n_6; II — скв. ВСК-114, угольный пласт n_{11}; III — скв. ЮК-57, угольный пласт n_{11}
1 — алевролит; 2 — аргиллит; 3 — уголь

этой задачи было дано Г. Доллем [126]; при этом им принималось сопротивление бурового раствора равным сопротивлению вмещающих пород. Более точные исследования были выполнены в последующем В. Н. Дахновым [77, 83].

Для условий пласта ограниченной мощности бесконечного сопротивления, пересеченного скважиной с буровым раствором, отличным по

сопротивлению от покрывающих и подстилающих пласт пород, формулы для расчета кажущегося сопротивления даны С. Г. Комаровым [135, 136]. При этом схема модели была принята аналогичной модели Г. Г. Долля.

Возможность применения выведенных формул для угольных пластов при $L > h$ полностью подтверждается практикой. На рис. 118 сопоставлены кривые $\varrho_к$ для различных угольных пластов с теоретическими графиками, для которых мощность пласта, удельные сопротивления бурового раствора, покрывающих пород, подстилающих пород и диаметр скважины были приняты такими же, как и у зарегистрированных кривых $\varrho_к$, а удельное сопротивление пласта взято равным бесконечности. Из рис. 118 видно, что теоретические кривые очень близки к фактическим, причем наблюдаются следующие общие закономерности в изменении $\varrho_к$ при движении измерительной установки снизу вверх:

1) вблизи подошвы пласта имеется незначительное снижение величины $\varrho_к$ против вмещающих пород;

2) нижняя граница пласта отмечается резким повышением сопротивления, которое увеличивается до верхней его границы;

3) верхняя граница пласта фиксируется резким максимумом $\varrho_к$, за которым следует крутое снижение сопротивления;

4) пласт отмечается пикой сопротивления, по ширине равной его мощности, с максимумом в кровле пласта; величина фактического максимума $\varrho_к$ близка к теоретической;

5) выше кровли пласта на интервале, равном $L-h$, появляется характерная зона экранного минимума $\varrho_к$;

6) выше зоны экранного минимума наблюдается повышение сопротивления, достигающее некоторого максимума в точке, расположенной на расстоянии $L = \overline{AO}$ от кровли пласта (пика экранирования). Проекция экстремальных точек пики экранирования на ось глубин равна мощности пласта;

7) выше пики экранирования происходит незначительное снижение сопротивления с приближением к удельному сопротивлению покрывающей пласт среды.

Таким образом, наблюдается отчетливо выраженная аналогия в конфигурации теоретических и фактических кривых $\varrho_к$, что служит достаточным практическим доказательством возможности применения полученных формул для изучения угольных пластов. Не останавливаясь на выводе всех формул, определяющих величину $\varrho_к$ при различных положениях питающих и измерительных электродов зонда по отношению к изучаемому пласту*, рассмотрим лишь случай, на котором основана методика асимптотических сопротивлений, а именно: питающее заземление A находится вне пласта, измерительные электроды в пласте, измерения $\varrho_к$ производятся градиент-зондом с $L > h$. При этом для упрощения расчета положим $\overline{MN} \to 0$. Для этих условий

$$\varrho_к = -\frac{4\pi}{I} L^2 \cdot \frac{dV_M}{dL} = \frac{8\varrho_р \varrho_{под} L^2}{Z(\varrho_{под} d_с + 4h\varrho_р + \varrho_{пок} d_с)} = \frac{8L^2}{Zd_с} \cdot \frac{\varrho_{под}}{4\frac{h}{d_с} + \frac{\varrho_{под} + \varrho_{пок}}{\varrho_р}}. \quad (59)$$

В формуле (59) через V_M и I обозначены потенциал электрода M и сила тока, эмиссируемого электродом A. Остальные обозначения видны из схемы, приведенной на рис. 119.

* Эти формулы и их вывод можно найти в работах [77, 83, 125, 135].

Для упрощения дальнейших вычислений можно принять сопротивление пород, подстилающих и покрывающих пласт, одинаковым. Полагая в формуле (59) $\varrho_{под} = \varrho_{пок} = \varrho_{вм}$, получим

$$\varrho_к = \frac{8L^2}{Zd_с} \cdot \frac{\varrho_{вм}}{4\frac{h}{d_с} + \frac{2\varrho_{вм}}{\varrho_р}} = \frac{4L^2\varrho_{вм}}{2h + \frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р} d_с} \cdot \frac{1}{Z}. \quad (59а)$$

В дальнейшем удобно воспользоваться средним значением $\varrho_к$, так как эта величина в меньшей степени зависит от местных неоднородностей пласта вмещающих пород и точности регистрации кривой. Среднее значение $\varrho_к$ легко получить путем интегрирования выражения (59а) в пределах мощности пласта и отнесения полученного результата к этой мощности

$$\varrho_к^{ср} = \frac{\int_{L-h}^{L} \frac{4L^2\varrho_{вм}\,dZ}{\left(2h + \frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р} d_с\right) Z}}{h} = \frac{4L^2\varrho_{вм}}{\left(2h + \frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р} d_с\right) h} [\ln L - \ln(L-h)]. \quad (60)$$

Откуда

$$\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}} = \frac{4L^2}{\left(2h + \frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р} d_с\right) h} \ln \frac{L}{L-h}. \quad (61)$$

Формула (61) дает возможность рассчитать и затем построить кривые зависимости $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{L}{h}\right)$ для различных значений $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$, $d_с$, h и заданной постоянной длины градиент-зонда ($A3{,}5M0{,}1N$, $L = 3{,}55$ *м*), наиболее часто используемого во многих угольных бассейнах Союза. На рис. 119 и 120 приведены такие кривые для двух различных диаметров скважины. Назовем их средними кривыми электрического сопротивления для тонких пластов или сокращенно

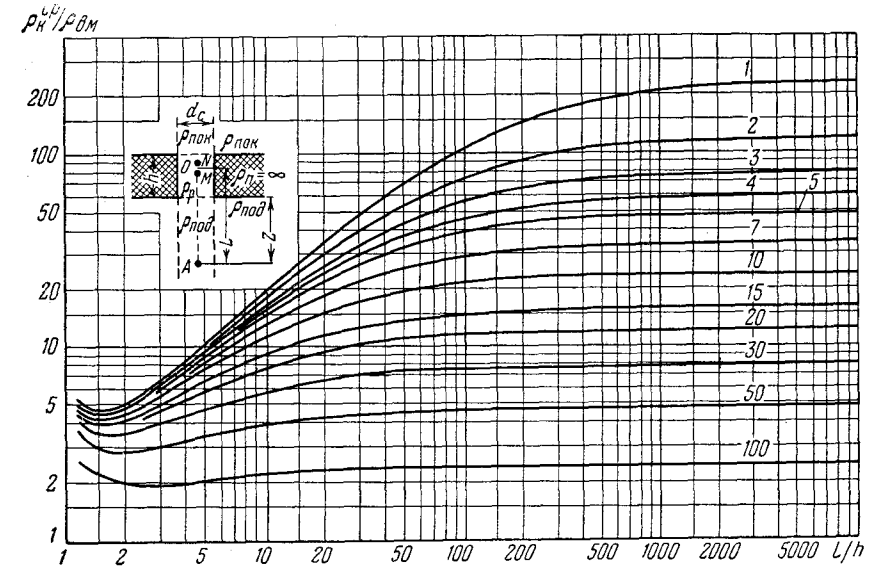


Рис. 119. Палетка СКТП-1

Градиент-зонд, $AO = L = 3{,}55$ *м*; $L > h$; $d_с = 0{,}06$ *м*. Шифр кривых $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$

средними кривыми тонких пластов (СКТП). Кривые, изображенные на палетках СКТП, характеризуются следующей особенностью: по мере возрастания $\frac{L}{h}$ $\left(\text{при } \frac{L}{h} \to \infty\right)$ кривые плавно приближаются к некоторому асимптотическому значению $\varrho_к^а$.

Крутизна всех кривых палеток СКТП уменьшается с увеличением отношения $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$. Это указывает на уменьшение пертурбирующего влияния вмещающих пород при увеличении их удельного сопротивления или,

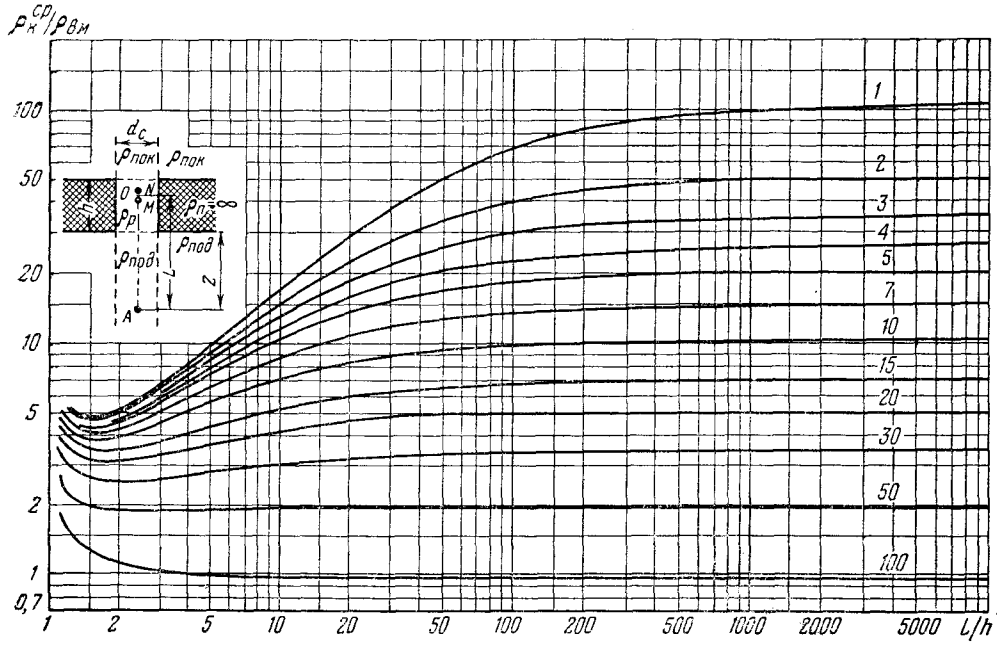


Рис. 120. Палетка СКТП-5

Градиент-зонд, $AO = L = 3{,}55$ *м*; $L > h$; $d_c = 0{,}14$ *м*. Шифр кривых $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$

точнее, отношения $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$. При $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$, изменяющемся от 1 до 10, кривые имеют наибольшую крутизну и, следовательно, наиболее отчетливо выраженную зависимость $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{L}{h}\right)$, что и имеет место на практике.

Из палеток СКТП также видно, что с увеличением диаметра скважины уменьшается величина отношения $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_р}$, что также подтверждается практикой. При этом увеличивается объем раствора, что ведет к увеличению влияния скважины на величину регистрируемого кажущегося сопротивления. Для расчета палеток был принят более широкий диапазон изменения диаметра скважины, чем это наблюдается на практике —от 0,06 до 0,14 *м*. Углеразведочные скважины обычно имеют номинальные диаметры ($d_н$) в пределах 0,075—0,1 *м* (чаще всего 0,08 *м*). Диаметры скважин (d_c), определенные каверномером, достигают более высокого верхнего предела — до 0,12 *м*, т. е. практически укладываются в принятый диапазон изменения d_c. Возможные случаи наличия каверн здесь не рассматриваются. На практике изменение номинального диаметра скважин обычно происходит в узком диапазоне и влияние этого изменения на всех кривых палетки отражается в одинаковом направлении.

В дальнейшем будем рассматривать палеточные кривые со значениями модулей $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ от 1 до 10, которые могут быть практически использованы для изучения тонких угольных пластов высокого сопротивления.

Переход от средних к асимптотическим сопротивлениям дает возможность в известной степени исключить влияние мощности пласта и сопротивления пород, вмещающих пласт. Приведение среднего сопротивления к асимптотическому ($\varrho_к^а$) наиболее просто может быть выполнено с помощью асимптотического коэффициента

$$B = \frac{\varrho_к^а}{\varrho_{вм}} : \frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}} = \frac{\varrho_к^а}{\varrho_к^{ср}}.$$

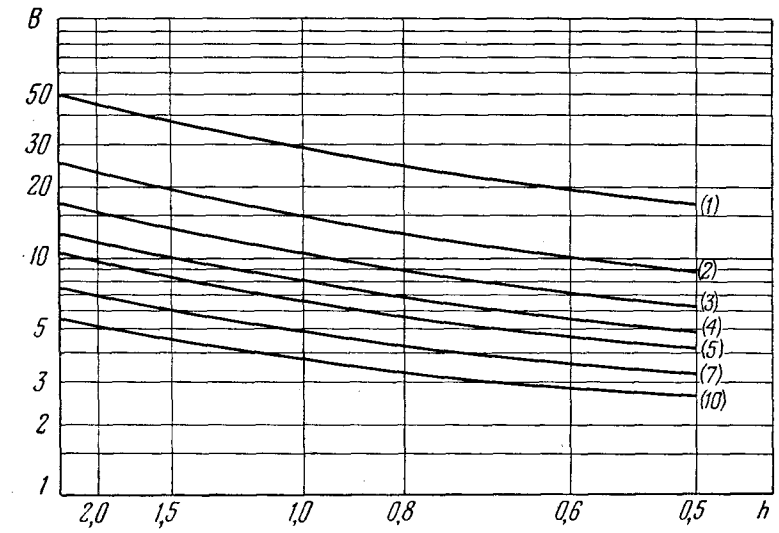


Рис. 121. Палетка В-1 асимптотического коэффициента B

Градиент-зонд, $AO = L = 3{,}55$ *м*; $d_c = 0{,}06$ *м*; $L > h$. Шифр кривых $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$

Для его определения рассчитаны палетки, приведенные на рис. 121, 122 и 123. Асимптотический коэффициент численно равен ординате кривой $\frac{\varrho_к^{ср}}{\varrho_{вм}} = \text{const}$ при заданном значении абсциссы $x = \frac{3{,}55}{h}$ ($L = \overline{AO} = 3{,}55$ *м* для принятого зонда).

Определив B, получим

$$\varrho_к^а = B\,\varrho_к^{ср}. \qquad (62)$$

Выше было показано, что кривые $\varrho_к$, полученные на каменных угольных пластах высокого сопротивления, по своей конфигурации близки к теоретическим кривым для пластов бесконечно высокого удельного сопротивления, рассчитанным для аналогичных условий. Это обстоятельство позволяет использовать палетки СКТП для приближенного определения асимптотического кажущегося сопротивления не только пластов бесконечного сопротивления, но также и пластов, имеющих весьма высокое, но конечное удельное сопротивление. При этом, как показывают наблюдения, изменение величины асимптотического сопротивления в большей степени отражает изменение удельного сопротивления пласта, чем изменение величины кажущегося сопротивления. Это объясняется тем, что в палетках СКТП наиболее полно учтены параметры, влияющие на кажущееся сопротивление, а именно: сопротивления пород, покрывающих и подстилающих пласт, и бурового раствора, диаметр

скважины, мощность пласта и размер установки. Кроме того, палетки построены и рассчитаны для средних значений кажущихся сопротивлений, которые, как об этом уже говорилось, являются наиболее представительными для тонких пластов при исследовании их градиент-зондами.

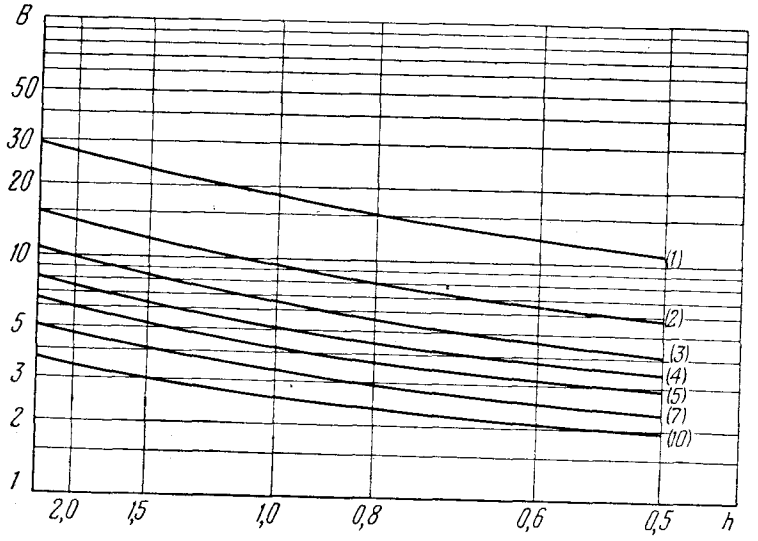


Рис. 122. Палетка В-3 асимптотического коэффициента B

Градиент-зонд, $AO = L = 3{,}55$ *м*; $d_c = 0{,}10$ *м*; $L > h$. Шифр кривых $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$

Следует особо подчеркнуть, что палетки СКТП применимы для изучения угольных пластов с мощностью, равной или меньшей половины размера градиент-зонда, при условии, если пласт не попадает в зону экранирования, созданную смежным угольным пластом. В последнем случае следует применять два типа градиент-зондов: последовательный и обращенный, и определять $\varrho_к^а$ по кривой, не искаженной эффектом экранирования. Если расстояние между пластами равно или немного больше размера градиент-зонда, то наблюдается повышающее экранирование в аномалиях $\varrho_к$ против пластов. Повышающее экранирование заметно проявляется на очень узком участке и поэтому легко может быть исключено изменением размера зонда. Если в дальнейшем удается воспользоваться другими палетками, позволяющими связать истинные удельные и асимптотические сопротивления, то последние легче будет перевести в удельные сопротивления.

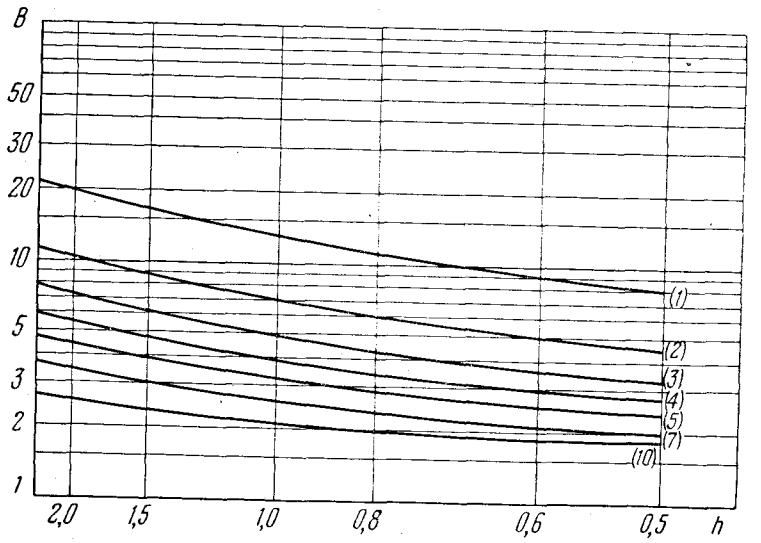


Рис. 123. Палетка В-5 асимптотического коэффициента B

Градиент-зонд, $AO = L = 3{,}55$ *м*; $d_c = 0{,}14$ *м*; $L > h$. Шифр кривых $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$

§ 32. Метод приведенных кажущихся сопротивлений

Наряду с использованием удельных и асимптотических кажущихся сопротивлений для изучения угольных пластов с этой целью могут также применяться и кажущиеся сопротивления, приведенные к некоторым стандартным условиям — единым значениям мощности пласта, диаметра скважины, угла падения и отношения сопротивлений вмещающих пород и бурового раствора. Приведенные значения $\varrho_к$ ($\varrho_к^п$) будут зависеть в основном от удельных сопротивлений угля, а, следовательно, и от его зольности. Это позволяет использовать $\varrho_к^п$ для изучения последней.

За исходные стандартные условия могут быть, например, приняты следующие: наиболее часто используемый градиент-зонд $A3{,}5M0{,}1N$ размером $L = 3{,}55$ *м*; мощность пласта $h = 1$ *м*; отношение сопротивлений вмещающих пород и бурового раствора $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р} = 5$; диаметр скважины $d_c = 80$ *мм*; угол падения пластов $\alpha = 0°$ (горизонтальное залегание пластов). Очевидно, что в тех районах, где используются зонды другого размера, бурятся скважины с другим диаметром и отношение $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ резко отличается от 5, за стандартные могут быть приняты и любые другие условия, наиболее близкие к конкретной обстановке данного месторождения или бассейна.

При учете указанных поправок приведенное кажущееся сопротивление $\varrho_{к1}^п$ пласта будет равно замеренному среднему кажущемуся сопротивлению, умноженному на поправочный коэффициент C_1, который назовем параметрическим коэффициентом пласта

$$\varrho_{к\,1}^п = C_1 \varrho_к^{ср}. \qquad (63)$$

Параметрический коэффициент пласта C_1 может быть с некоторым приближением представлен произведением частных поправочных коэффициентов за каждый указанный параметр, а именно: за отношение $\frac{L}{h}$ или, при $L = \text{const}$, мощность пласта h, отношение $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$, диаметр скважины d_c и угол падения пласта α. Соответственно этим параметрам обозначим частные поправочные коэффициенты через K_h — коэффициент учета мощности, K_ϱ — коэффициент учета сопротивлений бурового раствора и вмещающих пород, K_d — коэффициент учета диаметра скважины, K_α — коэффициент учета угла падения пласта.

Тогда

$$C_1 = K_h K_\varrho K_d K_\alpha. \qquad (64)$$

Следовательно, практически задача сводится к определению частных поправочных коэффициентов. Все эти коэффициенты взаимно зависят друг от друга в связи с чем и значение каждого из них может быть установлено только приближенно, следовательно и приближенно рассчитан коэффициент C_1. На рис. 124, 125, 126 и 127 приведены графики, изображающие характер изменения коэффициентов K_h, K_ϱ, K_d и K_α в зави-

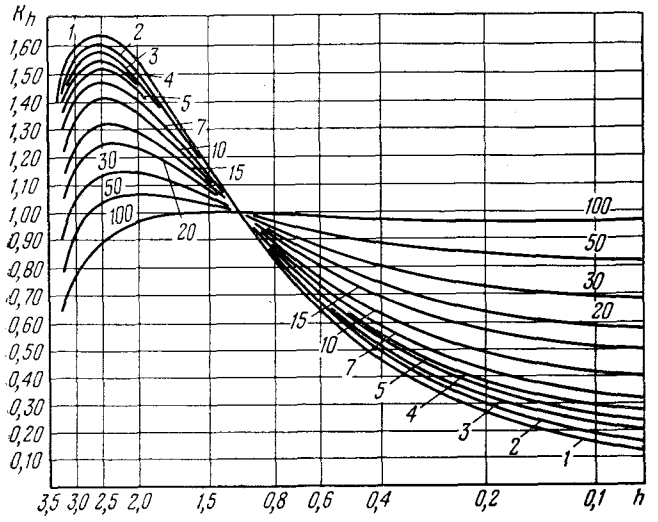


Рис. 124. Палетка поправочного коэффициента учета мощности пласта K_h

Градиент-зонд, $AO = L = 3{,}55$ *м*; $d_н = 0{,}08$ *м*; $L > h$. Шифр кривых $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$

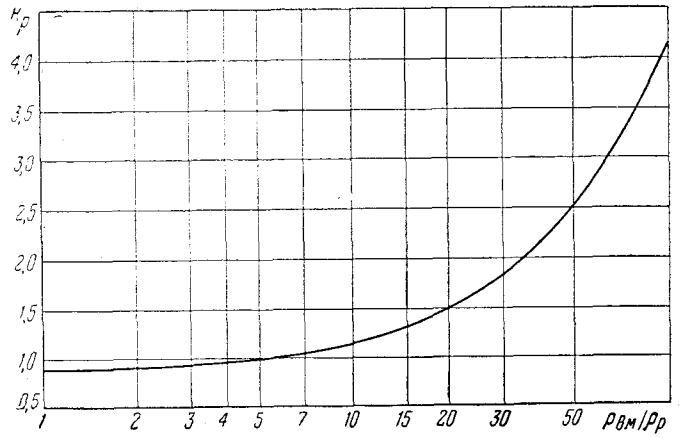


Рис. 125. Палетка поправочного коэффициента учета сопротивления бурового раствора K_ϱ

Градиент-зонд, $AO = L = 3{,}55$ *м*; $d_н = 0{,}08$ *м*; $L > h$

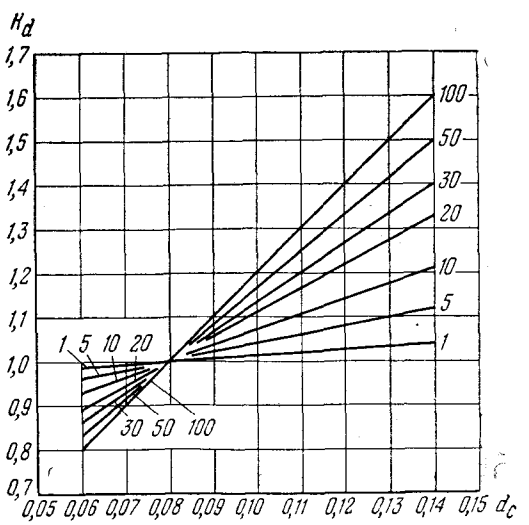


Рис. 126. Палетка поправочного коэффициента учета диаметра скважины K_d

Градиент-зонд, $AO = L = 3{,}55$ *м*; $L > h$. Шифр кривых $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$

симости от параметров, которые учитываются данным коэффициентом. Эти графики составлены с помощью палеток СКТП.

На палетке K_h (см. рис. 124) приведены кривые зависимости $K_h = f\left(\frac{L}{h}\right)$ для различных модулей $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$. Точка пересечения кривых называется точкой приведенной мощности. При движении от нее влево значения коэффициентов K_h увеличиваются с уменьшением $\frac{L}{h}$, а при движении вправо уменьшаются с увеличением $\frac{L}{h}$. Практическое пользование данной палеткой не представляет затруднений. Ордината

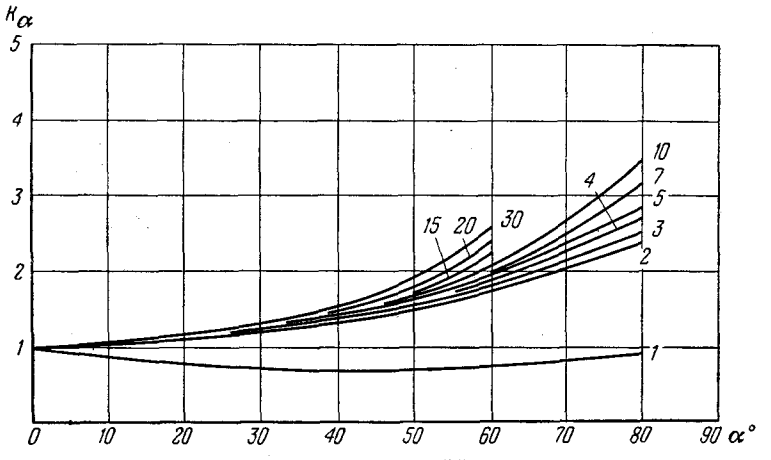


Рис. 127. Палетка поправочного коэффициента учета угла падения пласта K_α

Градиент-зонд, $AO = L = 3{,}55$ *м*; $L > h$. Шифр кривых $\frac{L}{h}$

кривой данного модуля $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$, соответствующая расчетному значению $\frac{L}{h}$, отложенному по оси абсцисс, дает искомое значение K_h.

На палетке $K_\varrho = f\left(\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}\right)$ по оси абсцисс отложены значения $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$, а по оси ординат значения K_ϱ (см. рис. 125). Значения K_ϱ монотонно возрастают с увеличением $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$, причем крутизна кривой становится больше с увеличением отношения $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$. Это означает, что при небольших значениях $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ влияние бурового раствора на величину $\varrho_к$ незначительно. Точку на кривой с абсциссой $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$, равной 5, назовем точкой приведения сопротивлений вмещающих пород и бурового раствора. Откладывая по оси абсцисс величину отношения $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$, для которой значения $\varrho_{вм}$ берутся с диаграммы сопротивлений, а значения $\varrho_р$ по данным резистивиметра, получают численное значение коэффициента K_ϱ — как ординату точки кривой, абсцисса которой равна $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$.

Для определения коэффициента K_d используется палетка $K_d = f(d_c)$, на которой по оси абсцисс отложены значения диаметра скважины d_c, а по оси ординат величины коэффициента K_d для соответствующих отношений $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ (см. рис. 126). Из палетки видно, что с увеличением отношения $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ наклон кривой $K_d = f(d_c)$ возрастает, что указывает на

увеличение влияния диаметра скважины на величину $\varrho_к$, когда разница в сопротивлениях вмещающих пород и бурового раствора возрастает. Практическое пользование графиком $K_d = f(d_c)$ аналогично предыдущим графикам.

Для приближенного вычисления коэффициента K_α была использована палетка $\frac{\varrho_п}{\varrho_{вм}} = f\left(\frac{L}{h}\right)$ при $\alpha = \text{const}$, помещенная в работе С. Г. Комарова [135]. Эта палетка составлена по материалам Л. М. Альпина и С. Я. Литвинова. Из графика $K_\alpha = f(\alpha)$ (см. рис. 127) видно, что при углах падения до 30—35° значение K_α практически близко к единице. При больших углах величина K_α быстро возрастает, особенно на пластах малой мощности, т. е. при больших отношениях $\frac{L}{h}$. Таким образом, влияние на кривые $\varrho_к$ угла падения пластов увеличивается с уменьшением мощности пластов. Практическое пользование графиком $K_\alpha = f(\alpha)$ не вызывает затруднений, так как для любого угла падения достаточно взять соответствующее значение ординаты на кривой того модуля, который соответствует данному отношению $\frac{L}{h}$.

После того, как вычислены частные поправочные коэффициенты, имеется возможность определить параметрический коэффициент пласта C_1 и, следовательно, привести все измерения $\varrho_к$ угольных пластов к одним сопоставимым результатам, не приводя их к истинным удельным сопротивлениям.

Другим вариантом использования приведенных кажущихся сопротивлений является применение параметрического коэффициента C_2

$$C_2 = K_h \cdot K_\varrho \cdot K_d \cdot K_\alpha \cdot K_{вм}. \qquad (64а)$$

Коэффициент C_2 отличается от C_1 дополнительным частным поправочным коэффициентом $K_{вм}$

$$K_{вм} = \frac{1}{|\varrho_{вм}|}. \qquad (64б)$$

Основанием для его применения является необходимость учета весьма значительного влияния на величину $\varrho_к$ угольного пласта сопротивления вмещающих его пород. Применение коэффициента $K_{вм}$ приводит к резкому снижению приведенных кажущихся сопротивлений

$$\varrho^п_{к\,2} = C_2\,\varrho_к. \qquad (64в)$$

Тем не менее можно априори утверждать, что величины $\varrho^п_{к2}$ могут быть использованы для определения зольности угольных пластов.

ГЛАВА VIII

МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ СОБСТВЕННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ ПОРОД

§ 33. Общие сведения

Метод собственной поляризации (СП) основан на изучении пород по данным измерения потенциалов электрических полей, возникающих в породах, пересеченных буровой скважиной [7, 76, 83, 84, 120, 136, 137, 155, 169, 170, 180]. В главе I было указано, что потенциалы собственной поляризации возникают в скважинах вследствие диффузии солей, содержащихся в пластовых водах и буровом растворе, адсорбции их горной породой, фильтрации пластовых вод и бурового раствора и окислительно-восстановительных реакций, протекающих в горных породах. Потенциалы СП связаны с геологическим разрезом скважины и поэтому могут быть использованы для изучения этих разрезов, о чем подробно говорится в главе I.

Кроме перечисленных причин, создающих потенциалы $U_{сп}$ в скважинах, наблюдаются еще и сторонние разности потенциалов, не связанные с литологическим составом пород. Эти разности потенциалов вызываются: различием и непостоянством собственных потенциалов электродов M и N, процессом оседания твердых частиц, содержащихся в буровом растворе, гальванокоррозией зондов и грузов, теллурическими и блуждающими индустриальными земными токами. Данные потенциалы суммируются с потенциалами $U_{сп}$, связанными с литологическим составом пород, и искажают диаграммы $U_{сп}$. Они должны быть по возможности исключены в процессе измерений потенциалов собственной поляризации пород или при интерпретации полученных диаграмм. Для этого необходимо знать причины возникновения сторонних потенциалов.

Электродная разность потенциалов

Электродная разность потенциалов возникает при различной величине потенциалов электродов M и N вследствие того, что электроды обычно находятся в разных средах. Потенциал электрода N стабилен, а электрода M может изменяться при непостоянстве состава бурового раствора по скважине. Электродные потенциалы создают наиболее значительную и существенную помеху при измерении $U_{сп}$. Они накладываются на диаграмму $U_{сп}$, могут сильно ее исказить и иногда сделать совершенно непригодной для интерпретации.

Регистрация диаграмм $U_{сп}$ обычно производится с помощью свинцовых электродов. Эти электроды создают значительные потенциалы поляризации, непостоянные вначале, но стабилизирующиеся после длительного пребывания электрода в растворе. Для подтверждения этого укажем на пример, приведенный на рис. 128, где показаны две кривые $U_{сп}$: первая — была зарегистрирована в начале работы на скважине, т. е. когда электро-

ды были только опущены в буровой раствор, вторая кривая — после 8 *час* пребывания электродов в растворе. Первая кривая $U_{сп}$ характеризуется резкими колебаниями потенциала, вторая кривая — имеет более плавный вид. Общий же характер обеих кривых одинаков (если осреднить значение

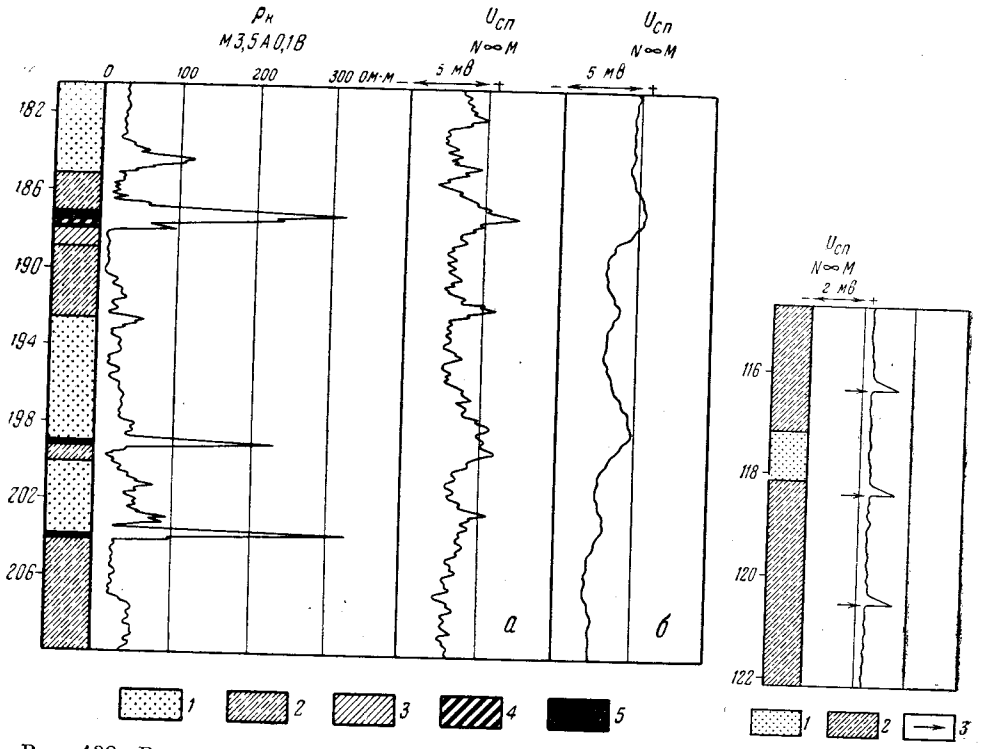


Рис. 128. Влияние электродных потенциалов на диаграмму потенциалов собственной поляризации

а — диаграмма $U_{сп}$ зарегистрирована при заметном влиянии электродных потенциалов; *б* — диаграмма $U_{сп}$, не искаженная электродными потенциалами

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

Рис. 129. Фиксация потенциалов движения на диаграмме потенциалов собственной поляризации в момент остановки подъема

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — место остановки подъема кабеля и зонда

потенциалов первой кривой), что указывает на наличие закономерной связи зарегистрированных потенциалов с геологическим разрезом скважины. Непостоянство потенциалов электродной поляризации может быть резко снижено, если для регистрации кривых $U_{сп}$ применять неполяризующиеся электроды.

Потенциалы движения или трибополяризации

Потенциалы движения возникают при перемещении электрода M в буровом растворе и характеризуются некоторым уменьшением $U_{сп}$ во время движения зонда (рис. 129). Эти потенциалы остаются практически постоянными и вызывают лишь смещение всей диаграммы $U_{сп}$ в сторону отрицательных значений потенциала. Таким образом, они не влияют на характер изменения $U_{сп}$ по разрезу скважины. Наличие потенциалов движения может быть замечено по увеличению потенциала $U_{сп}$ в момент остановки зонда, вызванному исчезновением потенциалов движения. Это повышение (изменение потенциала $U_{сп}$) может быть использовано для контроля за правильностью полярности подключения электродов M и N к регистрирующему прибору. В том случае, если полярность электродов перепутана (электрод M подключен к отрицательной клемме измерительного прибора), при остановке зонда будет наблюдаться не увеличение, а уменьшение потенциалов $U_{сп}$.

Потенциалы оседания (седиментации)

Потенциалы оседания, или катофорестические, возникают при осаждении твердых частиц породы из бурового раствора и характеризуются обычно понижением величины $U_{сп}$ от устья к забою скважины, так как осаждающиеся твердые частицы заряжены отрицательно. Влияние потенциалов оседания выражается в плавном и постепенном смещении диаграммы $U_{сп}$ с глубиной в сторону отрицательных значений потенциала (см. рис. 128). Первая кривая $U_{сп}$, изображенная на рис. 128, была получена сразу после окончания бурения, когда твердые частицы не успели осесть на забой скважины. На этой кривой не отмечено заметного смещения потенциала с глубиной. Вторая кривая $U_{сп}$ была зарегистрирована через 8 *час* после первой, когда частицы шлама и глины в значительной степени осели на забой и тем самым обусловили возникновение потенциалов оседания. Эта кривая плавно смещается в сторону отрицательных значений $U_{сп}$.

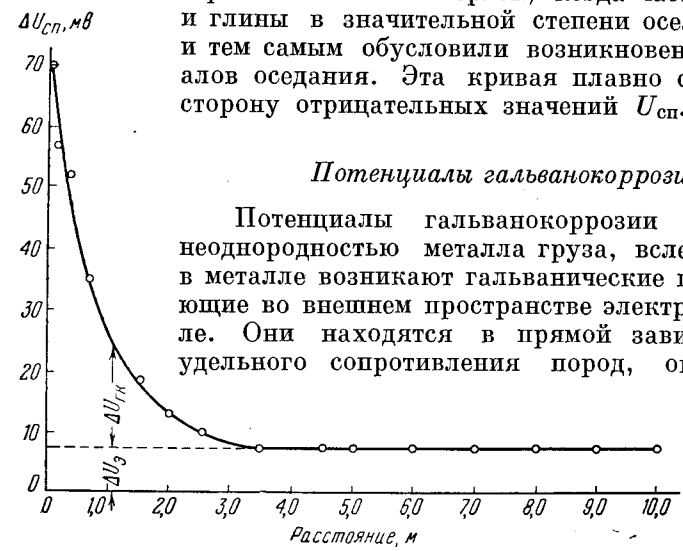


Рис. 130. Зависимость потенциалов гальванокоррозии груза от расстояния между грузом и измерительным электродом

Потенциалы гальванокоррозии

Потенциалы гальванокоррозии вызываются неоднородностью металла груза, вследствие чего в металле возникают гальванические пары, создающие во внешнем пространстве электрическое поле. Они находятся в прямой зависимости от удельного сопротивления пород, окружающих скважину. Влияние этих потенциалов на диаграмму $U_{сп}$ может быть весьма значительным, если измерительный электрод находится поблизости от груза. Опытным путем установлено, что влиянием потенциалов гальванокоррозии на диаграмму $U_{сп}$ можно пренебречь, если электрод M удален от груза на расстояние более 3,5 *м* (рис. 130).

Потенциалы теллурических и блуждающих токов

Эти потенциалы наиболее заметно проявляются в породах высокого сопротивления. Теллурические токи изменяются во времени и пространстве. Они возникают под действием физико-химических процессов, протекающих в земле и атмосфере, как например, изменение ионизации верхних слоев стратосферы, перенос зарядов осадками и конвекционными токами в атмосфере, электрохимические и термоэлектрические процессы, происходящие в земле, и т. п. В районах расположения промышленных установок и высоковольтных линий наблюдаются блуждающие индустриальные токи, также изменяющиеся во времени.

Электрические потенциалы блуждающих индустриальных и теллурических токов регистрируются при измерении потенциалов собственной

поляризации пород и вызывают искажение диаграмм последних. Особенно значительные искажения диаграмм $U_{сп}$ вызываются индустриальными токами. Практикой установлено, что регистрация диаграмм $U_{сп}$ в буровых скважинах, расположенных поблизости от промышленных по-

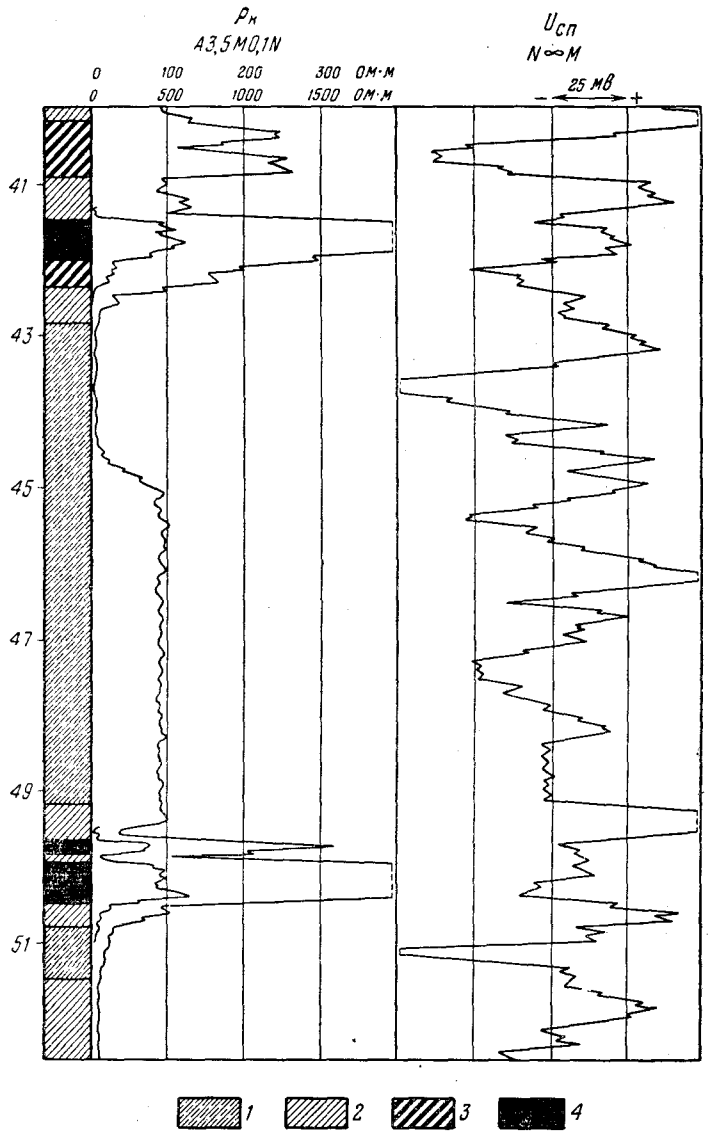


Рис. 131. Искажения диаграмм потенциалов собственной поляризации блуждающими индустриальными токами

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

требителей тока, высоковольтных линий, не имеет смысла, так как вследствие больших искажений диаграммы $U_{сп}$ не могут быть использованы для интерпретации. На рис. 131 приведена диаграмма $U_{сп}$, зарегистрированная в скважине поблизости от высоковольтной линии. Наличие сильных помех делает ее совершенно непригодной для геологической интерпретации. Для уменьшения и исключения влияния теллурических и блуждающих индустриальных токов на диаграммы $U_{сп}$ целесообразно производить измерения потенциалов собственной поляризации в ночное время, когда интенсивность нестационарных земных токов минимальна,

а также применять специальные зонды: «стабильный зонд» и трехэлектродный зонд [83]. В некоторых случаях целесообразно производить измерения градиента $U_{сп}$ между двумя электродами, опущенными в скважину и расположенными на близком расстоянии друг от друга, и затем графически интегрировать кривые grad $U_{сп}$. Иногда удается в известной степени исправить диаграмму $U_{сп}$, искаженную блуждающими токами, осуществив одновременный контрольный замер $U_{сп}$ между двумя неподвижными электродами, один из которых опущен в скважину.

Таким образом, из сторонних потенциалов $U_{сп}$ наибольшее искажающее влияние на диаграммы потенциалов собственной поляризации могут оказывать электродные потенциалы, потенциалы гальванокоррозии и блуждающих индустриальных токов. Для исключения этих помех необходимо при измерении потенциалов собственной поляризации принимать указанные выше меры предосторожности.

Измерения потенциалов собственной поляризации

Измерения потенциалов собственной поляризации, как известно, производятся между двумя электродами, один из которых (M) передвигается по скважине, а второй (N) находится на поверхности скважины. Точка записи относится к электроду M. Потенциал электрода N практически является постоянным, поэтому кривая разности потенциалов собственной поляризации $U_{сп_M} - U_{сп_N}$ характеризует изменение потенциала подвижного электрода M. Величина этого потенциала зависит от ряда физико-химических процессов, о которых говорилось выше, и в основном определяется литологией пород, пересеченных скважиной. Измерения градиента $U_{сп}$ производятся между двумя электродами M и N, передвигающимися по скважине и находящимися на близком (около 0,10 *м*) расстоянии друг от друга.

Результаты измерений изображаются в виде диаграммы изменения разности собственных потенциалов или их градиента по оси скважины. Практически диаграммы $U_{сп}$ и градиента $U_{сп}$ регистрируются одновременно с диаграммами кажущегося сопротивления с использованием двух регистрирующих приборов и пульсатора.

Рассмотрим геологическую эффективность метода потенциала собственной поляризации при изучении углей различного марочного состава и вмещающих их пород.

§ 34. Выявление водоносных горизонтов и изучение пород, вмещающих угольные пласты

Практическая ценность метода потенциалов собственной поляризации, прежде всего, состоит в том, что он позволяет выделять в разрезе скважины положение водоносных горизонтов. Сведения о положении водоносных горизонтов необходимы для проектирования и строительства шахт и устройства необходимых сооружений для предотвращения их обводнения, а также водоснабжения населенных поселков. Более детальное изучение водоносных горизонтов обычно производится методами резистивиметрии. Метод же потенциалов собственной поляризации позволяет в ряде случаев без всякой специальной подготовки скважины выявить положение возможных водоносных горизонтов, которые затем изучаются резистивиметром и другими методами.

Примеры выделения водоносных горизонтов, выраженных отрицательными аномалиями потенциалов собственной поляризации, приведены на рис. 132. Первый горизонт (рис. 132, *а*) выделен достаточно четкими пиками $U_{сп}$ отрицательного знака (кривые *II* и *III*) и низким кажущимся сопротивлением (кривая *I*), четко локализующими его

положение в разрезе скважин (рис. 132, *б*); он отмечается четкой отрицательной аномалией потенциалов собственной поляризации (кривая *II*), но характеризуется повышенными значениями $\varrho_к$ (кривая *I*); горизонт представлен трещиноватым песчаником. В приведенных примерах про-

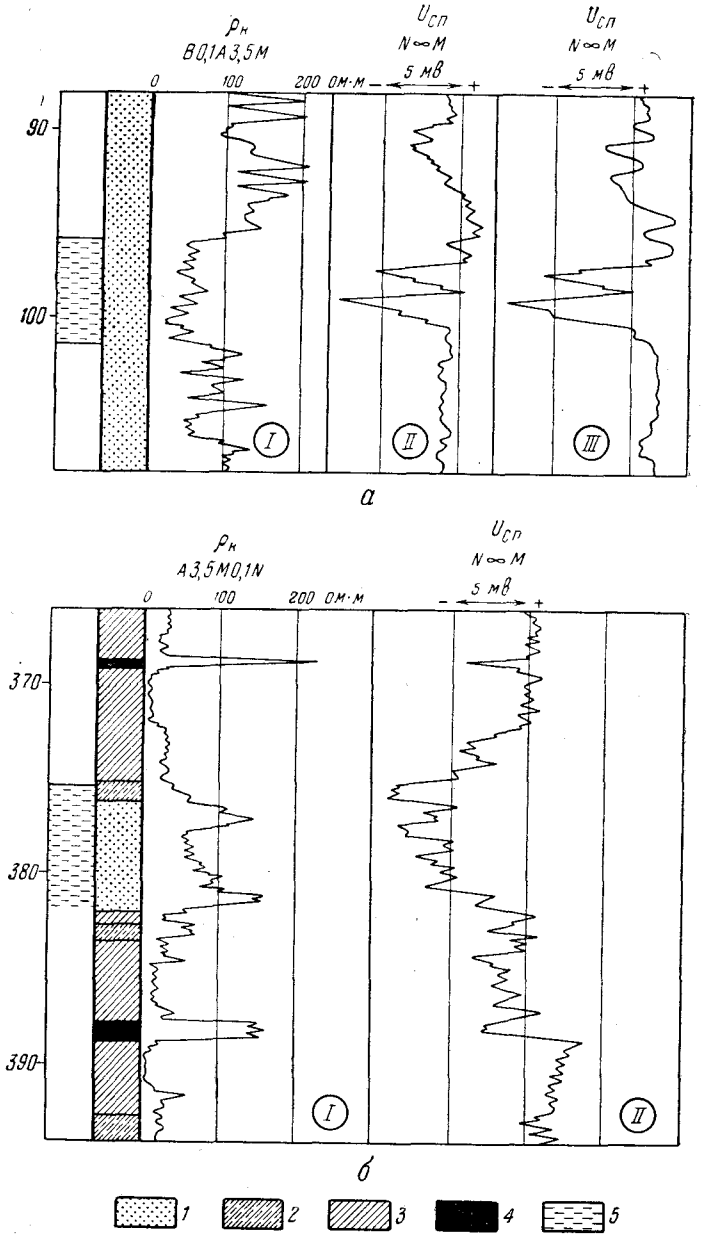


Рис. 132. Выявление водоносных горизонтов по диаграммам потенциалов собственной поляризации

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — водоносные горизонты

тив водоносных горизонтов наблюдались на диаграммах $U_{сп}$ аномалии отрицательного знака. Наряду с этим имеются водоносные горизонты, которые (при удельном сопротивлении пластовых вод $\varrho_в$ больше удельного сопротивления фильтрата бурового раствора $\varrho_ф$) фиксируются четкими положительными аномалиями $U_{сп}$ (рис. 133). Водоносный горизонт,

отмеченный положительной аномалией $U_{сп}$, представлен песчаником, залегающим непосредственно в кровле угольного пласта.

Однако не все водоносные горизонты отчетливо фиксируются на диаграммах $U_{сп}$. Отдельные водоносные горизонты могут оказаться неза-

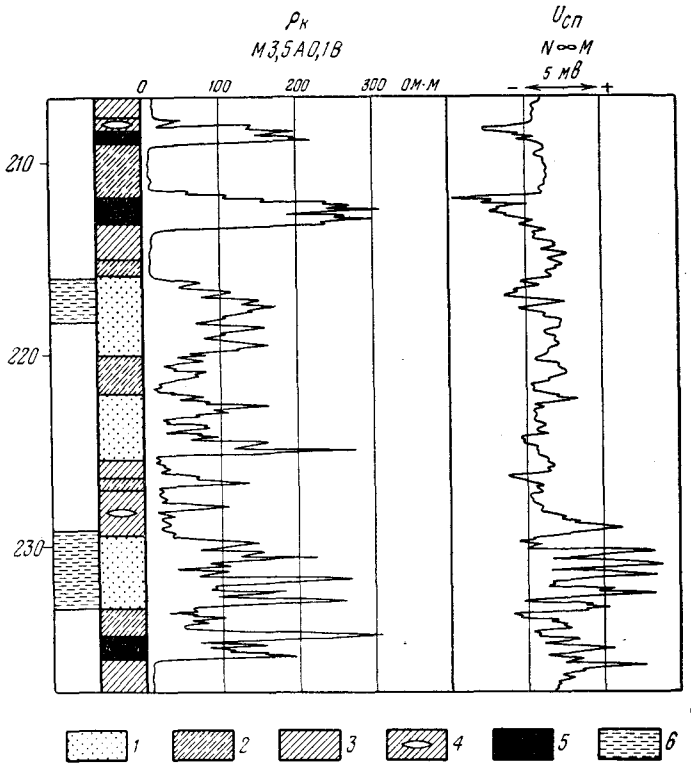


Рис. 133. Выделение трещиноватого водоносного горизонта в песчанике по диаграмме $U_{сп}$

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4*—конкреция; *5*—уголь; *6* — зоны водонасыщения

меченными на диаграмме $U_{сп}$ в случаях, когда минерализация солей, растворенных в буровом растворе и в пластовых водах, одинакова и потенциалы фильтрации отсутствуют и когда потенциалы фильтрации равны изменению величины диффузионно-адсорбционных потенциалов на уровне пласта и обратны им по знаку (например, пресные пластовые воды, когда $\varrho_ф < \varrho_в$).

Исследование вмещающих пород

Диаграммы $U_{сп}$ в некоторых случаях дают возможность произвести литологическое расчленение вмещающих пород. Так, например, более высокие потенциалы собственной поляризации характерны для аргиллитов, более низкие — для песчаников. Алевролиты отмечаются промежуточными значениями $U_{сп}$ (рис. 134). Кроме того, аргиллиты характеризуются спокойной кривой $U_{сп}$, а песчаники более дифференцированной. Однако эти закономерности часто не проявляются достаточно четко, что объясняется отсутствием существенной разницы в минерализациях пластовых вод и бурового раствора, а также тем, что разрезы угленосных месторождений часто представлены тонким переслаиванием алевролитов и аргиллитов. Таким образом, эффективность метода потенциалов собственной поляризации при изучении литологии вмещающих пород на угольных месторождениях несравненно ниже, чем на нефтяных

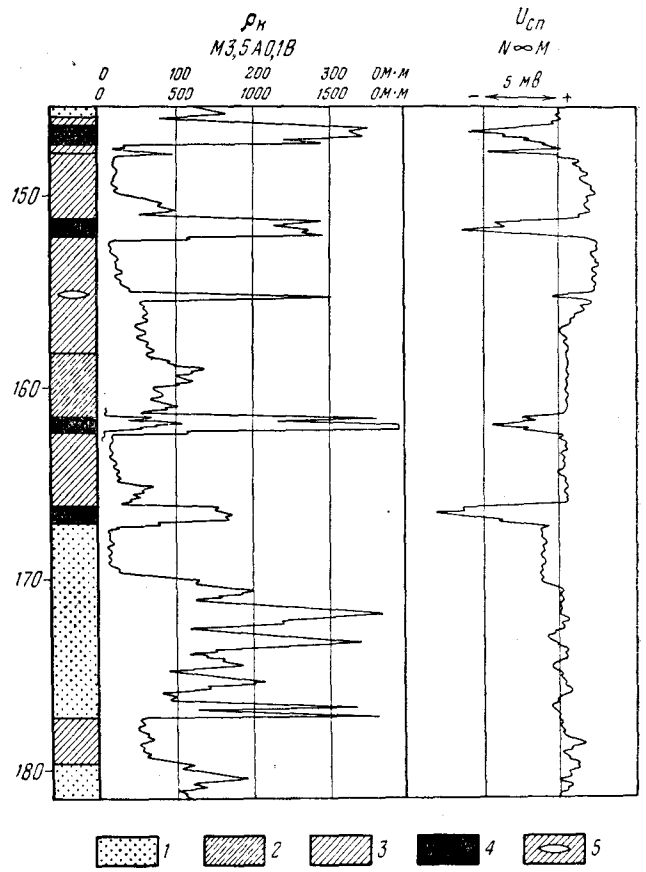


Рис. 134. Литологическое расчленение разреза скважины по диаграммам потенциалов собственной поляризации

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — конкреция

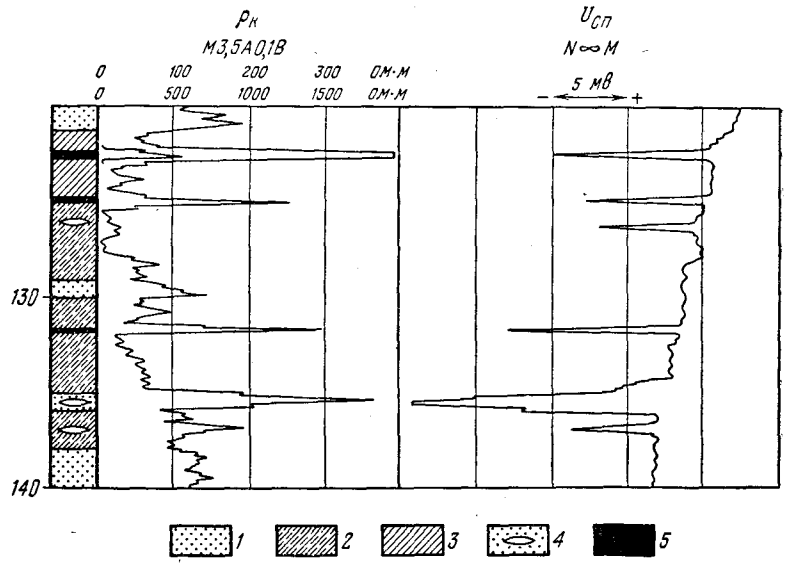


Рис. 135. Выделение углей и конкреций по диаграмме потенциалов собственной поляризации

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — конкреция; *5* — уголь

месторождениях, где вследствие значительно большей разности минерализаций пластовых вод и бурового раствора и резкого различия литологии пород и степени их метаморфизма, метод потенциалов собственной поляризации является основным геофизическим методом изучения литологического разреза скважин.

На угольных месторождениях среди вмещающих пород обычно отчетливо выделяются аномалиями $U_{сп}$ многие конкреции (рис. 135). Отдельные конкреции совершенно не выделяются на диаграммах $U_{сп}$; имеются конкреции, которые занимают промежуточное положение, т. е. выделяются незначительными аномалиями $U_{сп}$. Таким образом, потенциалы собственной поляризации обладают избирательной способностью

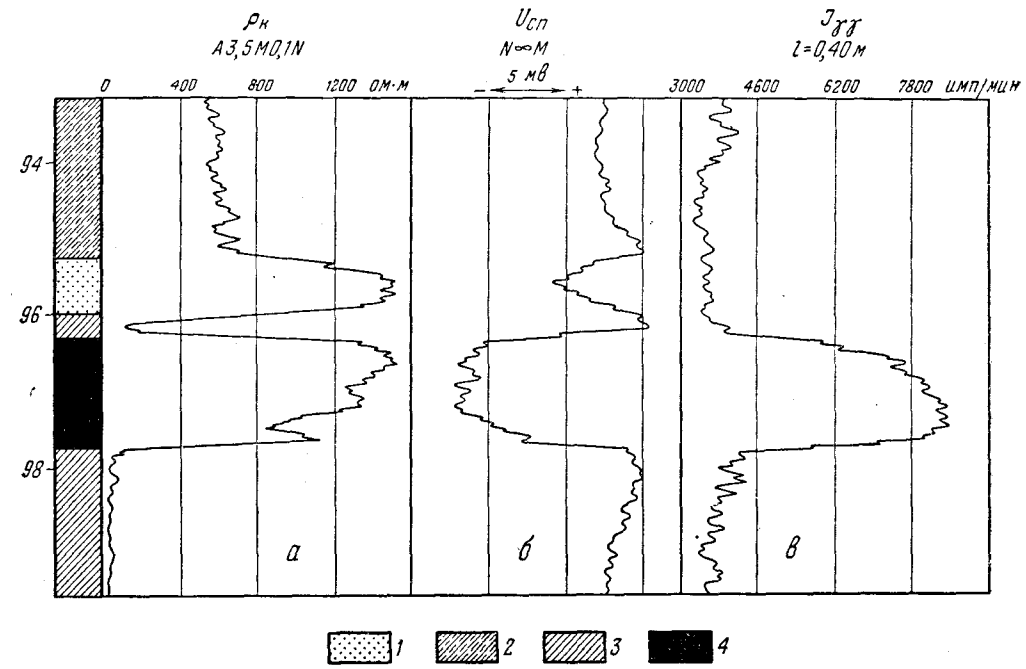


Рис. 136. Выделение пластов песчаника и угля по диаграмме потенциалов собственной поляризации

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

к выделению только определенных типов конкреций. Это свойство метода может быть использовано в комплексе с другими геофизическими методами для выделения и изучения конкреций определенного типа в разрезах угольных месторождений, что может иметь практическое значение для геологии угольных месторождений. Известно, что геологом А. В. Македоновым разработан метод конкреционного анализа, используемый для стратиграфических целей, а также изучения генезиса угольных месторождений.

Причинами возникновения аномалий $U_{сп}$ в конкрециях следует считать окислительно-восстановительные реакции, протекающие в веществе конкреций. Знак аномалий $U_{сп}$ в конкрециях в большинстве случаев отрицательный. Практикой установлено, что наибольшие аномалии возникают в железисто-карбонатных (сидеритовых) конкрециях. Однако закономерности проявления $U_{сп}$ в конкрециях до настоящего времени не изучены.

По характеру аномалий $U_{сп}$ аналогично конкрециям проявляют себя некоторые пласты песчаников, особенно сопутствующие угольным пластам. Так на рис. 136 приведен пример, когда пласт песчаника

мощностью 0,6 *м*, залегающий поблизости от кровли угольного пласта и имеющий высокое сопротивление, отмечается аналогично угольному пласту отрицательной аномалией $U_{сп}$ с амплитудой 5 *мв*. При отсутствии других диаграмм, в частности кривой $I_{\gamma\gamma}$ (см. рис. 136, кривая *в*), указанный песчаник мог быть ошибочно принят за угольный пласт.

Разное поведение пластов песчаника по характеру потенциалов собственной поляризации может быть объяснено различным их петрографическим составом. При наличии сульфидных и других окисляющих включений в песчаниках в них также возникают естественные электрические поля. По этой причине среди отдельных мощных пластов песчаника возникают локализованные аномалии $U_{сп}$. На мощных сильно сцементированных песчаниках, где отсутствуют указанные включения, кривая $U_{сп}$, как правило, имеет спокойный характер, практически не отличающийся от других вмещающих пород.

Известняки в большинстве случаев характеризуются дифференцированной кривой $U_{сп}$, по которой они могут быть выделены среди других вмещающих пород.

Диаграммы $U_{сп}$ могут быть эффективно использованы для определения местоположения башмака обсадной колонны, а также оставленных в скважине труб. Последние обычно отмечаются значительными отрицательными аномалиями $U_{сп}$, по которым может быть определена глубина и длина их, аналогично диаграммам $\varsigma_к$ (см. рис. 55).

Из приведенного материала можно сделать следующие выводы.

1. Для литологического расчленения пород, слагающих угленосные месторождения, метод собственной поляризации является недостаточно эффективным. В большинстве случаев по диаграммам $U_{сп}$ алевролиты и аргиллиты не различаются. Более надежно выделяются отдельные песчаники и известняки, характеризующиеся дифференцированной кривой $U_{сп}$, а также некоторые водоносные горизонты.

2. По диаграммам $U_{сп}$ могут быть отчетливо выделены значительными большей частью отрицательными аномалиями отдельные типы конкреций, залегающие среди других вмещающих пород (песчаников, алевролитов, аргиллитов и т. п.).

§ 35. Исследование углей на месторождениях первой и второй групп

Месторождения первой и второй групп объединяют бурые и большинство каменных углей, на которых метод потенциалов собственной поляризации дает аналогичные результаты. Из каменных углей следует лишь особо выделить те тощие угли, которые по степени метаморфизма приближаются к полуантрацитам и характеризуются значительными аномалиями $U_{сп}$. Все остальные каменные (с марочным составом от Д до Т) и бурые угли характеризуются, как правило, небольшими аномалиями $U_{сп}$, непостоянными по величине и знаку (см. рис. 22, 137). Обычно на указанных углях аномалии $U_{сп}$ изменяются от 0 до ± 40 *мв*. Иногда встречаются в углях тонкие сильно пиритизированные прослои углистого аргиллита, которые на фоне общей для пласта незначительной аномалии $U_{сп}$ характеризуются резким узко локализованным максимумом потенциала собственной поляризации (рис. 138). Во многих случаях диаграммы $U_{сп}$ позволяют однозначно выделить в разрезе скважины угольные пласты (см. рис. 137, *IV* и *VI*).

Наряду с этим имеются диаграммы $U_{сп}$, которые, несмотря на их доброкачественность, не позволяют однозначно выделить угольные пласты из разреза скважины (см. рис. 137, *II* и *III*). Угольные пласты, имеющие неоднородное строение, отмечаются сложной аномалией $U_{сп}$. Обычно прослои высокозольного угля и углистого аргиллита выделяются отрицательной аномалией $U_{сп}$, меньшей чем менее зольные угольные пласты.

По отдельным пластам каменного угля марки Ж Печорского бассейна были произведены количественные сопоставления величины изменения потенциала $\Delta U_{сп}$ со средней зольностью пласта (рис. 139). На графике видна определенная зависимость между величиной $\Delta U_{сп}$ и зольностью угля.

На рис. 140, *а* два угольных пласта выделяются на диаграмме $U_{сп}$ аномалиями, различными по величине и знаку: в верхнем пласте аномалия положительная, а нижнем — отрицательная. Покрывающие и подстилающие эти пласты вмещающие породы по диаграмме $U_{сп}$ совсем не различаются, хотя они имеют разный литологический состав и сопротивление. Эти же самые угольные пласты в другой скважине того же месторождения (рис. 140, *б*) зафиксированы на диаграмме $U_{сп}$ отрицательными аномалиями. Причина перемены знака $U_{сп}$ в данном случае неясна.

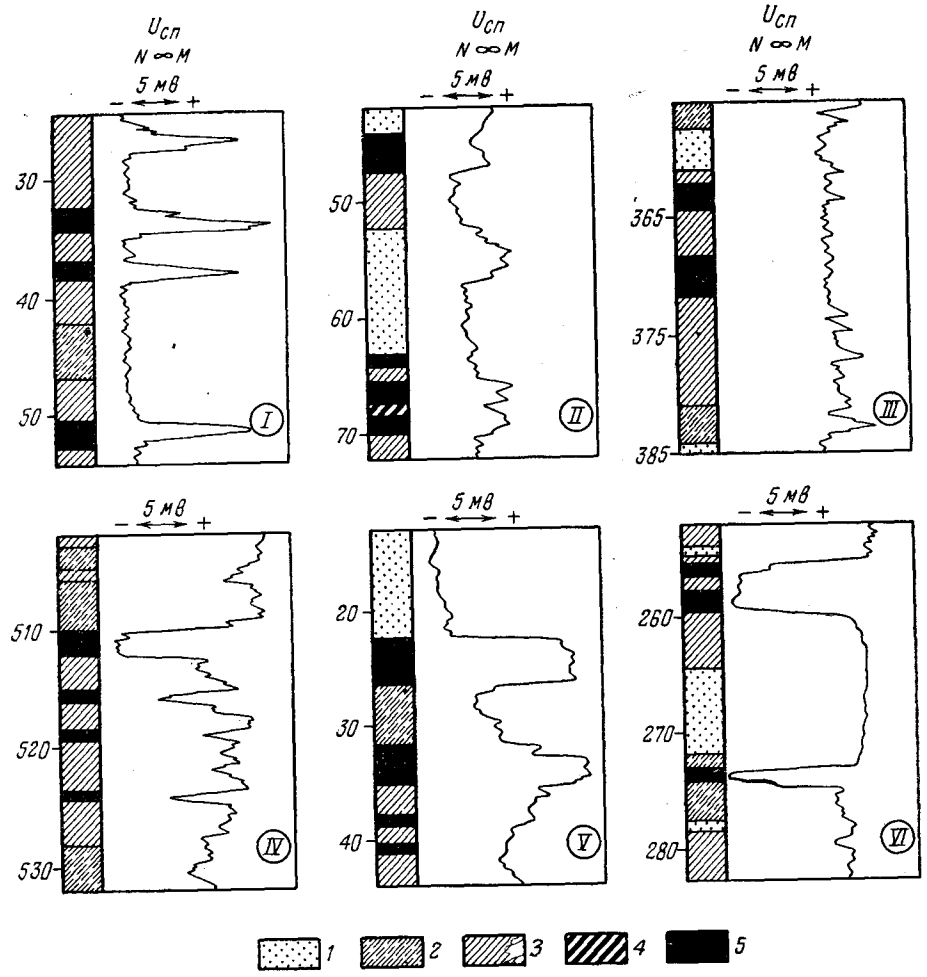


Рис. 137. Диаграммы потенциалов собственной поляризации на бурых углях и вмещающих породах в различных бассейнах, зарегистрированные с установкой $N \infty M$

I — Подмосковный бассейн; *II* — Забайкалье; *III* — Урал; *IV* — Средняя Азия; *V* — Кузнецкий бассейн; *VI* — Карагандинский бассейн

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

Рассмотрим пачку угольных пластов, разделенных тонкими прослоями углистого аргиллита (рис. 141). Против пачки наблюдается значительная отрицательная аномалия $U_{сп}$, причем наибольшая амплитуда ее приходится на верхний и нижний пласты. Средняя часть пачки

выделяется менее значительной отрицательной аномалией $U_{сп}$, подобно тому, как если бы эта часть пачки была бы представлена углистым аргиллитом. В действительности в средней части пачки находится наиболее ма-

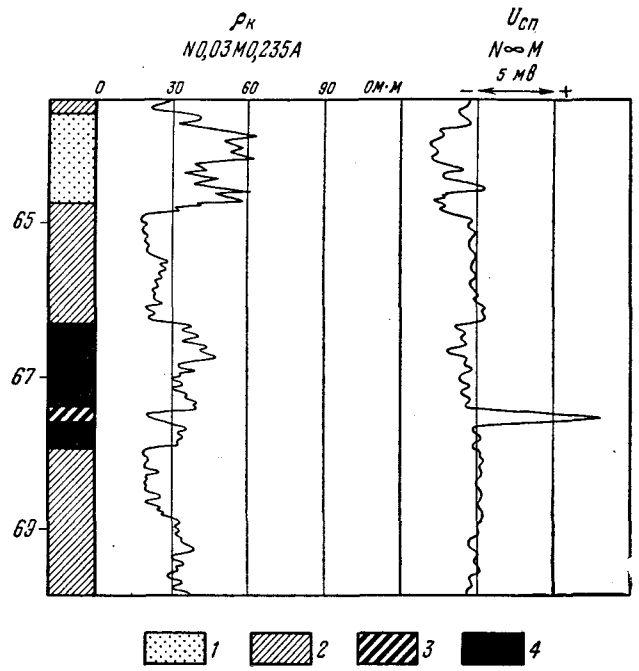


Рис. 138. Выделение пиритизированного прослоя углистого аргиллита в пласте бурого угля по диаграммам потенциалов собственной поляризации (Мосбасс)

1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

лозольный уголь. В данном случае не наблюдается качественной связи величины амплитуды аномалии $U_{сп}$ с зольностью угля.

Таким образом, показанная на предыдущих примерах связь величины амплитуды $U_{сп}$ с зольностью, не является универсальной.

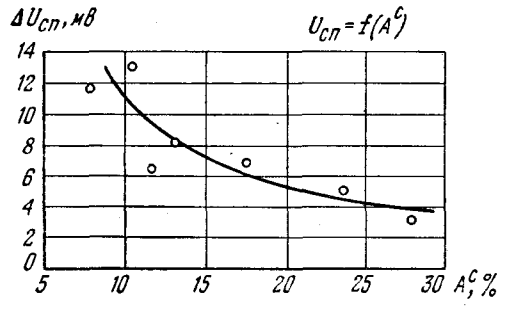


Рис. 139. График зависимости амплитуды аномалии потенциалов собственной поляризации от зольности каменного угля марки Ж по Печорскому бассейну

Помимо связи с зольностью угольных пластов существует корелятивная связь между $\Delta U_{сп}$ и содержанием пиритной серы, так как только последняя является одной из причин возникновения естественного электрического поля окислительно - восстановительного происхождения в угольных пластах (рис. 142).

Таким образом, в угольных пластах наблюдаются потенциалы собственной поляризации, обусловленные окислительно-восстановительными реакциями в органическом веществе угля и пиритных включениях. Первые потенциалы обусловливают наличие зависимости между $\Delta U_{сп}$ и зольностью угля, вторые — между $\Delta U_{сп}$ и сернистостью угля. На диаграмме $U_{сп}$ обычно отмечается суммарная величина указанных потенциалов. Поэтому на тех углях, где содержание пиритной серы мало, зависимость $\Delta U_{сп}$ от зольности проявляется наиболее отчетливо,

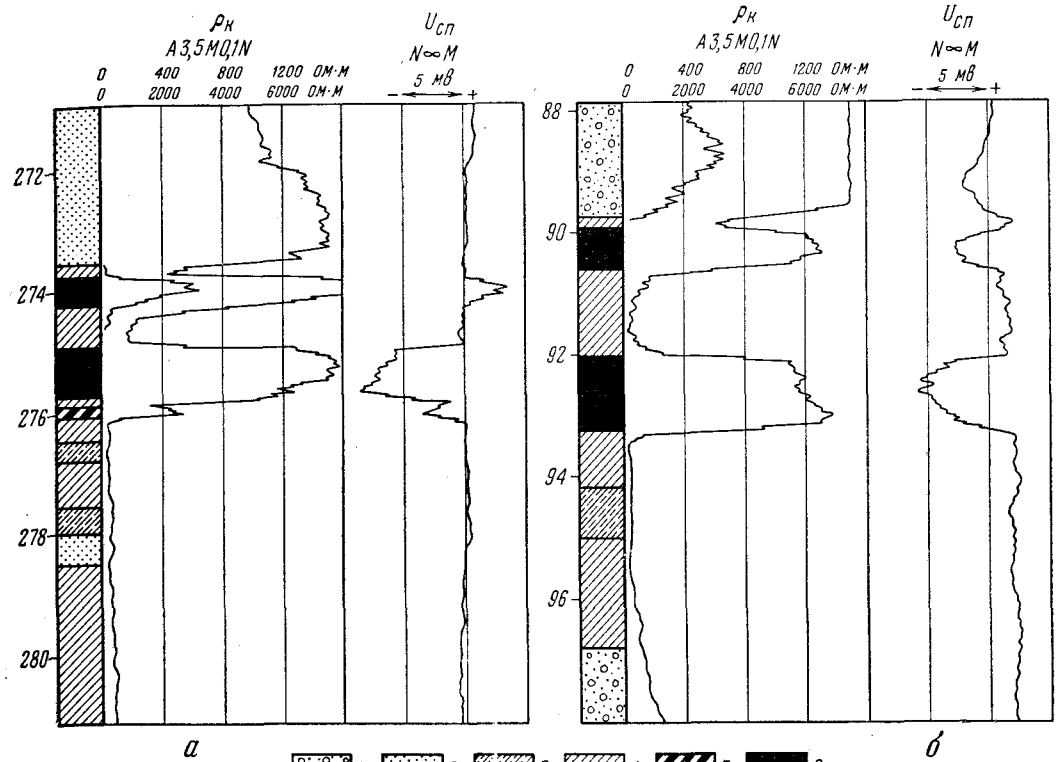


Рис. 140. Аномалии на диаграммах потенциалов собственной поляризации против различных угольных пластов

1 — конгломерат; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — аргиллит; *5* — углистый аргиллит; *6* — уголь

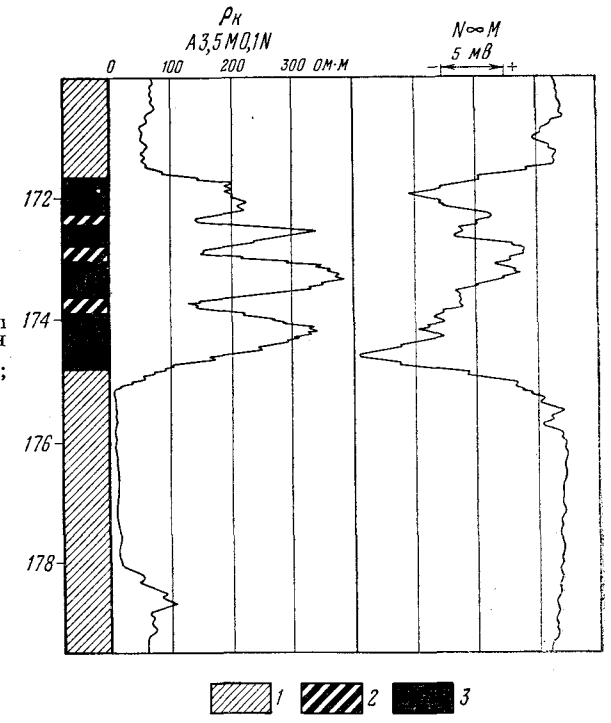


Рис. 141. Конфигурация кривой $U_{сп}$ в случае пласта сложного строения

1 — аргиллит; *2* — углистый аргиллит; *3* — уголь

а в углях с высоким содержанием серы более четко отмечается связь $\Delta U_{сп}$ с содержанием пиритной серы.

На угольных месторождениях каждый пласт угля обычно характеризуется определенными качественными показателями, характерными для данного пласта и изменяющимися в относительно небольших пределах. Поэтому имеется возможность установить определенные закономерности для аномалий $U_{сп}$ каждого пласта и использовать их для изучения качественной характеристики углей. В этом состоит практическая сторона вопроса использования метода потенциала собственной поляризации для изучения угольных пластов.

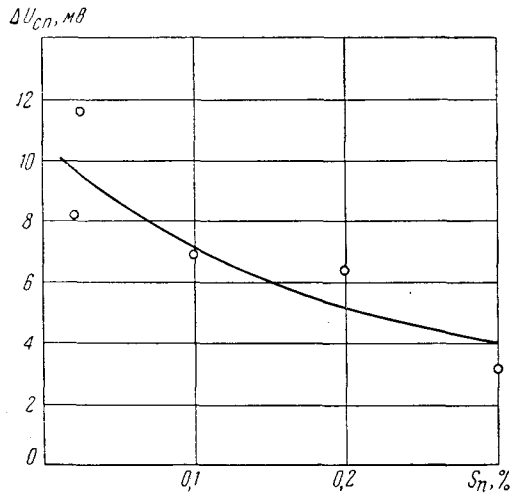


Рис. 142. Зависимость амплитуды аномалии потенциалов собственной поляризации от содержания пиритной серы в пластах каменного угля марки Ж Печорского бассейна

Разобранный материал приводит нас к следующим выводам.

1. В бурых и большинстве каменных углей (с марочным составом от Д до Т) вследствие окислительно-восстановительных реакций, протекающих в органическом веществе угля и пиритных включениях, возникают естественные электрические потенциалы, непостоянные по величине и знаку. При этом величина и знак потенциала не связаны с марочным составом угля.

2. Для бурых и каменных углей диаграммы $U_{сп}$ могут быть использованы с целью определения мощности, строения, зольности и сернистости углей. С этой целью целесообразно на каждом месторождении путем наблюдений выявить общие закономерности, определяющие зависимость аномалий $U_{сп}$ от тех или иных качественных характеристик угля.

3. Использование метода собственной поляризации для выявления в разрезе скважины угольных пластов указанного марочного состава является малоэффективным по сравнению с другими геофизическими методами.

§ 36. Исследование тощих каменных углей и антрацитов (месторождения третьей и четвертой групп)

На месторождениях третьей группы тощие каменные угли по характеру возникновения в них естественных электрических полей сходны с антрацитами и полуантрацитами и отличаются от последних только меньшими значениями потенциалов. На тощих каменных углях, приближающихся по степени углефикации к отощенным спекающимся углям, часто наблюдаются не только положительные, но и отрицательные аномалии $U_{сп}$ в зависимости от степени их углефикации. Величина этих аномалий достигает десятков милливольт. Так как в тощих углях наблюдается перемена знака аномалий, то среди них имеются промежуточные угли, на которых отсутствуют заметные аномалии $U_{сп}$.

На рис. 143 представлен пласт угля марки Т сложного строения. Пласт отмечается значительной положительной аномалией $U_{сп}$. Прослои глинистого и углистого сланца выделяются по диаграмме более низкими значениями потенциала. На рис. 144 представлены диаграммы $\rho_к$, $U_{сп}$ и градиента $U_{сп}$, зарегистрированные в пласте полуантрацита.

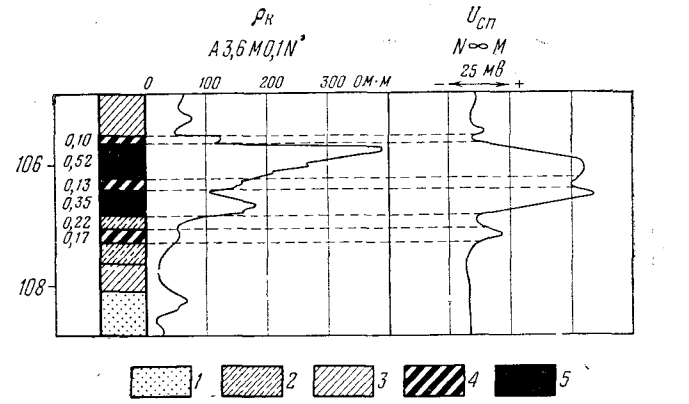


Рис. 143. Конфигурация кривой потенциалов собственной поляризации в случае пласта тощего каменного угля сложного строения (Донбасс)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

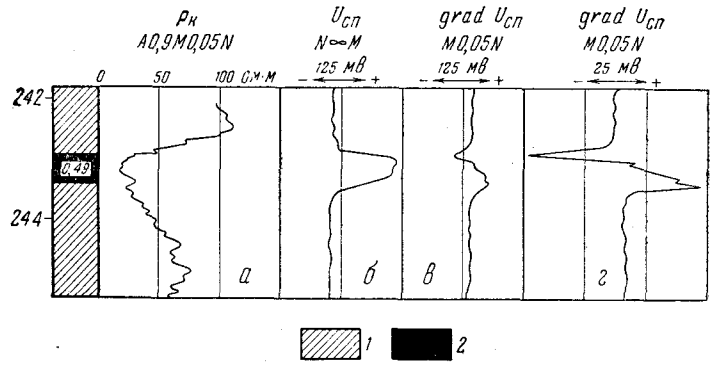


Рис. 144. Диаграммы потенциалов собственной поляризации и их градиента (полуантрацит, Донбасс)

1 — аргиллит; *2* — полуантрацит

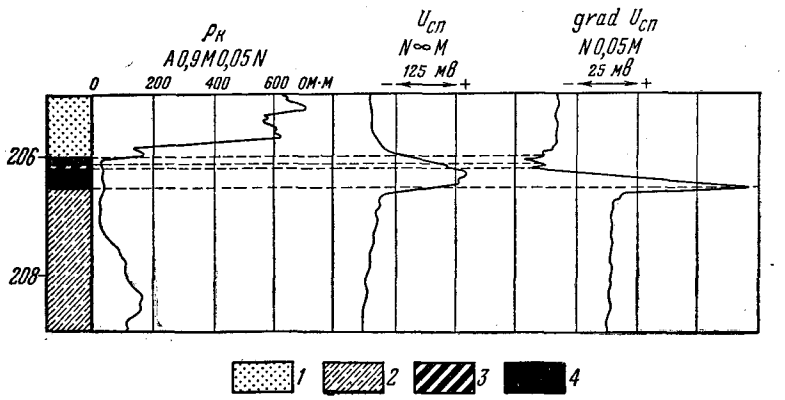


Рис. 145. Диаграммы потенциалов собственной поляризации и их градиента (полуантрацит сложного строения, Донбасс)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — углистый аргиллит; *4* — полуантрацит

Пласт отчетливо выделяется положительной аномалией $U_{сп}$ с амплитудой 125 *мв*. Ширина пики $U_{сп}$ в своем основании больше мощности пласта. Точки перегиба кривой $U_{сп}$ на пласте соответствуют его контактам. Контакты пласта значительно отчетливее выделяются по диаграмме градиента $U_{сп}$ по точкам максимума и минимума (см. рис. 144, кривые *в* и *г*). Следует, однако, учитывать, что экстремальные точки кривой градиента $U_{сп}$ смещены от границ пласта в сторону вмещающих пород тем больше, чем больше расстояние между электродами M и N. При разносе электродов $MN = 10$ *см* это отклонение составляет около 1—2 *см*, что может дать ошибку в определении мощности пласта на 2—3 *см* [192].

На рис. 145 представлен пласт полуантрацита с тонким прослоем сланца мощностью 0,05 *м*. Этот прослой не выделяется по диаграммам

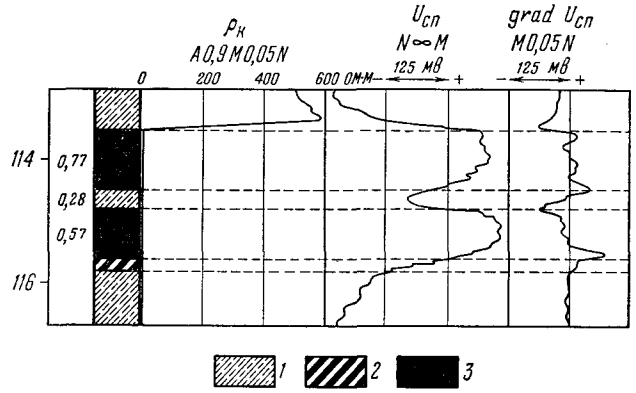


Рис. 146. Диаграммы потенциалов собственной поляризации и их градиента (антрацит, Донбасс)

1 — алевролит; *2* — углистый аргиллит; *3* — антрацит

$\rho_к$ и $U_{сп}$ вследствие его малой мощности. На диаграмме градиента $U_{сп}$ он отмечается заметным изменением конфигурации кривой. Следовательно, метод градиента $U_{сп}$ обладает большей эффективностью в разграничении контактов и структуры тех пластов, на которых проявляются естественные электрические поля значительной интенсивности. Однако при этом необходимо, чтобы разнос электродов MN был меньше мощности прослоев [192].

Наиболее интенсивные аномалии $U_{сп}$ наблюдаются на антрацитах, где величина их достигает сотен милливольт. На рис. 146 представлен пласт антрацита, против которого зарегистрирована положительная аномалия $U_{сп}$ с амплитудой 340 *мв*. Аргиллитовый прослой мощностью 0,28 *м* четко выделяется по диаграмме $U_{сп}$. Еще более отчетливо выделяются этот прослой и контакты пласта на кривой градиента $U_{сп}$.

Таким образом, пласты антрацита, полуантрацита и тощих каменных углей с высокой степенью углефикации выделяются на диаграммах собственной поляризации значительными положительными аномалиями с амплитудой в десятки и сотни милливольт. Метод собственной поляризации совместно с методом кажущихся сопротивлений позволяет в большинстве случаев однозначно выделять в разрезе скважины пласты антрацитов, полуантрацитов, антрацитовых сланцев и тощих каменных углей, а также определять их мощность и строение с высокой точностью. Поэтому при изучении указанных углей метод потенциалов собственной поляризации является одним из основных геофизических методов исследования скважин.

ГЛАВА IX

МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ ВЫЗВАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ ГОРНЫХ ПОРОД

§ 37. Потенциалы вызванной поляризации горных пород, наблюдаемые в скважинах

В главе I было показано, что прохождение электрического тока через горные породы сопровождается поляризацией этих пород. Поляризация возникает в результате ряда физико-химических процессов, протекающих на поверхностях минералов с электронной проводимостью и непроводящих частиц горных пород с пластовыми водами и фильтратом бурового раствора, а также непосредственно в самих этих водах и растворах. Под влиянием данных процессов в скважинах после протекания тока наблюдаются потенциалы электрического поля вызванной поляризации ($U_{вп}$).

Наиболее полные исследования потенциалов вызванной поляризации в осадочных породах проведены М. Г. Латышовой и В. М. Добрыниным на кафедре промысловой геофизики МИНХ и ГП [90, 95, 149, 150, 151, 152]. Этими, а также другими исследованиями было установлено, что потенциалы вызванной поляризации зависят от физических и химических свойств пород и насыщающих их растворов и как следствие дают возможность изучать породы.

Свойство пород поляризоваться при прохождении электрического тока, как известно, количественно оценивается двумя безразмерными параметрами: $A_в$ — вызванной электрохимической активностью породы (формула 12) или $\varkappa_э = 4\pi A_в$ — электрической восприимчивостью — коэффициентом поляризуемости пород. Так как $A_в$ и $\varkappa_э$ зависят от напряженности внешнего поля, то при оценке пород за эталонные единицы принимается значение $A_в(\varkappa_э)$ при напряженности поляризующегося поля, стремящегося к нулю

$$A_в = \left(\frac{\Delta U_{вп}}{\Delta U}\right)_{\Delta U \to 0} = \left(\frac{E_{вп}}{E}\right)_{E \to 0}. \qquad (65)$$

Так как при прохождении поляризующего тока измеряется разность потенциалов $\Delta U_v = \Delta U - \Delta U_{вп}$, для пород, содержащих значительное количество минералов с электронной проводимостью, значение параметра $A_в$ следует рассчитывать по формуле

$$A_в = \lim \Delta U \to 0 \frac{\Delta U}{\Delta U_v + \Delta U_{вп}}. \qquad (66)$$

Как известно из главы I, потенциалы вызванной поляризации зависят от химического состава породы, удельной поверхности ее твердой фазы, влажности породы и концентрации химического состава поровых вод. Для осадочных пород потенциалы вызванной поляризации

пропорциональны удельному сопротивлению поровых вод. Поэтому для сопоставления вызванной электрохимической активности различных осадочных пород целесообразно приводить ее к одному значению сопротивления поровых вод: $\varrho_в = 1$ *ом · м*

$$A_{в,\,1} = \frac{A_в}{\varrho_в} = \frac{1}{\varrho_в}\left(\frac{\Delta U_{вп}}{\Delta U}\right)\Delta U \to 0. \qquad (67)$$

Потенциалы вызванной поляризации возрастают с увеличением частоты пульсирующего тока. На рис. 147 приведены в качестве примера диаграммы $U_{вп}$, зарегистрированные на двух угольных пластах, при

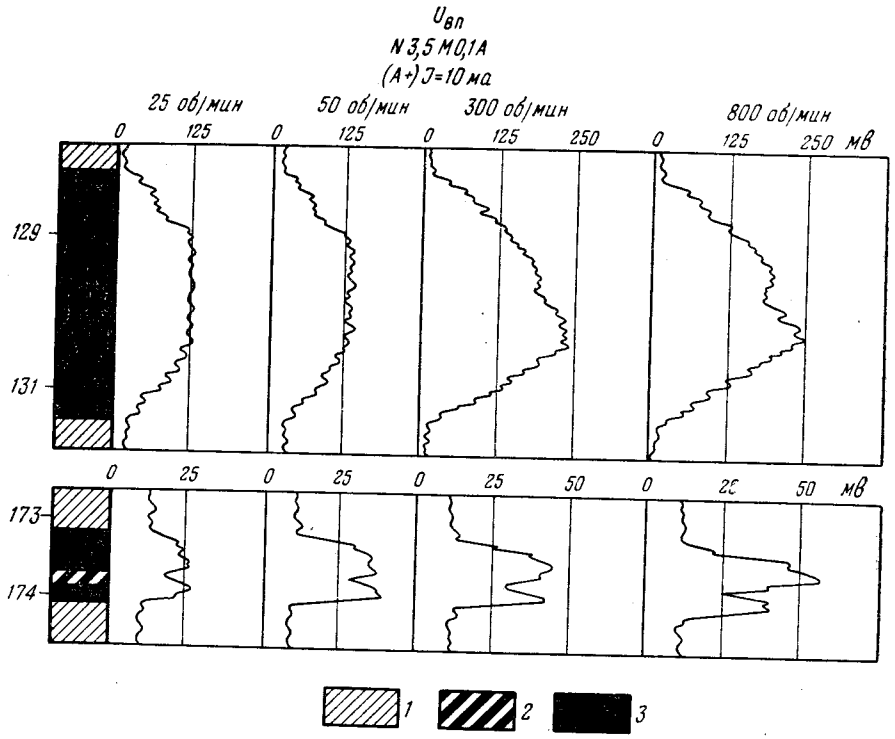


Рис. 147. Изменение потенциалов вызванной поляризации в зависимости от частоты вращения пульсатора

1 — аргиллит; *2* — углистый аргиллит; *3* — уголь

разной частоте пульсирующего тока. Из этих диаграмм видно, что с уменьшением скорости вращения коллектора пульсатора происходит уменьшение величины потенциала $U_{вп}$. Характер изменения величины потенциалов $U_{вп}$ от частоты пульсирующего тока различен в разных угольных пластах, даже в пределах одного марочного состава, что может быть связано с их мощностью и зольностью. При увеличении частоты поляризующего тока в 12 раз $A_в$ возрастает приблизительно в 2 раза. Поэтому с целью получения сопоставимых значений $U_{вп}$ для различных пород необходимо измерения производить при постоянной частоте поляризующего тока.

Для характеристики поляризационных свойств горных пород употребляется также параметр интенсивности убывания потенциалов вызванной поляризации во времени (см. рис. 12). С этой целью используется величина постоянной времени λ_τ в уравнении, приведенном в работе В. Н. Дахнова [84]

$$\Delta U_{вп} = \Delta U^{\circ}_{вп}\, e^{-\frac{\tau}{\lambda_\tau}}, \qquad (68)$$

где $\Delta U^{\circ}_{вп}$ — начальное значение потенциала вызванной поляризации. В породах сложного минерального состава

$$\Delta U_{вп} = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta U^{\circ}_{вп,\,i}\, e^{-\frac{\tau}{\lambda_{\tau,\,i}}}, \qquad (69)$$

где $\Delta U^{\circ}_{вп,\,i}$ — значение потенциалов вызванной поляризации в i-м минерале в начальный момент времени;

$\lambda_{\tau,\,i}$ — постоянная времени этого процесса.

Параметр λ_τ находится в прямой зависимости от удельного сопротивления породы.

Для измерения потенциалов вызванной поляризации пород применяются различные зонды — с четырьмя, тремя, двумя и одним электродом, описание и схемы измерений которых приводятся в соответствующих руководствах [79, 84, 90]. Наиболее совершенным является четырехэлектродный зонд, у которого измерительный электрод M вмонтирован в углубление в середине питающего электрода A. Такой зонд исключает погрешность в измерениях созданной поляризацией электрода M питающим током [90].

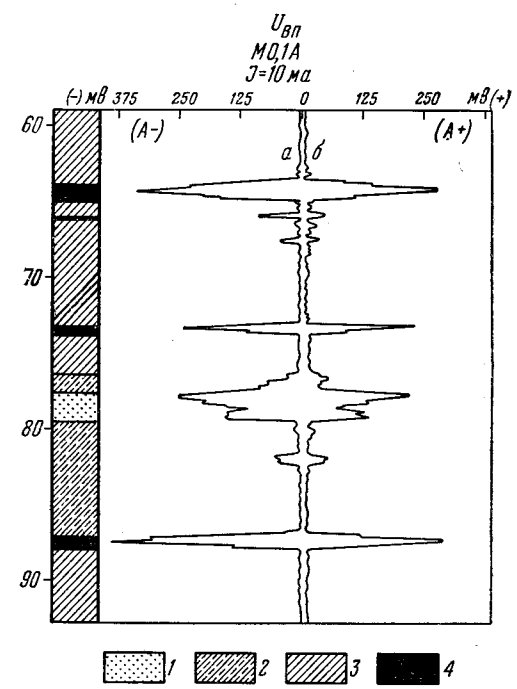


Рис. 148. Диаграммы потенциалов вызванной поляризации при поляризующем токе разного направления

а — кривая $U_{вп}$, зарегистрированная при отрицательной полярности заземления *А*; *б* — то же при положительной полярности заземления *А*

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

§ 38. Кривые потенциалов вызванной поляризации пород

Для пород однородного строения кривая потенциала вызванной поляризации симметрична относительно середины пласта. Знак аномалии $U_{вп}$ определяется направлением поляризующегося тока (рис. 148). При токе положительного направления (заземление A положительно относительно заземления B) в породах с повышенной электрохимической активностью возникают положительные аномалии $U_{вп}$, а при токе отрицательного направления — отрицательные. Амплитуда аномалии потенциалов вызванной поляризации зависит от плотности поляризующего тока и, следовательно, расстояния между токовым и измерительным электродами, минерального состава пород и минерализации насыщающих их вод, удельного сопротивления пород, отношения мощности пласта к диаметру скважины и глубины проникновения фильтрата бурового раствора.

В песках, алевролитах и песчаниках, не содержащих минералов с электронной проводимостью, потенциалы вызванной поляризации создаются процессами объемной поляризации и электроосмоса и возрастают линейно с увеличением силы поляризующего тока (см. рис. 10, кривые *2*, *3* и *4*). В этих породах потенциалы вызванной поляризации при

неизменной силе поляризующего тока возрастают с уменьшением размеров зерен этих пород и их слитности. При переходе от слитной структуры породы к рыхлой и ее глинизации наблюдается резкое снижение величины потенциалов вызванной поляризации.

В угольных пластах потенциалы вызванной поляризации создаются окислительно-восстановительными процессами, и возрастают они первоначально линейно с увеличением силы поляризующего тока, а затем постепенно приближаются к пределу «насыщения» (см. рис. 10, кривая *1*). Амплитуда аномалий потенциалов вызванной поляризации на угольных пластах при неизменной плотности поляризующего тока возрастает с увеличением степени метаморфизма угля.

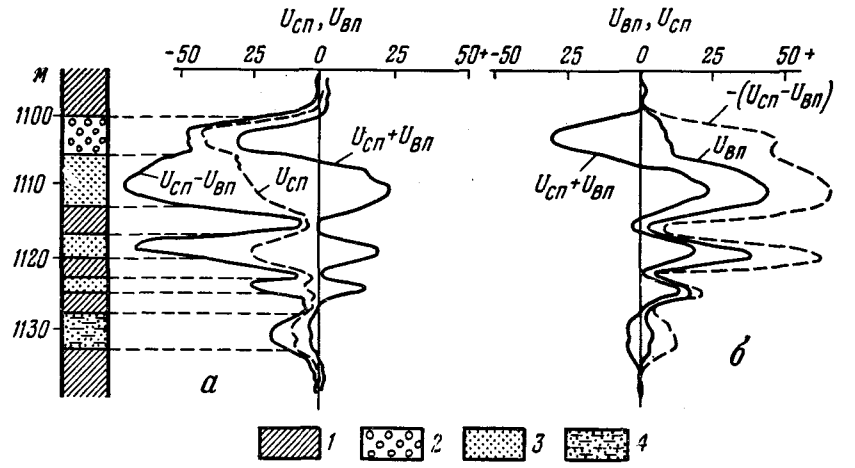


Рис. 149. Построение кривой $U_{вп}$ по данным $U_{сп} - U_{вп}$ и $U_{сп} + U_{вп}$

1 — глины; *2* — пески и песчаники крупнозернистые высокой проницаемости; *3* — пески и песчаники мелкозернистые и алевролиты; *4* — алевролиты, мелкозернистые пески и песчаники глинистые

В аргиллитах и глинах, а также высокопористых известняках и песках потенциалы вызванной поляризации весьма незначительны и часто практически отсутствуют.

Измеряемая величина разности потенциалов вызванной поляризации включает в себя также и разность потенциалов собственной поляризации. На угольных месторождениях обычно $U_{вп} \gg U_{сп}$. Для возможного уменьшения и даже исключения влияния $U_{сп}$ на диаграммы $U_{вп}$ необходимо последние регистрировать при столь большом токе питания, при котором значения $\Delta U_{сп}$ не превышают 10% величины $\Delta U_{вп}$. Обычно регистрируют кривые $U_{вп}$ при положительной полярности электрода A.

В тех случаях, когда значения потенциалов собственной поляризации соизмеримы с величиной потенциалов вызванной поляризации, необходимо производить их разделение. Чтобы выделить одни потенциалы $U_{вп}$, производят дважды их измерение при различной полярности тока (рис. 149). В результате измерений получают две кривые:

при токе прямого направления

$$\Delta U_1 = U_{сп} + U_{вп},$$

при токе обратного направления

$$\Delta U_2 = U_{сп} - U_{вп}.$$

Эти кривые совмещаются между собой на тех интервалах разреза скважины, где $U_{вп}$ практически равны нулю, что чаще всего наблюдается,

как было указано выше, в глинах и аргиллитах. На уровне участков совмещенных кривых проводится нулевая линия $U_{вп}$. Относительно этой линии на одном бланке копируют кривую $\Delta U_1 = U_{сп} + U_{вп}$ и зеркальное изображение кривой $\Delta U_2 = U_{сп} - U_{вп}$ (рис. 149, *б*). Построенная между ними новая кривая их средних значений будет являться кривой $U_{вп}$.

Удельное сопротивление пород оказывает значительное влияние на величину потенциалов вызванной поляризации, так как последние пропорциональны величине потенциала U_ϱ, возникающего на электроде M при включении тока. Для исключения этого влияния пользуются параметром $A_{в,э}$ — эффективная вызванная активность породы — представляющей собой отношение $A_{в,э} = \dfrac{U_{вп}}{U_\varrho}$.

Практически измеряемая величина потенциала U_ϱ включает в себя также и потенциалы $U_{сп}$. Поэтому для исключения потенциалов собственной поляризации регистрируют две кривые: $\Delta U_1 = U_\varrho + U_{сп}$ и $\Delta U_2 = -U_\varrho + U_{сп}$ при токах прямого и обратного направления. Из этих двух кривых кривую U_ϱ получают графически таким же способом, как и кривую $U_{вп}$ из двух кривых $U_{сп} + U_{вп}$ и $U_{сп} - U_{вп}$. Часто потенциалы U_ϱ столь превосходят потенциалы $U_{сп}$, что оказывается достаточным во время измерения U_ϱ производить периодическую компенсацию $U_{сп}$ в отдельных точках скважины.

Влияние мощности пласта на величину амплитуды аномалии $U_{вп}$ изучено только для однородной и изотропной среды, т. е. при $\varrho_п = \varrho_{вм} = \varrho_р$, а влияние зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт на аномалии $U_{вп}$ — только для частного случая, при котором $\varrho_п = \varrho_{зп}$ в поляризующейся части этой зоны. При этих частных случаях можно практически замеренные аномалии $U_{вп}$ на пластах ограниченной мощности с наличием зоны проникновения фильтрата бурового раствора привести к значениям аномалий $U_{вп}$ для пласта неограниченной мощности, поляризующегося во всем объеме, по формуле [84]

$$U_{вп}^{\infty} = \frac{U_{вп}}{\nu_{вп}\mu_{вп}}, \qquad (70)$$

где $\nu_{вп}$ — поправка за мощность пласта, величина которой определяется по кривой $\nu_{вп} = f\left(\dfrac{h}{d_c}\right)$ (рис. 150, а);

$\mu_{вп}$ — поправка за толщину слоя поляризации, величина которой берется по кривой $\mu_{вп} = f\left(\dfrac{D}{d_c}\right)$ (рис. 150, б);

h — мощность пласта;

d_c — диаметр скважины;

D — диаметр зоны проникновения.

Мощность пластов определяется с помощью палетки зависимости $\dfrac{h_ф}{d_c} = f\left(\dfrac{h}{d_c}\right)$ (рис. 150, *в*). Здесь $h_ф$ — так называемая фиктивная мощность пласта, определяемая по ширине аномалии $U_{вп}$ на половине ее амплитуды. Эта палетка составлена для однородной и изотропной среды.

Для потенциалов вызванной поляризации, возникающих в пластах неограниченной мощности, установлена следующая зависимость [84, 95, 150, 151]:

$$\frac{U_{вп}}{I} = \frac{\varkappa_э \varrho_р}{d_c} f\left(\frac{\varrho_п}{\varrho_р}, \frac{D}{d_c}\right). \qquad (71)$$

На основании этого соотношения можно рассчитать величину коэффициента поляризуемости породы $\varkappa_э$ и вызванной электрохимической активности $A_в$

$$\varkappa_э = \frac{U_{ВП} d_c}{I \varrho_р f\left(\frac{\varrho_п}{\varrho_р}, \frac{D}{d_c}\right)}; \quad (72)$$

$$A_в = \frac{U_{ВП} d_c}{4\pi I \varrho_р f\left(\frac{\varrho_п}{\varrho_р}, \frac{D}{d_c}\right)}. \quad (73)$$

При изучении угленосных месторождений целесообразно использовать значения этих параметров, отнесенные к удельному сопротивлению раствора, насыщающего породу (к $\varrho_р = 1$ *ом · м*), т. е.

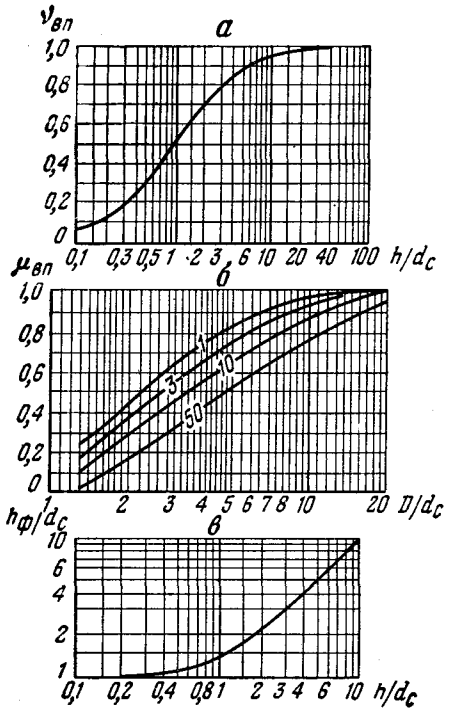


Рис. 150. Кривые зависимостей поправочных коэффициентов

$а - \nu_{ВП} = f\left(\frac{h}{d_c}\right)$; $б - \mu_{ВП} = f\left(\frac{D}{d_c}\right)$ при $\frac{\varrho_п}{\varrho_р}$ const — шифр кривых; $в$ — зависимости фиктивной мощности пласта $h_ф$ от действительного ее значения $h - \frac{h_ф}{d_c} = f\left(\frac{h}{d_c}\right)$ (по В. Н. Дахнову)

$$\varkappa_{э,\,1} = \frac{\varkappa_э}{\varrho_р}; \quad (74)$$

$$A_{в,\,1} = \frac{A_в}{\varrho_р}. \quad (75)$$

Определение $\varkappa_{э,\,1}$ и $A_{в,\,1}$ производится с помощью специальной номограммы [84].

В пласте неограниченной мощности при $\varrho_п = \varrho_{вм} = \varrho_р$ справедливы уравнения

$$U_{ВП} = \frac{\pi \varkappa_{э,\,1} \varrho_р^2}{2 d_c} I; \quad (76)$$

$$U_\varrho = \frac{\varrho_р I}{4\pi \overline{AM}}. \quad (77)$$

Следовательно,

$$A_{в,\,э} = \frac{U_{ВП}}{U_\varrho} = \varkappa_{э,\,1} \cdot 2\pi^2 \varrho_р \frac{\overline{AM}}{d_c}. \quad (78)$$

Откуда

$$\varkappa_{э,\,1} = \frac{0{,}0507}{\frac{\overline{AM}}{d_c} \varrho_р}. \quad (79)$$

Для неоднородной среды эти соотношения приобретают значительно более сложную зависимость.

Количественные зависимости потенциалов вызванной поляризации от силы поляризующего тока и изменения $\Delta U_{ВП}$ от времени τ после выключения тока для различных ископаемых углей не изучены. Выявление этих зависимостей позволит использовать их для исследования качества углей, а также минерального состава вмещающих пород.

§ 39. Искажения диаграмм потенциалов вызванной поляризации пород

При регистрации диаграмм потенциалов вызванной поляризации иногда могут возникать искажения, обусловленные поляризацией электродов, индукцией, непостоянством потенциалов $U_{сп}$, утечками тока и прочими причинами.

Когда ток идет по буровому раствору, он частично проходит и через измерительный электрод M, поляризуя последний. Так как плотность тока в буровом растворе зависит от удельного сопротивления окружающих пород, то от последнего зависят потенциалы при поляризации электрода M, искажающие замеры $U_{ВП}$.

Обнаружить наличие потенциалов электродной поляризации $U_{эп}$ можно при контрольных измерениях в воде, которая не создает заметных потенциалов $U_{ВП}$. Изменение в этих условиях потенциала электрода M после включения тока указывает на его поляризацию. Обычно потенциалы $U_{эп}$ свинцового электрода M имеют отрицательный знак. Поэтому потенциалы $U_{ВП} + U_{эп}$ в породах высокого сопротивления уменьшаются, когда поляризующий ток имеет положительное направление (положительная аномалия $U_{ВП}$), и увеличиваются при токе отрицательного направления (отрицательная аномалия $U_{ВП}$). С целью уменьшения влияния поляризации электрода M на измерения $U_{ВП}$ необходимо пользоваться трехэлектродным зондом AMA с утопленным измерительным электродом M.

Искажения диаграмм $U_{ВП}$, обусловленные индукцией, выражаются в плавном изменении потенциалов $U_{ВП}$ с глубиной. Для уменьшения влияния индукции необходимо пользоваться зондами с бифилярной проводкой токовой линии (зонд AMA-B). При наличии искажений, созданных влиянием индукции, обработку диаграмм $U_{ВП}$ производят по отношению к условной нулевой линии потенциалов, проведенной через значение $U_{ВП}$ в аргиллитах и глинах. От этой линии в дальнейшем отсчитывают величину потенциалов $U_{ВП}$.

Искажения диаграмм $U_{ВП}$ вызываются также резкими колебаниями потенциалов $U_{сп}$ (индустриальные помехи и т. п.), так как последние включаются в измеряемую величину потенциалов $U_{ВП}$. Для уменьшения этих помех необходимо принимать меры, указанные в § 38.

Утечки тока создают значительные искажения диаграмм $U_{ВП}$. Признаком появления утечек тока является наличие существенных потенциалов $U_{ВП}$ в глинах и аргиллитах. Необходимо также следить, чтобы при измерениях $U_{ВП}$ возможно дольше сохранялась неизменной частота поляризующего тока, так как непостоянство последней, как было указано выше, создает искажения в замерах $U_{ВП}$.

§ 40. Исследование угольных пластов и вмещающих пород

Метод потенциалов вызванной поляризации пород позволяет выявлять в разрезе скважины угольные пласты и некоторые вмещающие породы. Угольные пласты любого марочного состава выделяются на диаграммах $U_{ВП}$ аномалиями одного знака (рис. 151), а именно: положительными при положительной полярности тока электрода A и, наоборот, отрицательными при отрицательной полярности тока электрода A.

Из вмещающих пород резкими аномалиями потенциалов вызванной поляризации выделяются также песчаники. По характеру диаграммы $U_{ВП}$ во многих случаях удается разграничить угольные пласты и песчаники. Как правило, против угольных пластов фиксируются локализованные аномалии $U_{ВП}$ значительной амплитуды (рис. 152), а песчаники отмечаются более расплывчатой по форме кривой $U_{ВП}$ и меньшими значениями потенциала. Алевролиты и аргиллиты, как правило, по диаграммам $U_{ВП}$ не разграничиваются.

С помощью специальных приемов интерпретации диаграмм $U_{ВП}$ во многих случаях можно выделить угли и песчаники более надежно. Для

этого в изучаемом интервале разреза многократно регистрируются кривые $U_{вп}$ с токами разной силы или производятся измерения $U_{вп}$ с зондами разного размера. В первом случае по результатам измерения строятся графики зависимости $U_{вп} = f(I)$, их угловой коэффициент в большинстве случаев выше для углей, чем для песчаников (см. рис. 10). При измерениях с зондами разного размера в углях нередко аномалии можно

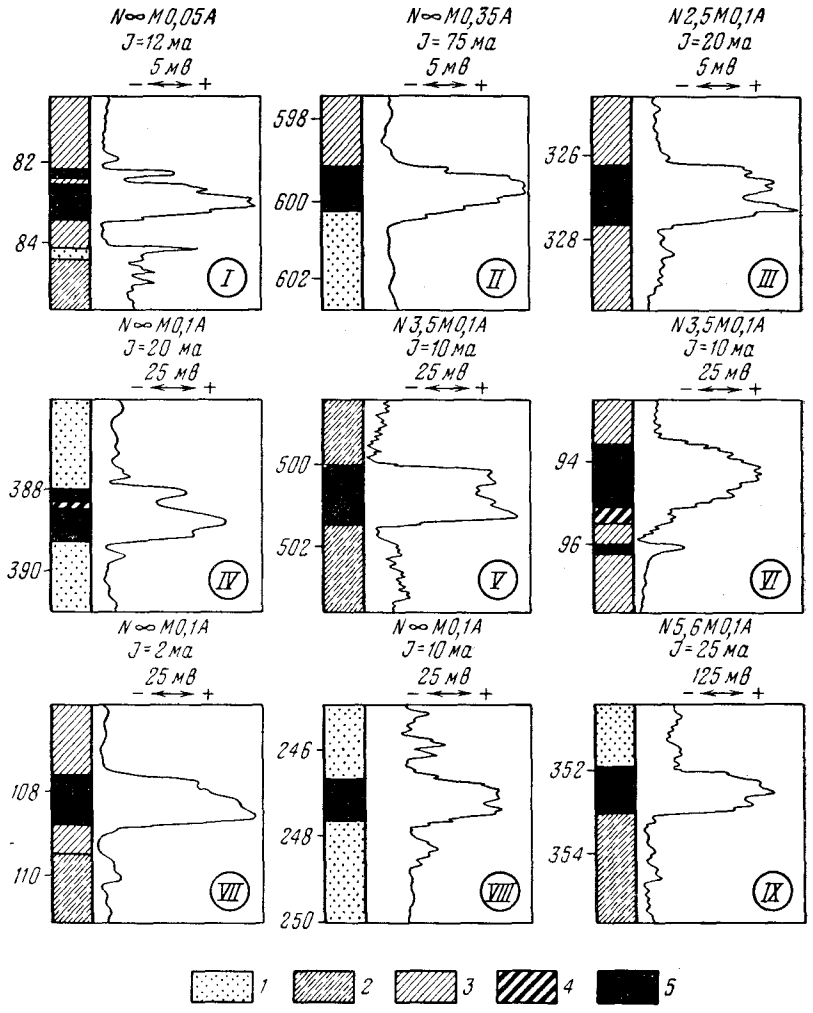


Рис. 151. Диаграммы потенциалов вызванной поляризации на угольных пластах в различных бассейнах, зарегистрированные при положительной полярности заземления A

I — Подмосковный (марка Б); *II* — Средняя Азия (марка Д); *III* — Львовско-Волынский (марка Г); *IV* — Забайкалье (марка Г); *V* — Печорский (марка Ж); *VI* — Кузнецкий (марка К); *VII* — Карагандинский (марка ОС); *VIII* — Донецкий (марка ПА)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

зарегистрировать со значительно бóльшим размером зонда, чем в песчаниках. Указанная работа является трудоемкой, и выделение углей в разрезе более эффективно может быть выполнено другими геофизическими методами.

Как было указано, кривые зависимости $U_{вп} = f(I)$ не одинаковы для разных угольных пластов одной марки. Это объясняется влиянием зольности, а иногда и мощности угольных пластов. С увеличением мощности пластов до некоторого предела и уменьшением их зольности кру-

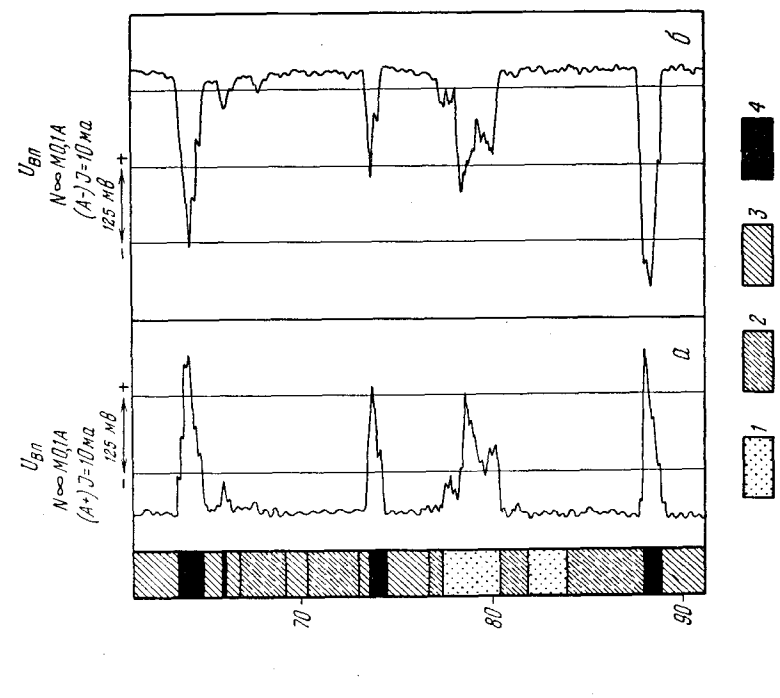


Рис. 153. Аномалии потенциалов вызванной поляризации, зарегистрированные на угольных пластах и пластах песчаника

а — при положительной полярности электрода A; *б* — при отрицательной полярности электрода A

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

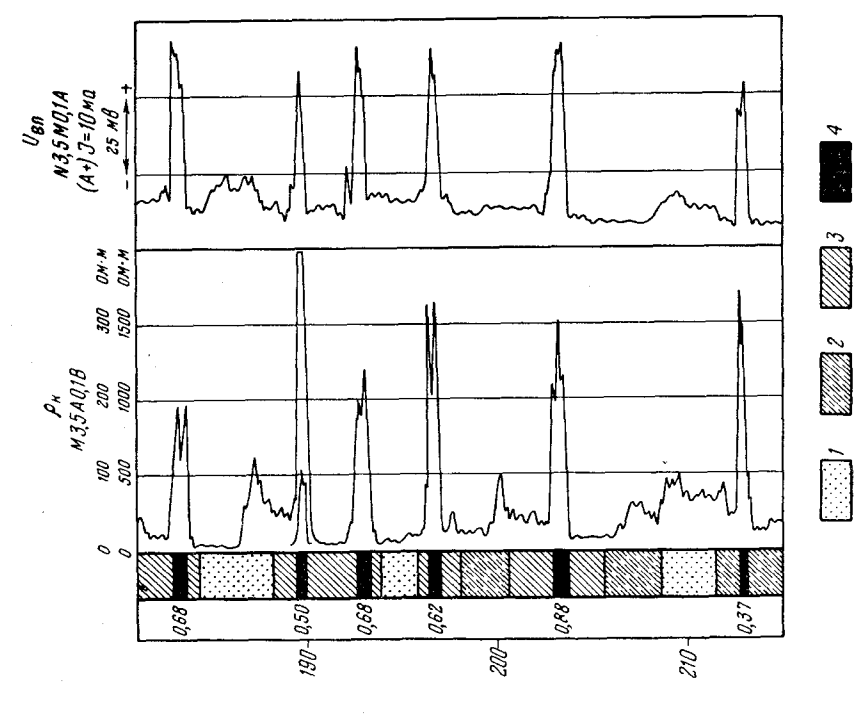


Рис. 152. Аномалии потенциалов вызванной поляризации на угольных пластах

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

тизна кривых $U_{вп} = f(I)$ возрастает. Это позволяет использовать метод потенциалов вызванной поляризации для определения зольности углей.

Необходимо отметить особенность диаграмм $U_{вп}$, заключающуюся в том, что песчаники высокого сопротивления на диаграммах $U_{вп}$ выделяются аномалиями (рис. 153). По характеру проявления потенциалов вызванной поляризации песчаники можно разделить на две категории: высокоактивные песчаники, которые аналогично угольным пластам создают значительные аномалии $U_{вп}$, и песчаники низкой активности, часто не выделяющиеся среди других вмещающих пород. Следовательно, метод потенциалов вызванной поляризации может быть использован для

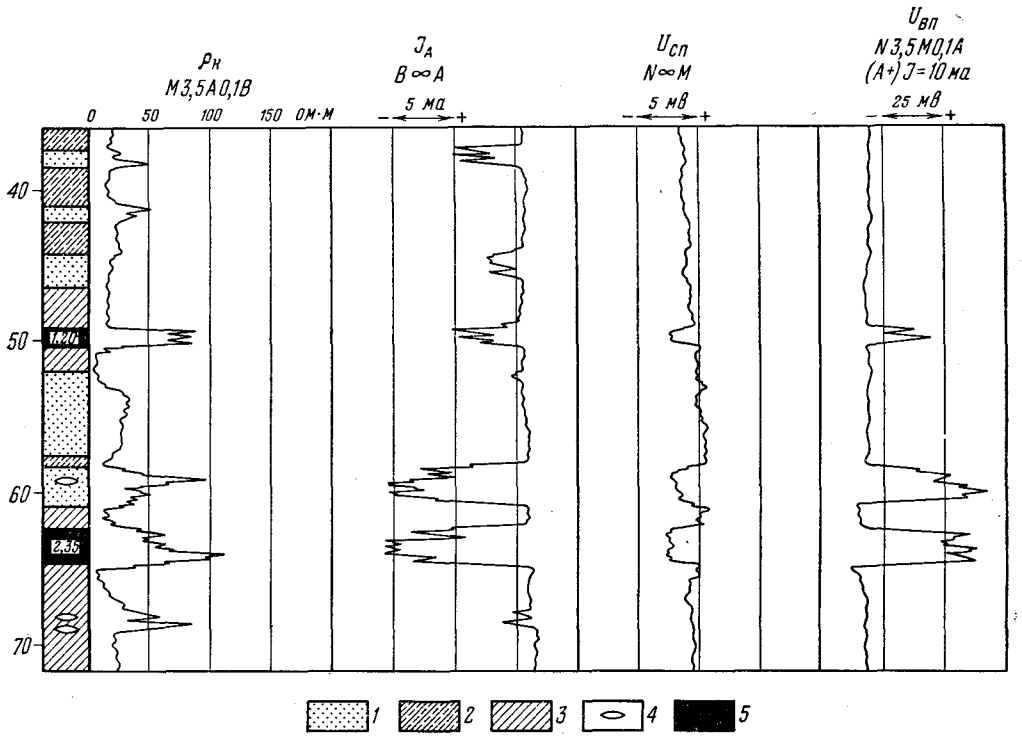


Рис. 154. Диаграммы электрометрии, зарегистрированные на угольных пластах и во вмещающих породах

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — конкреция; *5* — уголь

изучения не только углей, но и вмещающих пород, в частности, песчаников. Этот вопрос несомненно заслуживает внимания.

На рис. 154 представлен разрез, в котором среди песчаников невысокого сопротивления отчетливо выделяются по диаграммам $\rho_к$ и I_A конкреционные прослои. По диаграммам $U_{вп}$ и $U_{сп}$ из этих прослоев только один, залегающий вблизи кровли нижнего угольного пласта, отмечается отчетливо. Следовательно, в данном случае причина возникновения аномалий на диаграммах $U_{сп}$ и $U_{вп}$, по-видимому, одинакова и возможно имеет окислительно-восстановительную природу.

Рассмотрим разрез скважины месторождения тощих каменных углей (рис. 155), Этот разрез слабо дифференцирован по кажущимся сопротивлениям, а на диаграмме $U_{вп}$ угольные пласты и углистые сланцы выделились с большей отчетливостью. Величина аномалии $U_{вп}$ против углистого сланца меньше, чем против угля, что качественно указывает на зависимость величины этих аномалий от зольности.

На рис. 156 представлен разрез скважины по буроугольному месторождению, где самые высокие сопротивления имеют песчаники. Здесь наиболее значительные аномалии $U_{вп}$ были отмечены против угольных пластов.

Как показывает практика, во вмещающих угли породах наиболее значительные аномалии $U_{вп}$ наблюдаются в некоторых песчаниках и известняках. Среди аргиллитов аномалии $U_{вп}$ не отмечаются и редко фиксируются среди алевролитов.

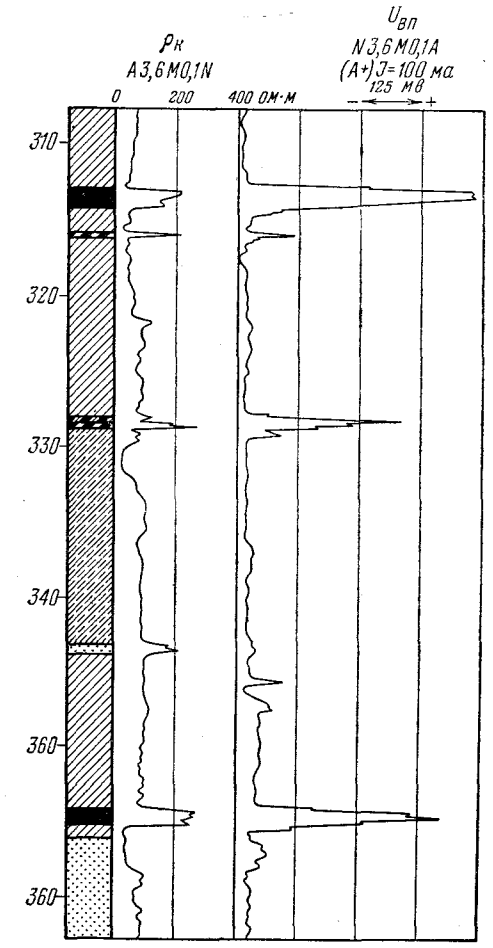


Рис. 155. Аномалии потенциалов вызванной поляризации на пластах углей и углистых аргиллитов (Донбасс)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углисто-глинистый аргиллит; *5* — углистый аргиллит; *6* — уголь

Метод потенциалов вызванной поляризации позволяет уточнить структуру угольных пластов, в особенности в угольных пачках сложного строения, когда явления экранирования на диаграммах $\rho_к$ затрудняют решение этой задачи градиент-зондами, как это имеет место, например, в случае, приведенном на рис. 157. По диаграмме $\rho_к$ градиент-зонда в нижнем пласте практически отмечается только его подошва. По диаграмме $U_{вп}$ имеется возможность выявить всю совокупность пластов, слагающих пачку, и выделить прослой углистого аргиллита в нижнем пласте. На рис. 158 приведена группа угольных пластов, из которых два нижних сильно заэкранированы на кривой $\rho_к$ последовательного градиент-зонда. На кривой $U_{вп}$ все эти пласты выделяются достаточно четко.

Однако не во всех случаях по диаграммам $U_{вп}$ удается отметить границы угольных пластов и выявить их структуру. Так, например, на рис. 159 отчетливо выделенный по диаграмме $\rho_к$ тонкий прослой углистого аргиллита в верхнем угольном пласте почти не прослеживается на диаграмме $U_{вп}$, что может быть объяснено его малой мощностью. Тонкие породные прослои (меньше 10 *см*) в угольных пластах, как правило, не выделяется методом потенциалов вызванной поляризации, если используются обычные измерительные установки.

Таким образом, метод потенциалов вызванной поляризации является менее эффективным для выявления угольных пластов и изучения их структуры по сравнению с методом кажущихся сопротивлений. Тем не менее диаграммы $U_{вп}$ весьма полезны при интерпретации, так как нередко дают дополнительные сведения об угольных пластах и вмещающих породах.

Вернемся к примеру, приведенному на рис. 85, где показано влияние диаметра скважины на диаграмму потенциалов вызванной поляризации пород. При первоначальном исследовании скважины в интервале уголь-

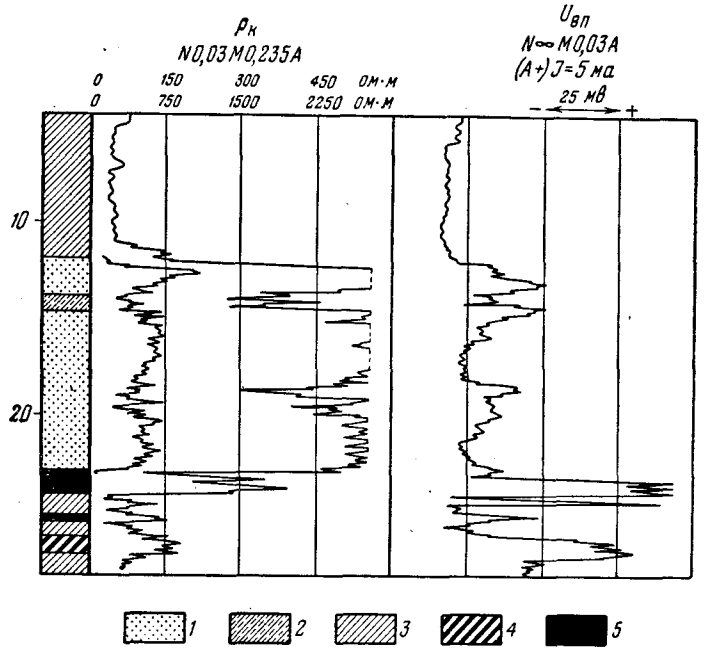


Рис. 156. Диаграммы потенциалов вызванной поляризации и кажущегося сопротивления, зарегистрированные в угольных пластах и вмещающих породах

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

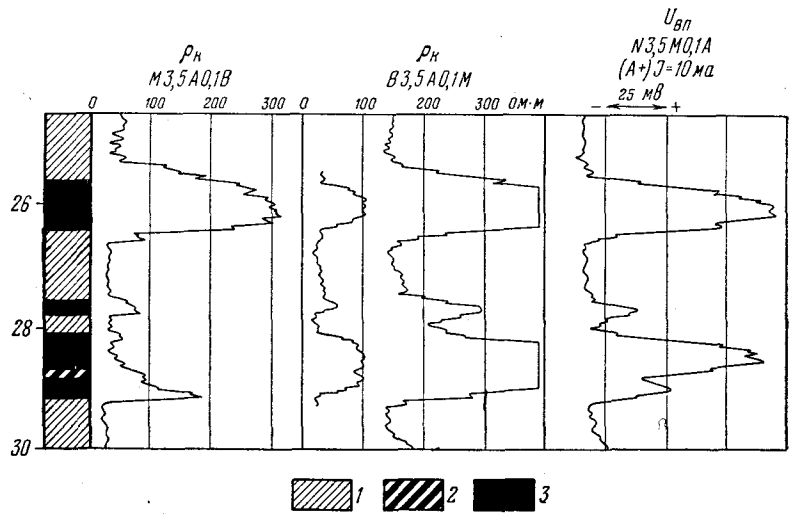


Рис. 157. Изучение структуры угольных пластов по диаграммам потенциалов вызванной поляризации

1 — аргиллит; *2* — углистый аргиллит; *3* — уголь

ного пласта по всей его мощности имелась небольшая каверна с общим диаметром 165 *мм*. Эта каверна не оказала существенного влияния на диаграммы $\varrho_к$, I_A и $U_{вп}$. Пласт имел простое строение и на указанных диаграммах выделился по закону одиночного мощного угольного пласта.

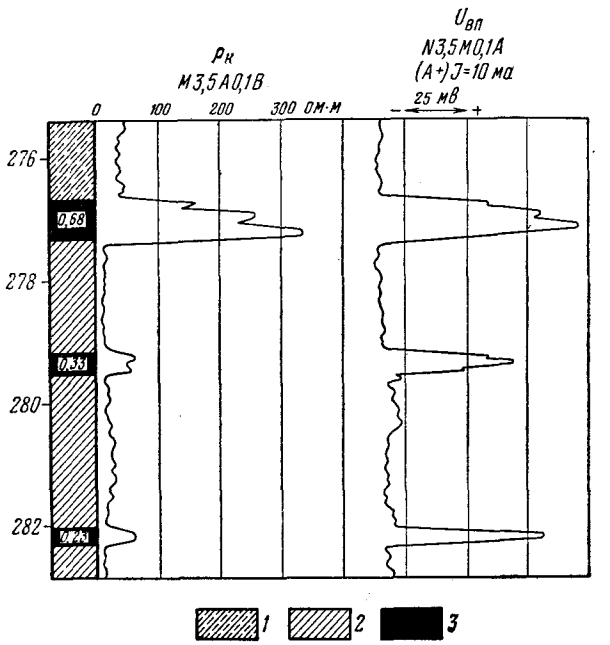


Рис. 158. Пример выделения угольных пластов в разрезе скважины по диаграммам потенциалов вызванной поляризации

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь

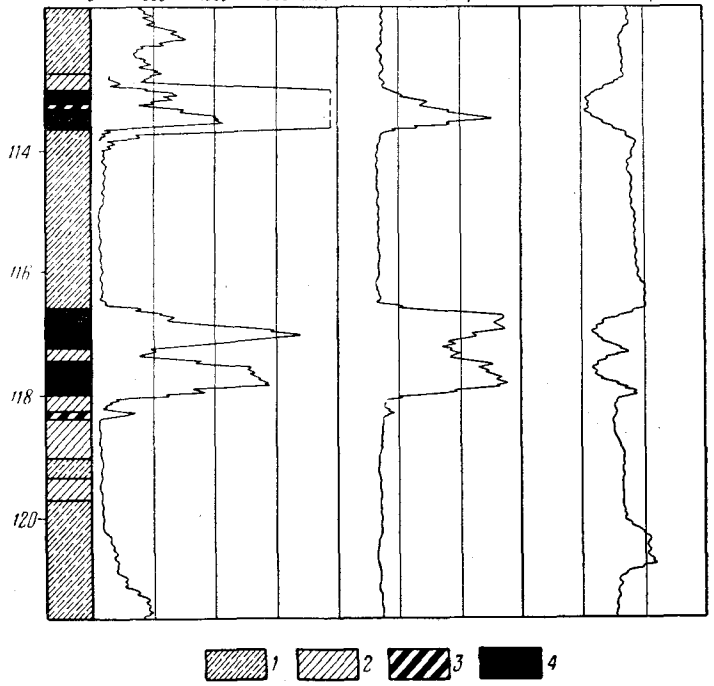


Рис. 159. Диаграммы потенциалов вызванной и собственной поляризации на угольных пластах сложного строения

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

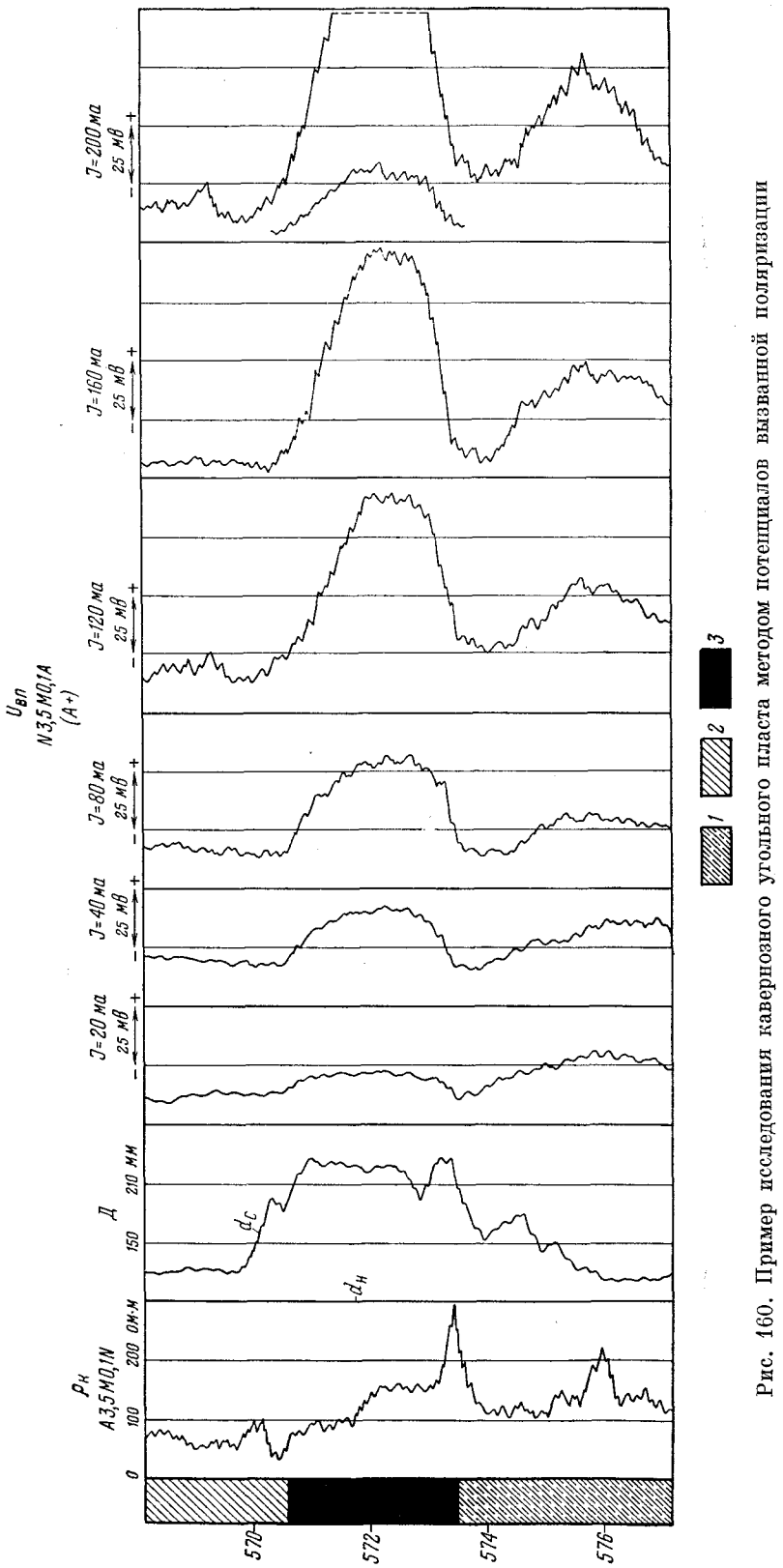


Рис. 160. Пример исследования кавернозного угольного пласта методом потенциалов вызванной поляризации

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь

Затем данный пласт был опробован углерезом по всей его мощности, после чего диаметр каверны превысил 250 *мм*. Зарегистрированные вторично диаграммы $\varrho_к$ и I_A оказались сильно искаженными (особенно кривая I_A), и не дали возможности определить строение пласта. На диаграмме $U_{ВП}$ неравномерность опробования пласта углерезом практически не отметилась, т. е. изменение диаметра скважины оказало значительно меньшее влияние на диаграмму $U_{ВП}$. Влияние глубокой каверны отразилось только в общем уменьшении амплитуды аномалии $U_{ВП}$. Таким образом, метод потенциалов вызванной поляризации может быть с большой эффективностью использован для исследования разрезов кавернозных скважин.

Рассмотрим второй пример исследования угольного пласта, в котором образовалась глубокая каверна со средним диаметром 240 *мм* по всей мощности пласта (рис. 160). Вследствие глубокой каверны указанный пласт плохо выделяется на диаграмме $\varrho_к$. Исследование пласта методом потенциалов вызванной поляризации при разных силах поляризующего тока (от 20 до 220 *ма*) показало, что при малой силе тока пласт нечетко выделяется на диаграммах $U_{ВП}$, но с увеличением силы тока амплитуда пики, соответствующей пласту, увеличивается.

В то же время величина потенциала вызванной поляризации во вмещающих породах возрастает незначительно, что соответствует, например, зависимостям, показанным на рис. 10. Это обстоятельство позволяет изучать — определять мощность и строение — методом потенциалов вызванной поляризации угольные пласты, в которых образовалась каверна. Однозначность интерпретации объясняется тем, что в случае образования каверны в непродуктивных породах, имеющих слабую прочность (рыхлых или сыпучих), аномалии $U_{ВП}$ не наблюдаются. Те же вмещающие породы, в которых возникают аномалии $U_{ВП}$, аналогичные угольным пластам, как правило, являются плотно сцементированными песчаниками и известняками, обладают бóльшей механической прочностью по сравнению с углем и рыхлыми вмещающими породами и не образуют при бурении скважин каверн.

На основании всего изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Метод потенциалов вызванной поляризации не является достаточно эффективным методом для однозначного выявления угольных пластов и литологического расчленения пород в разрезах скважин. В настоящее время он должен использоваться как вспомогательный метод для уточнения разреза, а иногда и выявления угольных пластов. Однако потенциальные возможности этого метода полностью не установлены, и его эффективность может быть значительно повышена, в частности, за счет следующих мероприятий:

а) перехода на измерение $U_{ВП}$ только со специальными зондами;

б) использования при интерпретации параметра $A_{в,э} = \frac{\Delta U_{ВП}}{\Delta U_{\varrho}}$;

в) изучения зависимостей $A_{в,э}$ от силы поляризующего тока I и времени τ, прошедшего с момента выключения тока, от марочного состава, сернистости и зольности углей.

2. Метод потенциалов вызванной поляризации может использоваться с большой эффективностью для исследования разрезов кавернозных скважин.

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

РАДИОАКТИВНЫЕ И ДРУГИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Общие сведения о радиоактивных методах исследования скважин

Наличие дифференциации горных пород по их радиоактивным свойствам позволяет использовать последние для исследования разрезов скважин (см. глава I, § 6). С этой целью в настоящее время применяются следующие радиоактивные методы: естественного гамма-излучения (гамма-метод или сокращенно ГМ), рассеянного гамма-излучения (гамма-гамма-метод или ГГМ), нейтронный гамма-метод (НГМ), нейтрон-нейтронный по тепловым и надтепловым нейтронам (ННМ-т и ННМ-н), изотопов (ГМИ) и метод активации (наведенной активности или НА).

Гамма-методом исследуются разрезы скважин путем изучения естественного гамма-излучения пород, составляющих эти разрезы.

Методом рассеянного гамма-излучения изучается эффект рассеяния гамма-лучей при облучении пород источником гамма-квантов. Интенсивность указанного рассеяния связана с плотностью пород.

Нейтронный гамма-метод позволяет расчленять породы на основании изучения вторичного гамма-излучения (гамма-излучения радиационного захвата), возникающего в этих породах при взаимодействии нейтронов, иммисируемых источником, с ядрами элементов пород. Интенсивность данного излучения связана с поглощающими и замедляющими нейтронными свойствами пород.

Нейтрон-нейтронные методы используют зависимость плотности тепловых и надтепловых нейтронов от замедляющих и поглощающих свойств пород. Эти свойства зависят от химического состава пород.

Методом радиоактивных изотопов изучается интенсивность гамма-излучения изотопов, вводимых в породу в процессе бурения (изотопами активируется буровой раствор) или при последующей промывке скважины этими растворами. Метод дает возможность выявлять в разрезах скважин пористые пласты.

В методе наведенной активности изучаются периоды полураспада и интенсивность гамма-излучения радиоактивных изотопов, образовавшихся при облучении пород нейтронами. Производя сопоставление результатов измерений с табличными данными, можно установить содержание тех или иных элементов, а следовательно, и полезных ископаемых в изученных породах.

В радиоактивных методах исследования скважин при решении поисковых задач с каждым годом все шире используется спектроскопия измеряемого излучения, что позволяет значительно повысить избирательную способность методов особенно таких, как например, наведенной активности. Радиоактивные методы широко применяются в промысловой геофизике особенно при изучении нефтяных скважин. Для исследования разрезов угольных скважин в настоящее время широко применяются два метода: естественного и рассеянного гамма-излучений.

ГЛАВА X

МЕТОДЫ ЕСТЕСТВЕННОГО ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ И ИЗОТОПОВ

§ 41. Измерение интенсивности гамма-излучения

Горные породы обладают различной интенсивностью естественного гамма-излучения, что позволяет использовать этот параметр для изучения геологических разрезов скважин [17, 43, 81, 82, 84, 136, 137, 141, 159, 181, 232, 254, 255, 278].

Для определения интенсивности радиоактивного излучения используются разрядные и сцинтилляционные счетчики [37, 137, 232]. Первые представляют собой цилиндрическую стеклянную трубку, заполненную газом при пониженном давлении — 100—200 *мм рт. ст.* Внутренняя поверхность трубки покрыта металлом (медью или вольфрамом) и является катодом. Вдоль оси трубки натянута тонкая металлическая проволока, концы которой закреплены в изоляторах, закрывающих трубу с обоих ее торцов. Эта проволока (нить) служит анодом. Между нитью и стенками трубки создается с помощью батареи высокая разность потенциалов (около 1000 *в*).

При попадании в счетчик быстрой частицы (α или β) она производит ионизацию газа, в результате чего возникает разряд, создающий импульс тока в цепи счетчика. Счетчик устроен так, что разряд через него прекращается сразу же, как только прекратится в нем ионизация газа. Следовательно, попадание в счетчик каждой ионизирующей частицы создает кратковременный ток (импульс). Счетчик соединяется с электронной схемой, усиливающей и суммирующей регистрируемые излучения таким образом, что показания измерительного прибора, установленного на выходе, будут пропорциональны скорости счета (числу импульсов, зарегистрированных в единицу времени).

В сцинтилляционных счетчиках [37, 137, 232, 254, 255] используются кристаллы некоторых соединений иодистого цезия, иодистого натрия и органических соединений, в которых возникают световые вспышки при прохождении через них гамма-лучей. Кристалл оптически соединяется с фотокатодом фотоумножителя, который преобразовывает световые вспышки в импульсы тока. Большим преимуществом сцинтилляционных счетчиков является их высокая эффективность, что позволяет резко уменьшить размеры индикаторов излучения и, следовательно, обеспечить более надежное выделение и, главное, создать спектрально-чувствительную аппаратуру [232]. Сцинтилляционные счетчики, применяемые при радиоактивных исследованиях скважин, имеют длину, не превышающую 5 *см*, в то время как общая длина разрядных счетчиков достигает 60 *см*.

Следует заметить, что радиоактивный распад протекает неравномерно во времени. Поэтому индикатор гамма-излучения в одинаковых

условиях и в одном и том же пласте будет отмечать различное количество гамма-импульсов в разное время. При этом измеряемые величины гамма-излучения будут колебаться около некоторого среднего значения, которое и является характеристикой радиоактивных свойств породы и может рассматриваться как истинное. Случайные же отклонения от этого среднего (истинного) значения измеряемой величины гамма-излучения — статистические флуктуации — не отображают определенных свойств породы, а являются выражением характера процесса радиоактивного распада.

Флуктуации радиоактивного излучения осложняют процесс измерений гамма-излучения и вносят ошибки в эти измерения. Уменьшения данных ошибок можно добиться путем статистического осреднения измеряемой величины за длительный промежуток времени и путем увеличения скорости счета регистрируемых импульсов в единицу времени. Осреднение измеряемого гамма-излучения за определенный промежуток времени достигается при регистрации диаграммы путем включения в схему прибора специального интегрирующего контура, который суммирует зафиксированные счетчиком импульсы гамма-излучения за некоторое время, пропорциональное постоянной τ этого контура.

Чем больше постоянная времени, тем меньше будет сказываться флуктуация и тем менее иззубрена диаграмма вследствие флуктуации излучения. Однако увеличение постоянной времени требует соответственного замедления скорости движения индикатора (скорости подъема снаряда из скважины). При больших значениях τ измеряемая величина гамма-излучения осредняется в большом интервале глубин, вследствие чего тонкие пласты не выделяются на диаграмме, а у более мощных нечетко выделяются их контакты. Поэтому на практике наиболее оптимальные размеры постоянной времени τ и скорости подъема кабеля устанавливаются экспериментально.

В зависимости от конструкции и технической характеристики индикаторы гамма-излучения будут отмечать в единицу времени различное количество импульсов естественного гамма-излучения в одних и тех же породах. Поэтому диаграммы радиометрии, полученные с разными приборами или источниками излучения, обычно количественно не сопоставимы между собой, что затрудняет их интерпретацию. Для устранения этого недостатка требуется специальное эталонирование всей радиоактивной аппаратуры в стандартных единицах измерения.

Для измерения интенсивности гамма-излучения пород индикатор гамма-излучения устанавливается в герметическом стакане (рис. 161), который опускают на кабеле в скважину. Импульсы тока, возникающие в индикаторе, усиливаются, при помощи кабеля подаются на поверхность скважины, где снова усиливаются, формируются и, пройдя интегрирующую ячейку, регистрируются с помощью самопишущей аппаратуры, показания которой градуированы в числа импульсов (зарегистрированных гамма-квантов) в минуту. Полученная диаграмма интенсивности гамма-излучения I_γ показывает относительное изменение естественной радиоактивности различных пород, пересеченных скважиной.

Эта диаграмма не дает абсолютных значений гамма-активности изучаемых горных пород, так как регистрируемая величина гамма-излучения зависит не только от радиоактивности горных пород, но и от типа индикатора излучения, скорости движения его по скважине, диаметра последней, радиоактивности бурового раствора и наличия или отсутствия обсадных колонн. Так как влияние перечисленных факторов не всегда можно учесть, на практике пользуются способом относительных измерений. При этом величина естественной радиоактивности пород оценивается условно либо по интенсивности измеренного гамма-излучения, выраженной в единицах мощности дозы гамма-излучения в микрорентген/час, либо в отношении к излучению в опорном пласте с известной

радиоактивностью. Результаты замеров при гамма-методе относятся к точке, находящейся в середине индикатора.

Рассмотрим влияние скважины на диаграммы гамма-метода [17, 79, 84]. Влияние диаметра скважины показано на рис. 162, где приведены расчетные кривые изменения относительной величины интенсивности гамма-излучения в зависимости от толщины слоя бурового раствора между прибором и стенкой скважины. По оси ординат отложены величины отношения интенсивности гамма-излучения I_γ, $\Delta_p \neq 0$, измеренной при определенном диаметре скважины (т. е. при определенной толщине слоя бурового раствора Δp между прибором и стенкой скважины),

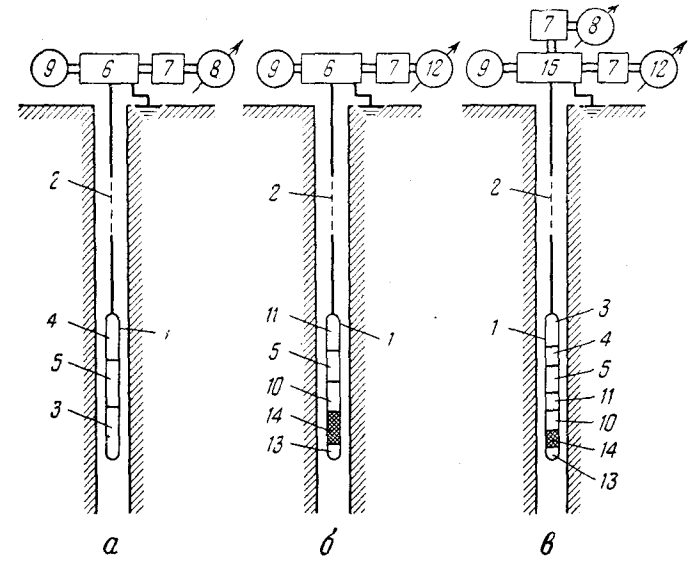


Рис. 161. Принципиальные схемы радиоактивных методов исследования скважин [83]

а — методов естественного гамма-излучения и изотопов, *б* — нейтронных методов и метода рассеянного гамма-излучения; *в* — одновременной регистрации двух параметров, объединяющих схемы *а* и *б*: *1* — скважинный прибор; *2* — кабель; *3* — индикатор естественного гамма-излучения; *4* — каскад предварительного усиления в цепи индикатора *3*; *5* — генератор высокого напряжения; *6* — усилитель и каскад формирования импульсов; *7* — интегрирующая ячейка; *8* — прибор, регистрирующий естественное гамма-излучение и гамма-излучение в методе изотопов; *9* — блок питания; *10* — индикатор гамма-излучения или нейтронов; *11* — каскад предварительного усиления в цепи индикатора *10*; *12* — прибор, регистрирующий плотность медленных нейтронов, нейтронное гамма-излучение или рассеянное гамма-излучение; *13* — источник нейтронов или гамма-лучей; *14* — свинцовый экран; *15* — каскад повторного усиления, разделения и формирования импульсов тока, подаваемых от индикатора *3* и *10*

к интенсивности гамма-излучения I_γ, $\Delta p = 0$, которая наблюдалась бы при отсутствии скважины. По оси абсцисс отложена толщина слоя бурового раствора между прибором и стенкой скважины. Расчет произведен для случая, когда радиоактивность раствора составляет 0,2 радиоактивности породы.

Кривые *1* и *3* рассчитаны для случая, когда индикатор расположен на оси скважины, а кривая *2* для индикатора, расположенного на стенке скважины. Кривые *1* и *2* рассчитаны для случая, когда каверна имеет цилиндрическую форму, а кривая *3* для случая каверны сферической формы. Когда прибор находится на стенке скважины, с увеличением диаметра скважины регистрируемая интенсивность гамма-излучения может уменьшаться вдвое. Первоначально это уменьшение происходит быстро, а затем медленнее и при величине зазора между стенками прибора и скважины, равном 40 *см*, достигает указанного минимума, и дальнейшее уменьшение диаметра скважины практически не сказывается на измеряемой величине гамма-излучения.

При наличии локализованных каверн большого диаметра индикатор обычно не находится на стенке скважины в каверне, а располагается

около ее оси. В данном случае следует пользоваться кривыми *1* и *3*, которые тоже показывают, что сначала происходит резкое падение измеряемой интенсивности гамма-излучения с увеличением диаметра скважины, а затем более медленное, и при величине зазора между стенкой скважины и прибором, равным 60 *см*, интенсивность гамма-излучения достигает величины, близкой к интенсивности гамма-излучения бурового раствора. Из этого следует практический вывод, что в глубоких кавернах с радиусом 60 *см* и больше гамма-метод не дает возможности выделять породы даже при значительном различии гамма-активности и активности вмещающей их среды.

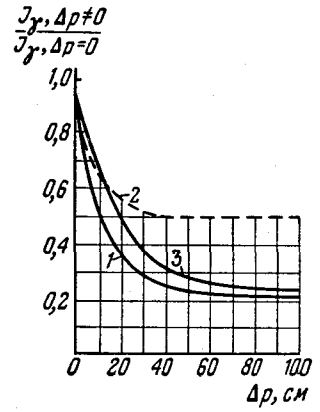


Рис. 162. Влияние диаметра каверны на величину интенсивности естественного гамма-излучения

1 — цилиндрическая каверна, индикатор расположен на оси скважины; *2* — то же, индикатор близ стенки; *3* — сферическая каверна (кривые *1* и *2* вычислены для прибора диаметром 106 *мм*, кривая *3* — для индикатора, находящегося непосредственно в растворе)

Однако наличие таких весьма глубоких каверн в углеразведочных скважинах является редким явлением. Обычно углеразведочные скважины колонкового бурения имеют диаметр около 10 *см*, диаметр многих каверн, как правило, не превышает 25 *см*, что соответствует максимальной величине зазора между стенкой прибора, расположенного по оси скважины, и самой скважиной, равного 9 *см*. При такой величине зазора, как видно из рис. 162, возможно отчетливое выделение пласта, если он по естественной радиоактивности отличается от вмещающих пород.

На практике при бурении угольных скважин часто вместо глинистых растворов применяется чистая вода, которая по величине радиоактивности близка к угольным пластам или даже ниже их. В этом случае, фиксируемые на диаграммах I_γ отрицательные аномалии естественного гамма-излучения, против исследуемых угольных пластов при наличии каверн в скважине в этих интервалах не уменьшаются и даже могут увеличиться. Сказанное подтверждается рис. 163, где приведены диаграммы I_γ и $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные на одном и том же угольном пласте при отсутствии каверны в скважине и наличии ее.

В средней части пласта имеются пачки высокозольного угля и углистых пород, что отчетливо видно на диаграмме тока фокусированного зонда I_ϕ, зарегистрированной при отсутствии каверны в скважине (рис. 163, кривые *а* и *б*). Указанные пачки углистых пород без разграничения их мощности представлены на диаграмме I_γ уменьшением амплитуды аномалии на общем фоне достаточно выразительной отрицательной аномалии всего пласта (см. рис. 163, кривая *в*). Кроме того, амплитуда аномалии в нижней части пласта больше, чем в верхней, что объясняется неоднородностью строения пласта.

Из пласта была отобрана проба углерезом на глубине значительно большей 25 *см* (за пределами возможного измерения каверномером), причем неравномерно по разрезу пласта, так что в верхней части пласта образовалась каверна наибольшей глубины, а в нижней — наименьшей, что видно по диаграмме I_ϕ (см. рис. 163, кривые *а* и *б*). Влияние этой каверны на диаграмме I_γ выразилось в следующем: увеличилась амплитуда отрицательной аномалии по всему пласту, уменьшилась четкость выделения пачек углистых пород в средней части пласта и наибольшего значения амплитуда аномалии достигла не в нижней, а в верхней части пласта, т. е. кривая I_γ в большей степени отражает характер кавернозности и в меньшей степени строение пласта. Следовательно, исследование структуры угольных пластов по гамма-методу в интервалах глубоких каверн следует проводить с осторожностью, так как влияние бурового

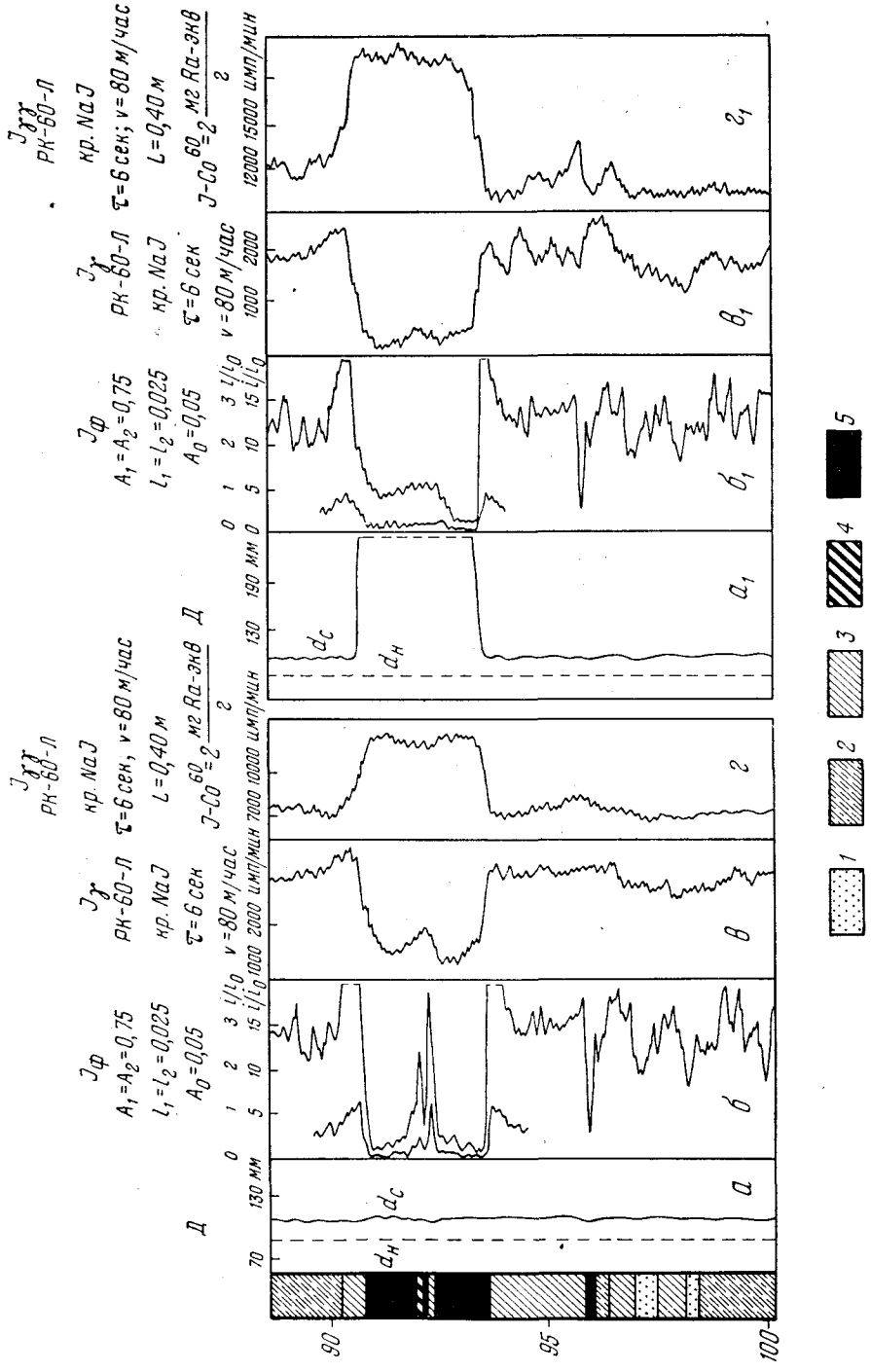


Рис. 163. Влияние диаметра каверны на величину интенсивности естественного и рассеянного гамма-излучений кривые *а*, *б*, *в* и *г* — зарегистрированы в скважине при отсутствии каверны (после опробования пласта углерезом)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углисто-глинистый аргиллит; *5* — уголь

раствора может снивелировать изменение амплитуды кривой I_γ против отдельных угольных и породных пачек пласта на фоне общей большой аномалии I_γ на этом пласте.

Таким образом, влияние бурового раствора на диаграммы гамма-метода сказывается в некотором поглощении гамма-лучей, идущих от породы через слой раствора к индикатору. Это влияние в некавернозной скважине незначительно и примерно одинаково вдоль всей скважины. При применении глинистого раствора его влияние нередко компенсируется повышенной радиоактивностью глины, на которой заготовлен раствор. Минерализация бурового раствора практически не изменяет этого

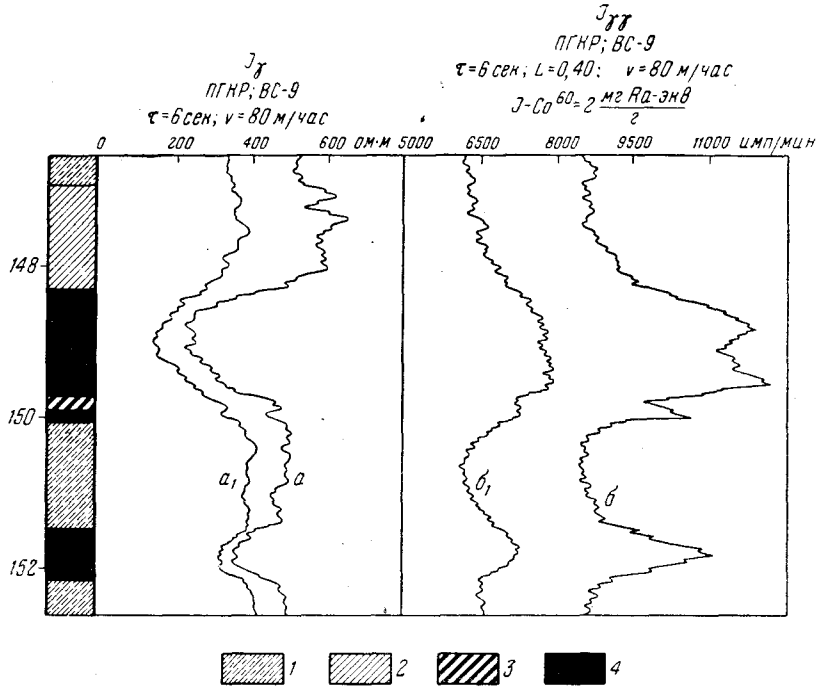


Рис. 164. Влияние обсадных труб на величину интенсивностей естественного и рассеянного гамма-излучений

а и *б* — кривые I_γ и $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные в скважине при отсутствии обсадных труб

a_1 и $б_1$ — то же в скважине, обсаженной трубами

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

влияния (см. рис. 101). Поэтому гамма-метод целесообразно использовать для исследования скважин, заполненных соленым буровым раствором, в условиях которых метод кажущихся сопротивлений малоэффективен. Гамма-метод успешно используется также для исследования разрезов сухих скважин (см. рис. 88).

Влияние колонны обсадных труб на диаграмму I_γ существенно (рис. 164). Металл колонны поглощает часть гамма-лучей, идущих от пород к индикатору, находящемуся в обсаженной части скважины. Вследствие этого при переходе индикатора из необсаженной части скважины в обсаженную на диаграмме I_γ наблюдается уменьшение интенсивности гамма-излучения и степени дифференциации диаграммы (см. рис. 164, кривые *а* и a_1). В среднем интенсивность гамма-излучения в обсаженной части скважины обычно не уменьшается ниже 65% от ее значения в необсаженной части скважины. Таким образом, большая часть гамма-излучения свободно проникает через стенки колонны обсадных труб, что позволяет использовать гамма-метод для исследования разрезов скважин, перекрытых обсадными колоннами.

§ 42. Применение гамма-метода для изучения угольных пластов и вмещающих пород

По результатам измерения естественной радиоактивности горных пород, слагающих разрез скважины, можно производить литологическое расчленение разреза и выделять в нем угольные пласты. Методика применения гамма-метода для изучения геологических разрезов скважин и

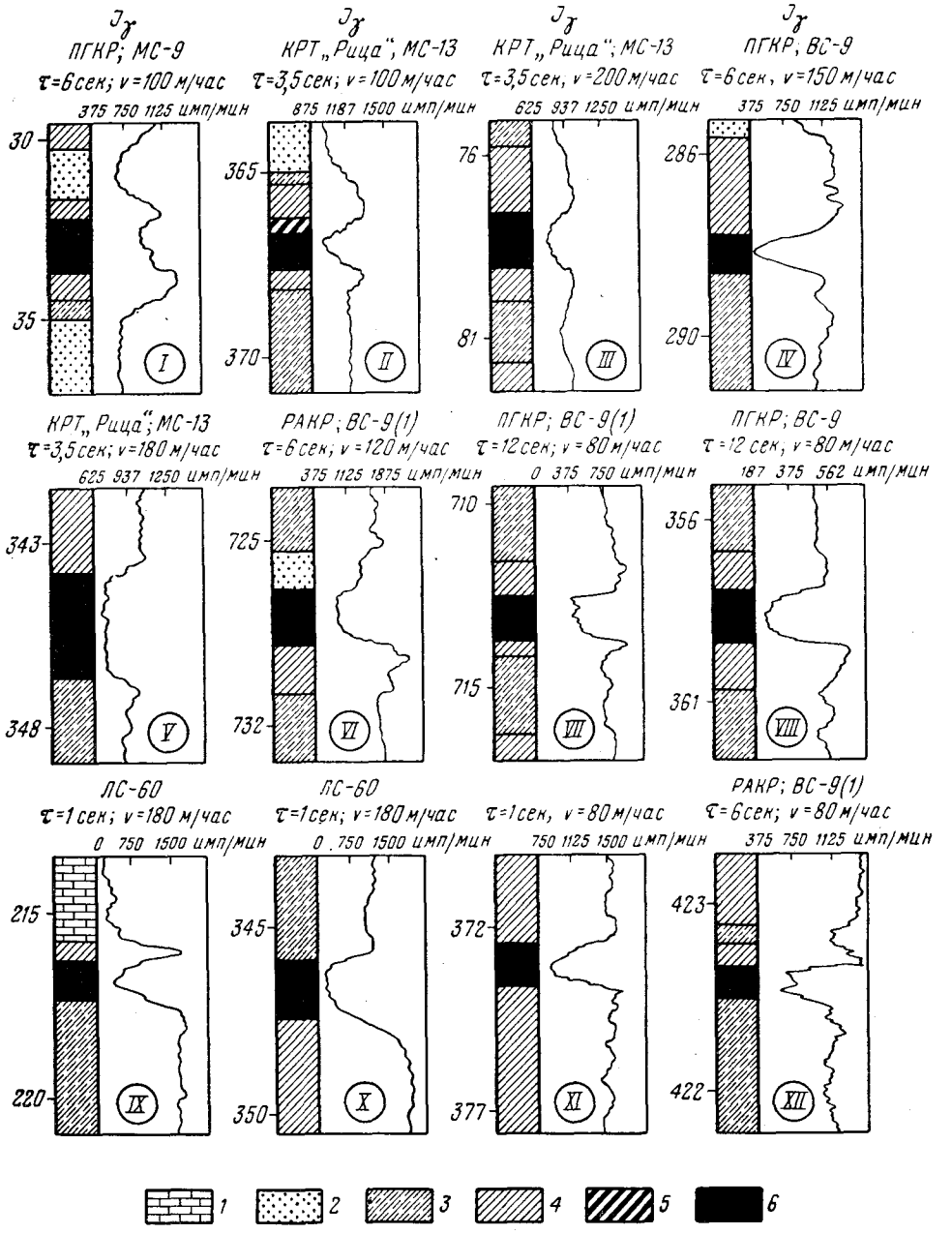


Рис. 165. Диаграммы естественного гамма-излучения, зарегистрированные на угольных пластах и вмещающих породах в различных бассейнах

I — Подмосковном (марка $Б_1$); *II* — Карагандинском (марка $Б_2$); *III* — Карагандинском (марка Д); *IV* — Кузнецком (марка Г); *V* — Карагандинском (марка Ж); *VI* — Донецком (марка К); *VII* — Печорском (марка ОС); *VIII* — Печорском (марка $Т_1$); *IX* — Донецком (марка $Т_2$); *X* — Донецком (марка ПА); *XI* — Донецком (марка ПА); *XII* — Донецком (марка А)

1 — известняк; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — аргиллит; *5* — углистый аргиллит; *6* — уголь

его эффективность в принципе одинаковы для всех угольных месторождений за редкими исключениями (рис. 165). Поэтому рассмотрим практическое применение метода только на нескольких примерах.

На рис. 166 представлен интервал разреза скважины на месторождении длиннопламенных углей. Диаграмма I_γ отчетливо расчленяет разрез по литологии. Из вмещающих пород наибольшей интенсивностью гамма-излучения обладают аргиллиты и наименьшей—песчаники. Алевролиты занимают промежуточное положение. Контакты этих пород достаточно отчетливо выделяются на диаграмме I_γ. Угольные пласты выделяются наиболее низкими значениями гамма-излучения. Так как во многих случаях угольные пласты залегают среди глинистых и аргиллитовых пород, в этом случае на фоне повышенной радиоактивности этих пород угольные пласты выделяются наиболее характерно — глубокими зонами минимума гамма-излучения.

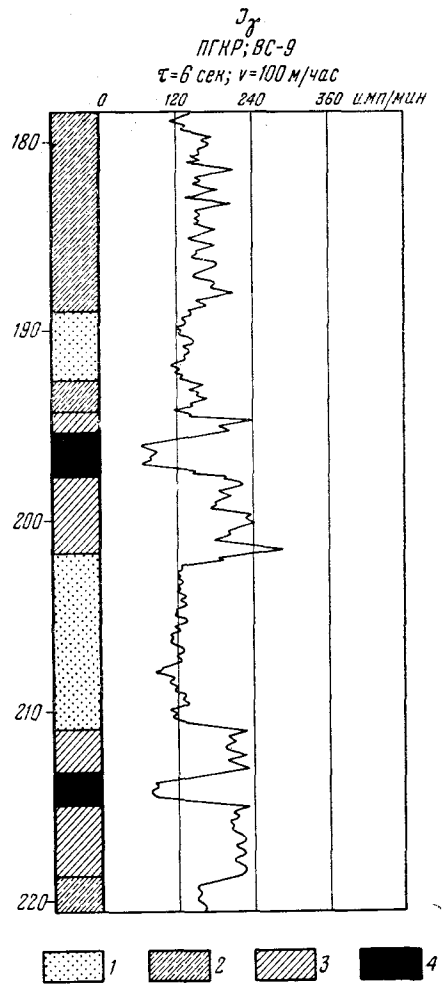


Рис. 166. Расчленение разреза скважины по диаграмме естественного гамма-излучения

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

На месторождении тощих (T_1) каменных углей (рис. 167) из вмещающих пород с наибольшей отчетливостью выделяются песчаники—минимальными значениями, и аргиллиты — максимальными значениями гамма-излучения. Угольные пласты фиксируются отчетливыми резкими аномалиями I_γ, симметричными по форме кривой относительно пласта. Некоторая общая иззубренность диаграммы обусловлена флуктуациями.

На рис. 168 представлены диаграммы $\varrho_к$, grad $U_{сп}$, I_A, I_γ и $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные на другом месторождении тощих (T_2) каменных углей. В данном случае на диаграммах электрометрии угольный пласт не выделяется (кривые *а*, *б*, *в*). По диаграмме I_γ разрез скважины отчетливо разграничивается (кривая *г*). При этом наибольшая интенсивность естественного гамма-излучения наблюдается в аргиллитах и наименьшая в известняках; уголь занимает промежуточное положение между песчаниками и известняками.

Рассмотрим случай, когда по диаграммам I_γ угольный пласт выделяется нечетко (рис. 169). Из вмещающих пород наименьшими значениями I_γ отмечаются конгломераты и наибольшими аргиллиты. Алевролиты имеют пониженную интенсивность гамма-излучения по отношению к аргиллитам и повышенную по отношению к песчаникам. Интенсивность гамма-излучения в угольном пласте ниже, чем в песчанике, но выше, чем в конгломератах. Таким образом, угольные пласты не всегда обладают наименьшей радиоактивностью по сравнению с радиоактивностью вмещающих пород, в связи с чем они не могут быть однозначно выделены в разрезе по этому признаку. Обычно повышенная радиоактивность углей

указывает на увеличение зольности и чаще всего характерна для низкосортных углей.

Если вмещающие породы со стороны подошвы и кровли пласта имеют разный литологический состав и характеризуются разной по интенсивности радиоактивностью, аномалия гамма-излучения, приуроченная к угольному пласту, приобретает асимметричную конфигурацию (см. рис. 169). Если угольный пласт оказывается заключенным в песчаники

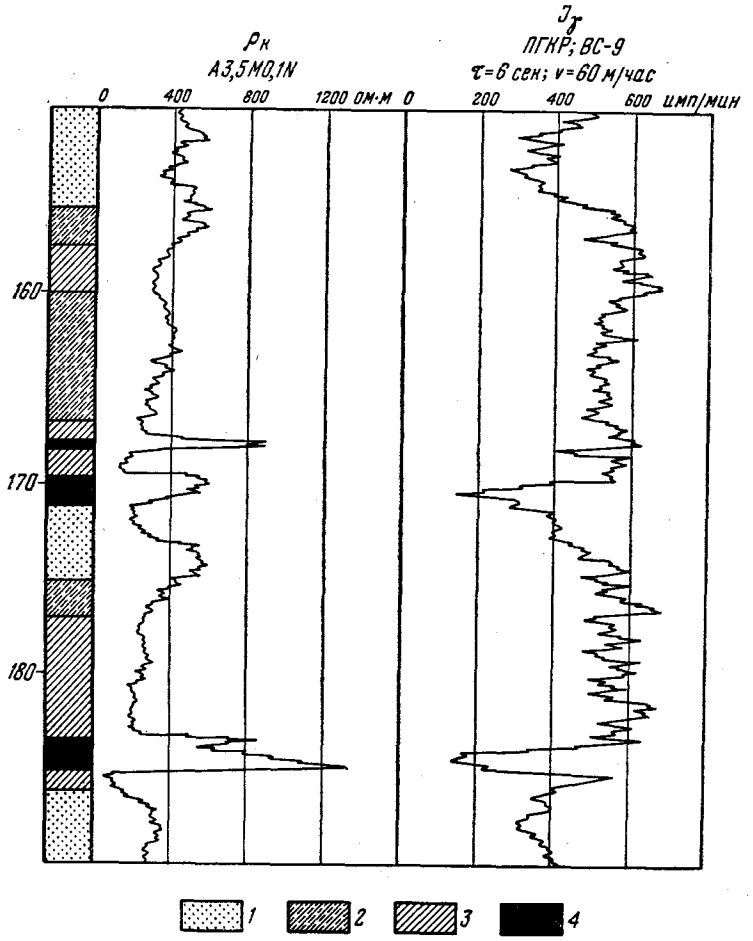


Рис. 167. Диаграммы $\varrho_к$ и I_γ на месторождении тощих углей Печорского бассейна

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

или конгломераты, он может совсем не выделяться по диаграмме I_γ, так как интенсивность гамма-излучения этих вмещающих пород близка к интенсивности угля и даже может быть ниже. В последнем случае вместо выраженной отрицательной аномалии гамма-излучения, приуроченной к угольному пласту, может быть зарегистрировано даже некоторое повышение интенсивности гамма-излучения по отношению к вмещающим породам.

Такие диаграммы гамма-метода не могут быть однозначно интерпретированы без помощи других геофизических методов. Однако аналогичные случаи немногочисленны. Во всех остальных случаях угольные пласты достаточно отчетливо выделяются по диаграммам гамма-метода отрицательными аномалиями и их можно не только выделять, но и изучать их мощности и строение. Следует иметь в виду, что гамма-методом могут

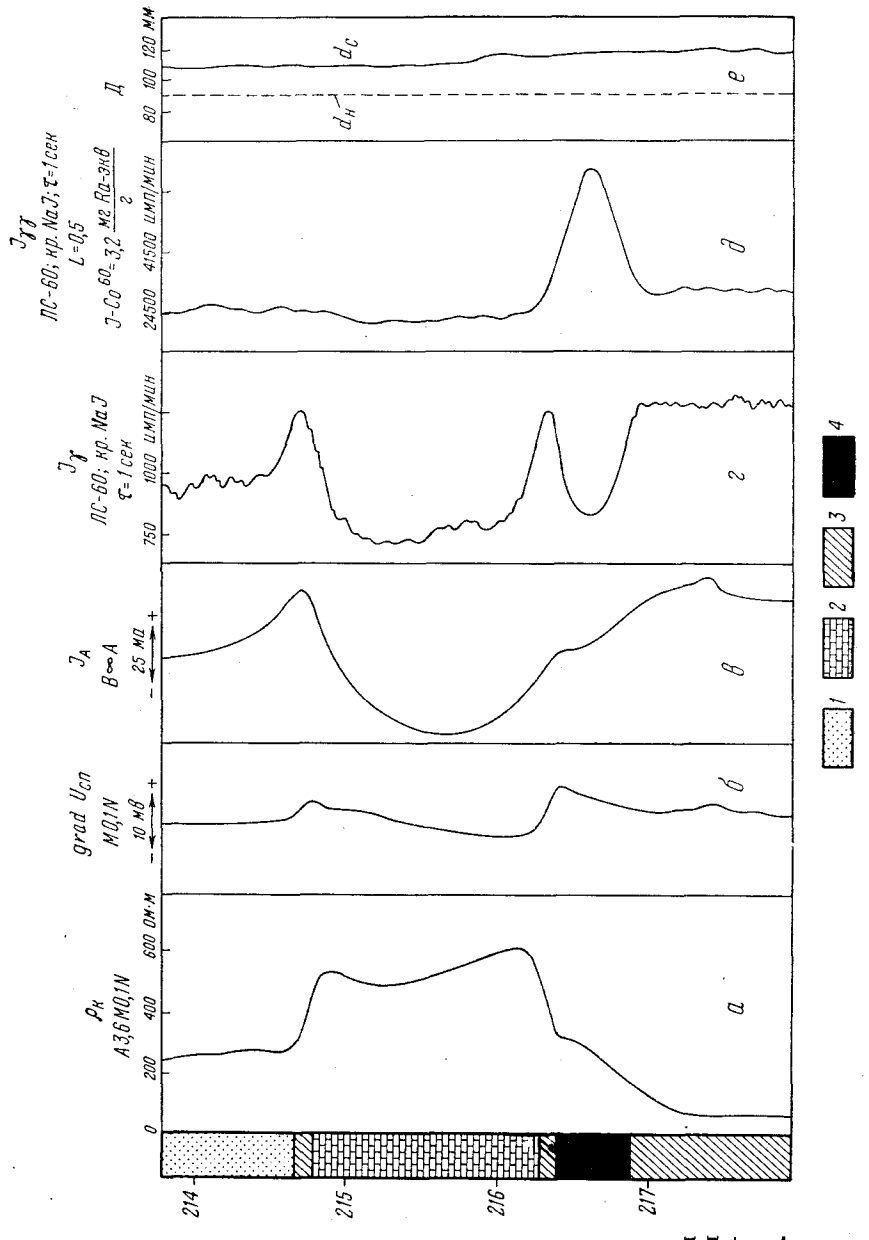


Рис. 168. Диаграммы электрометрии и радиометрии на месторождении тощих углей (T_2) Донбасса (по материалам А. Ф. Михедько)

1 — песчаник; *2* — известняк; *3* — аргиллит; *4* — уголь

выделяться в угольных пластах породные прослои лишь достаточно большой мощности. Тонкие прослои (меньше 0,2 *м*) обычно не отмечаются на диаграммах I_γ.

Рассмотрим пример детального исследования пачки угольных пластов (рис. 170). На кривой гамма-метода достаточно выразительно выделяются эти пласты отрицательными аномалиями, а разделяющие их аргил-

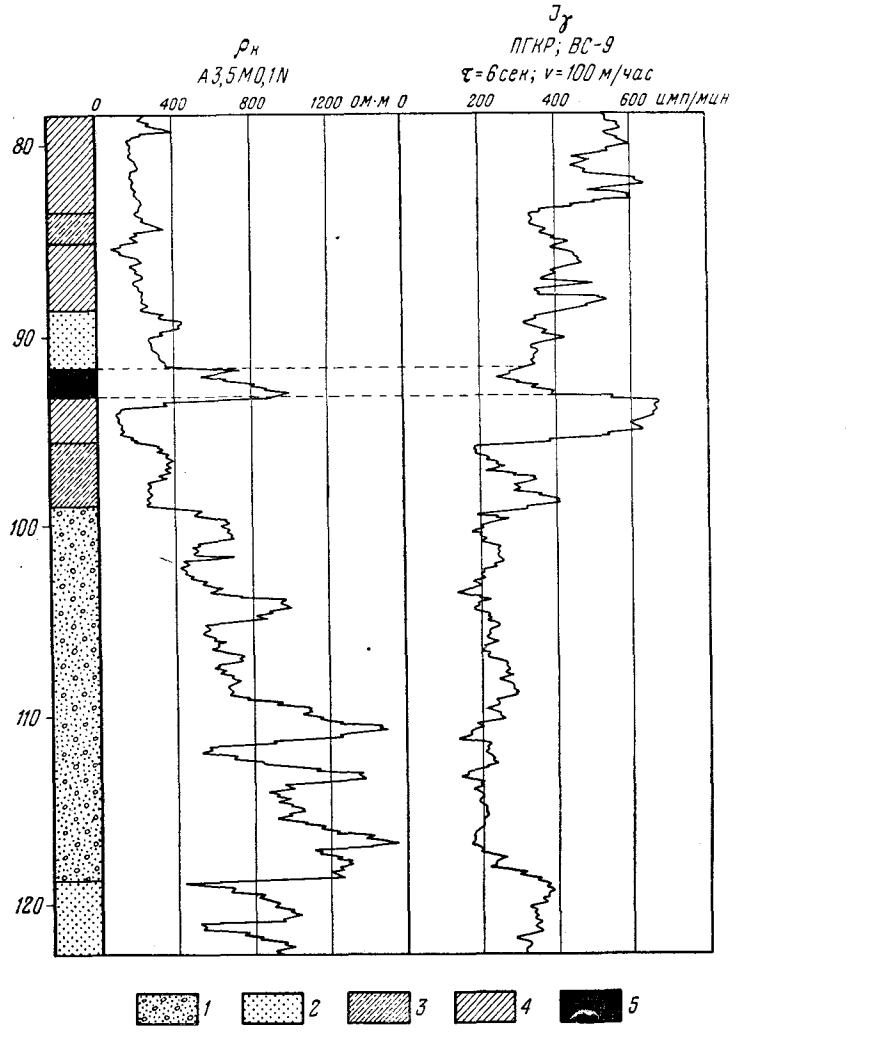


Рис. 169. Литологическое расчленение разреза скважины по диаграммам $\rho_к$ и I_γ

1 — конгломерат; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — аргиллит; *5* — уголь

литовые прослои — повышенной интенсивностью гамма-излучения. Отмеченная в угольном пласте *I* высокозольная пачка в средней его части отмечается некоторым повышением интенсивности гамма-излучения по отношению к остальной части пласта.

На рис. 171 приведен пример исследования мощного угольного пласта, верхняя часть которого перекрыта оставленной в скважине колонковой трубой. Вследствие наличия трубы диаграмма $\rho_к$ градиент-зонда сильно искажена, по ней не представляется возможным выделить угольный пласт и изучить его характеристику. Однако колонковая труба,

перекрывающая часть угольного пласта, не явилась препятствием для его изучения гамма-методом.

Границы пласта четко выделяются по диаграмме I_γ. В нижней части пласта отмечается повышение интенсивности гамма-излучения, обусло-

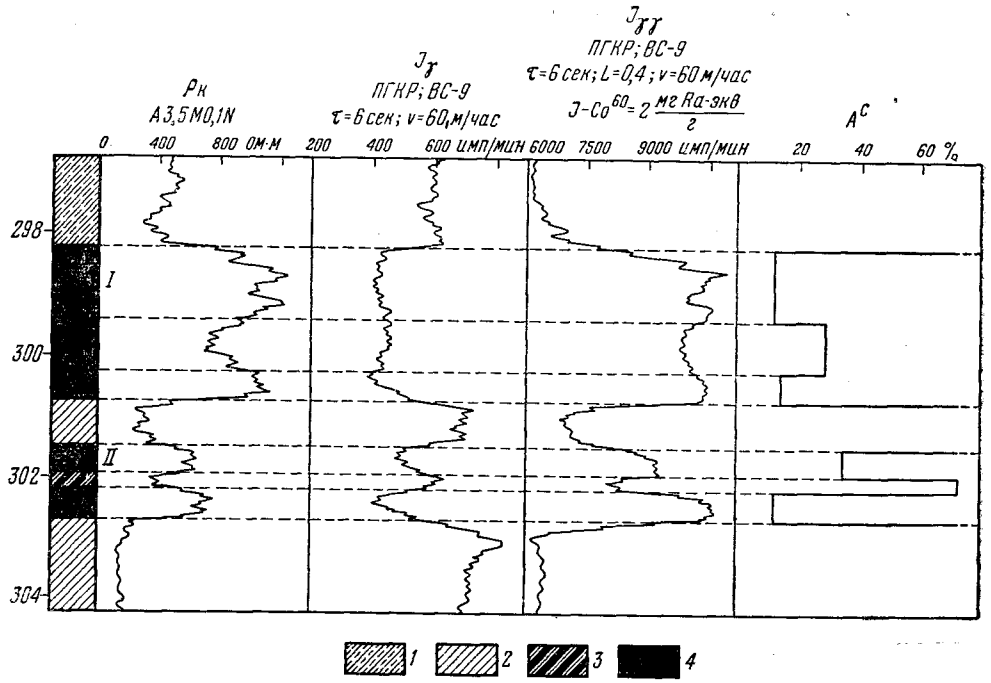


Рис. 170. Сопоставление диаграмм $\rho_к$, I_γ и $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированных в пачке угольных пластов, с зольностью последних

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углисто-глинистый аргиллит; *4* — уголь

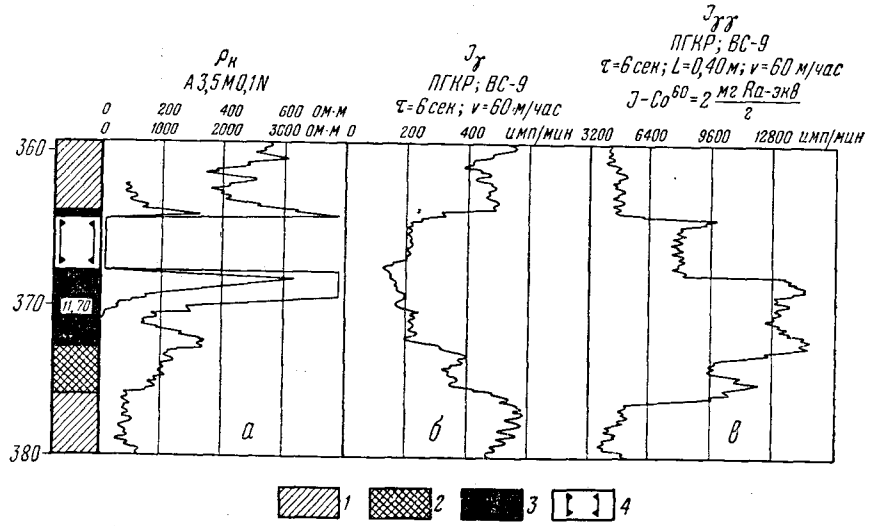


Рис. 171. Исследование угольного пласта, частично перекрытого трубой

1 — аргиллит; *2* — высокозольный уголь; *3* — уголь; *4* — обсадная труба

вленное повышенной зольностью угля в этой части пласта. Для количественных определений зольности необходимо на каждом месторождении выявить количественную связь изменения интенсивности гамма-излучения с зольностью угольных пластов. В принципе это возможно сделать,

так как на отдельных месторождениях угольные пласты, имеющие одинаковую зольность при прочих одинаковых условиях, имеют одинаковую характеристику гамма-излучения. Эти закономерности надо устанавливать применительно к каждому месторождению или определенной их группе, так как на разных месторождениях радиоактивная характеристика угольных пластов может меняться.

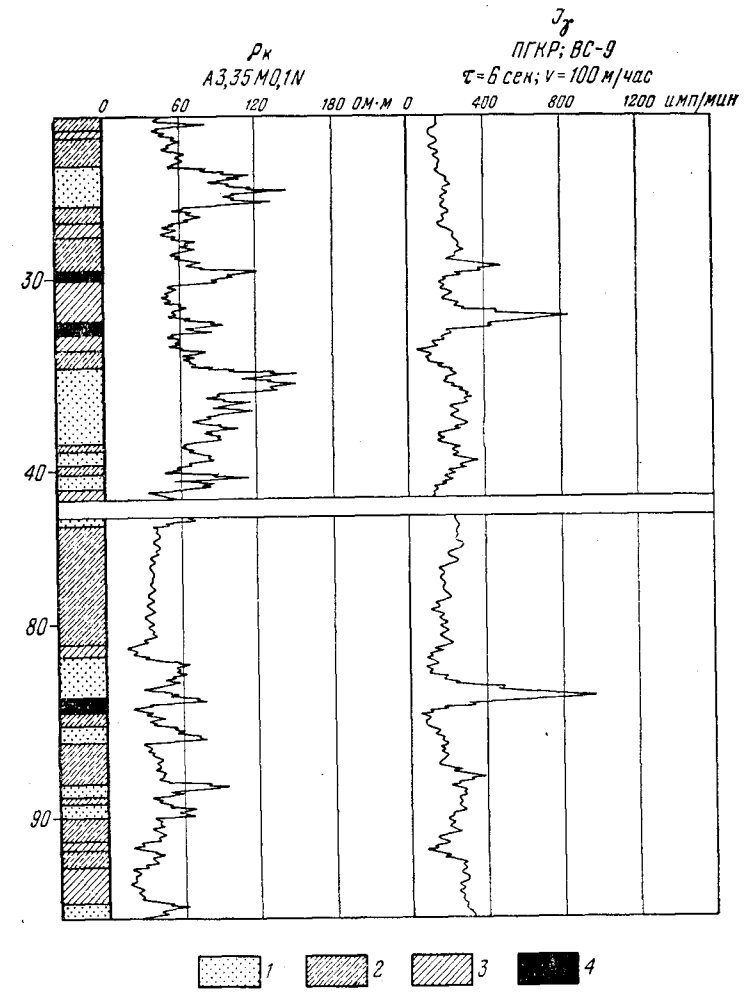


Рис. 172. Пример диаграммы I_γ на месторождении с повышенной интенсивностью естественного гамма-излучения угольных пластов

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

В приведенных примерах угольные пласты характеризовались на диаграммах I_γ отрицательными аномалиями разной амплитуды. Однако имеются отдельные месторождения, где высокозольные угольные пласты характеризуются положительными аномалиями I_γ (рис. 172), что обусловлено повышенной радиоактивностью золы угля. Такие угольные пласты встречаются весьма редко. Более часты случаи, когда угольные пласты по гамма-активности близки к вмещающим породам и плохо от них отделяются. Радиоактивность угля изменяется в широких пределах и измеряемые интенсивности гамма-излучения соответствуют пределам изменения радиоактивности углей — от 1 до 40 $\frac{мкмкг\ Ra\text{-}экв}{г}$.

Диаграммы гамма-метода могут успешно использоваться также для корреляции разрезов скважин. Если в разрезе месторождения имеются литологически выдержанные комплексы, характеризующиеся определенным видом кривой I_γ, это позволяет на этих диаграммах I_γ выделить устойчивые радиоактивные реперы, которые в дальнейшем используются для сопоставления разрезов иногда на весьма значительных расстояниях. Эти реперы могут быть представлены как пониженной, так и повышенной интенсивностью гамма-излучения.

Одновременно с решением задачи поисков и изучения угольных пластов гамма-метод используется для поисков в разрезах скважин высоко радиоактивных пород, как например, урановых и ториевых руд и калийных солей.

Приведенные материалы позволяют сделать следующие выводы.

1. Гамма-метод в комплексе с другими геофизическими методами может эффективно использоваться для литологического расчленения разрезов скважин, а также выделения из этих разрезов угольных пластов.

2. Гамма-метод имеет особенно большое значение при исследовании скважин, заполненных соленым буровым раствором, наличие которого резко понижает эффективность метода кажущихся сопротивлений.

3. Относительно неглубокие каверны, искажающие диаграммы $\varrho_к$, оказывают мало влияния на диаграммы I_γ. Поэтому гамма-метод во многих случаях может эффективно использоваться для изучения разрезов скважин изменяющегося диаметра.

4. Гамма-метод позволяет изучать разрезы скважин, обсаженных колоннами металлических труб; в этих условиях электрометрические методы неприменимы.

5. Гамма-метод в комплексе с другими геофизическими методами может использоваться для изучения угольных пластов: определения глубины их залегания, мощности и строения, а также для проведения корреляции разрезов скважин.

6. Особенно эффективно применение гамма-метода для поисков пород высокой естественной радиоактивности, которые могут содержать промышленные скопления радиоактивных элементов.

§ 43. Метод изотопов

Способ исследования скважин с помощью метода изотопов состоит в следующем [17, 84, 120, 137, 180, 232]. Первоначально изучается естественная радиоактивность горных пород. Затем в скважину вводят растворы, обычно активированные изотопами циркония, цинка, иода или железа. После этого перед производством измерений скважину промывают с целью удаления из нее жидкости, загрязненной изотопами *. В подготовленной таким путем скважине производят повторные исследования гамма-методом с той же аппаратурой, что и в методе естественного гамма-излучения (см. рис. 161). Интерпретация диаграмм $I_{\gamma\,и}$ метода изотопов производится аналогично диаграммам I_γ гамма-метода.

Путем сопоставления кривых $I_{\gamma\,и}$, зарегистрированных в скважине, обработанной радиоактивным раствором, с диаграммой интенсивности естественного гамма-излучения I_γ, первоначально полученной в той же скважине, выделяют на диаграммах $I_{\gamma\,и}$ возникшие аномалии повышенной интенсивности гамма-излучения. Эти аномалии обычно связаны с поглощающими пластами, в которые проник активированный раствор, что позволяет выделять последние в разрезе скважины.

---

* Следует строго соблюдать все правила техники безопасности при работе с открытыми изотопами и обеспечить тщательное захоронение активированного раствора со всеми установленными в этом направлении положениями.

Метод изотопов применяется в нефтяной промысловой геофизике для изучения коллекторских свойств пород, расчленения нефтеносных и водоносных пород, контроля за техническим состоянием скважин и решения некоторых других задач. Для количественных определений коллекторских свойств используется метод отношений [84], при котором исследуемые пласты оцениваются величиной

$$\Delta I_{\gamma\,и} = \frac{I^{\infty}_{\gamma\,и} - \left(I^{\infty}_{\gamma\,и,\,оп}\right)'}{\left(I^{\infty}_{\gamma\,и,\,оп}\right)'' - \left(I^{\infty}_{\gamma\,и,\,оп}\right)'}, \qquad (80)$$

где $I^{\infty}_{\gamma\,и}$, $\left(I^{\infty}_{\gamma\,и,\,оп}\right)'$ и $\left(I^{\infty}_{\gamma\,и,\,оп}\right)''$ — соответственно интенсивности гамма-излучения, приведенные к пластам неограниченной мощности, в изучаемой породе и в опорных пластах с наибольшей и наименьшей искусственной радиоактивностью.

Для исследования угольных скважин метод изотопов пока не используется. Однако он может найти применение для выделения трещиноватых и проницаемых пород, определения местоположения поглощающих горизонтов, изучения направления и скорости движения потоков подземных вод и решения других гидрогеологических и гидротехнических задач [137, 232].

С целью решения гидрогеологических задач в одну из скважин закачивают радиоактивный изотоп в виде соли, растворенной в воде, а в соседних скважинах производят периодическую регистрацию кривых $I_{\gamma\,и}$, что позволяет изучать передвижение радиоактивной воды по исследуемым горизонтам. При этом рекомендуется использовать изотопы с возможно более коротким периодом полураспада (натрий-24, иод-131, железо-58) с тем, чтобы исключить возможность длительного заражения горизонтов активированными веществами. Естественно, что в течение времени исследования использование вод источников категорически запрещается, и они должны сбрасываться в места захоронения, как это предписывается делать с активированными буровыми растворами.

ГЛАВА XI

МЕТОД РАССЕЯННОГО ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ

§ 44. Общие сведения

Методом рассеянного гамма-излучения изучается интенсивность гамма-излучения искусственного источника, рассеянного породами, окружающими скважину [17, 26, 36, 81, 82, 84, 197, 199, 232, 255]. Интенсивность рассеянного гамма-излучения увеличивается с уменьшением плотности среды, окружающей источник (см. главу I, § 6). Поэтому при исследовании разрезов угольных скважин угольные пласты, обладающие значительно меньшей плотностью по сравнению с вмещающими породами, выделяются наиболее четко положительными аномалиями интенсивности рассеянного гамма-излучения. Наиболее низкими значениями рассеянного гамма-излучения характеризуются плотные сильносцементированные конгломераты, известняки и песчаники.

Для получения более дифференцированных диаграмм $I_{\gamma\gamma}$ при исследовании разрезов угленосных месторождений используются источники гамма-квантов достаточно высоких энергий — от 1 *Мэв* и выше. При более низких энергиях гамма-излучения источника интенсивность рассеянного излучения в значительной степени зависит от содержания в породе тяжелых элементов.

Для измерения интенсивности рассеянного гамма-излучения в скважину на кабеле опускается глубинный прибор, содержащий источник гамма-квантов и индикатор интенсивности рассеянного гамма-излучения (см. рис. 161, *б*, *в*). В качестве гамма-источника применяются радиоактивные изотопы Co^{60}, Cs^{134}, Sb^{124}. Индикатор вместе с источником гамма-излучения называется гамма-зондом, а расстояние между их центрами принимается за размер зонда. Точка записи относится к середине зонда.

Величина регистрируемой интенсивности рассеянного гамма-излучения зависит не только от плотности пород, но также от диаметра скважины, размера зонда, плотности бурового раствора и ряда других причин. Рассеяние гамма-излучения возникает не только в породах, но и в буровом растворе и так как этот процесс в последнем значительно интенсивнее, чем в окружающих породах, то изменение диаметра скважины и плотности бурового раствора оказывают значительное влияние на измеряемую величину интенсивности рассеянного гамма-излучения.

Для уменьшения влияния бурового раствора на измерения интенсивности рассеянного гамма-излучения целесообразно применять специальное прижимное устройство, обеспечивающее плотное соприкасание глубинного прибора в скважине с ее стенкой, и экранировать прибор со стороны скважины свинцовым экраном. Кроме того, Институтом геофизики Уральского филиала Академии наук СССР сконструированы и используются глубинные приборы с вынесенным из корпуса прибора

индикатором и источником гамма-лучей [232]. С увеличением длины зонда влияние скважины уменьшается, так как увеличивается доля рассеянного гамма-излучения, обусловленного породой, по сравнению с гамма-излучением, рассеянным буровым раствором.

Глубинность исследования пород гамма-гамма-методом весьма мала — около 6—12 *см* для применяемых источников гамма-излучения с энергиями до 1,5 *Мэв*. Эта глубинность может быть несколько повышена путем увеличения энергии источника гамма-излучения. В связи с небольшой глубиной исследования гамма-гамма-метода необходимо учитывать влияние глинистой корки на стенках скважины. Так как плотность глины составляет около 1,5 $г/см^3$, то наличие глинистой корки повышает интенсивность рассеянного гамма-излучения в пластах, плотность которых больше 1,5 $г/см^3$, и, наоборот, понижает в тех пластах, плотность которых меньше плотности корки (например, в углях).

При повышении плотности бурового раствора (тяжелый глинистый раствор) измеряемая интенсивность рассеянного гамма-излучения понижается. Изменение минерализации бурового раствора, связанное с незначительным изменением его плотности, практически не влияет на диаграммы $I_{\gamma\gamma}$. Поэтому гамма-гамма-метод может успешно применяться для исследования скважин с соленым буровым раствором. Гамма-гамма-метод позволяет исследовать также сухие скважины (см. рис. 88).

При увеличении диаметра скважины увеличивается масса бурового раствора, имеющего в угольных скважинах относительно малую плотность, что вызывает повышение измеряемой интенсивности гамма-излучения (см. рис. 163, кривые *г* и $г_1$). Для учета влияния диаметра скважины и особенно ее каверн необходимо измерения $I_{\gamma\gamma}$ комплексировать с измерениями диаметра скважины каверномером.

§ 45. Измерение интенсивности рассеянного гамма-излучения

Глубинный прибор, применяемый в методе рассеянного гамма-излучения, отличается от глубинного прибора, используемого в гамма-методе, тем, что в одной из частей его корпуса устанавливается источник гамма-лучей и свинцовый экран, защищающий индикатор от непосредственного воздействия гамма-излучения, приходящего от источника (см. рис. 161, *б*, *в*). Если в зонде источник помещается в нижней его части, а индикатор в верхней, то такой зонд называется п р я м ы м. В случае перемены местами индикатора и источника зонд называется о б р а щ е н н ы м. Прямой и обращенный зонды практически дают одинаковые результаты.

При записи диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ глубинный прибор перемещается вдоль скважины, при этом производится одновременная регистрация как естественного, так и рассеянного гамма-излучений. Однако в связи с тем, что интенсивность естественного гамма-излучения обычно во много раз (10—15) меньше интенсивности рассеянного гамма-излучения, в этих условиях ее влиянием можно пренебречь.

Для расчленения разреза по плотности горных пород, как указывалось выше, целесообразно применять большие зонды. Однако для больших зондов требуются источники гамма-излучения большой мощности, что нежелательно при практической работе. Кроме того, при больших зондах тонкие угольные пласты с мощностью, меньшей размеров зонда, выделяются нечетко, а у тех пластов, которые имеют достаточно большую мощность и выделяются на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ аномалиями большой амплитуды, неотчетливо отмечается положение контактов.

При малых размерах зондов возможно пользоваться источниками гамма-излучения небольшой мощности, но на кривой $I_{\gamma\gamma}$ в этих случаях сильно сказывается влияние каверн даже незначительных размеров. Поэтому на практике выбирают оптимальный размер зонда L и мощность источника гамма-излучения экспериментальным путем.

Выбор размера зонда и мощности источника

Рассмотрим кривые $I_{\gamma\gamma}$, полученные с различными размерами зондов от $L = 0{,}20$ *м* до $L = 0{,}70$ *м* и при разных мощностях источников гамма-излучения от $I = 0{,}1\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$ до $I = 10\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$.

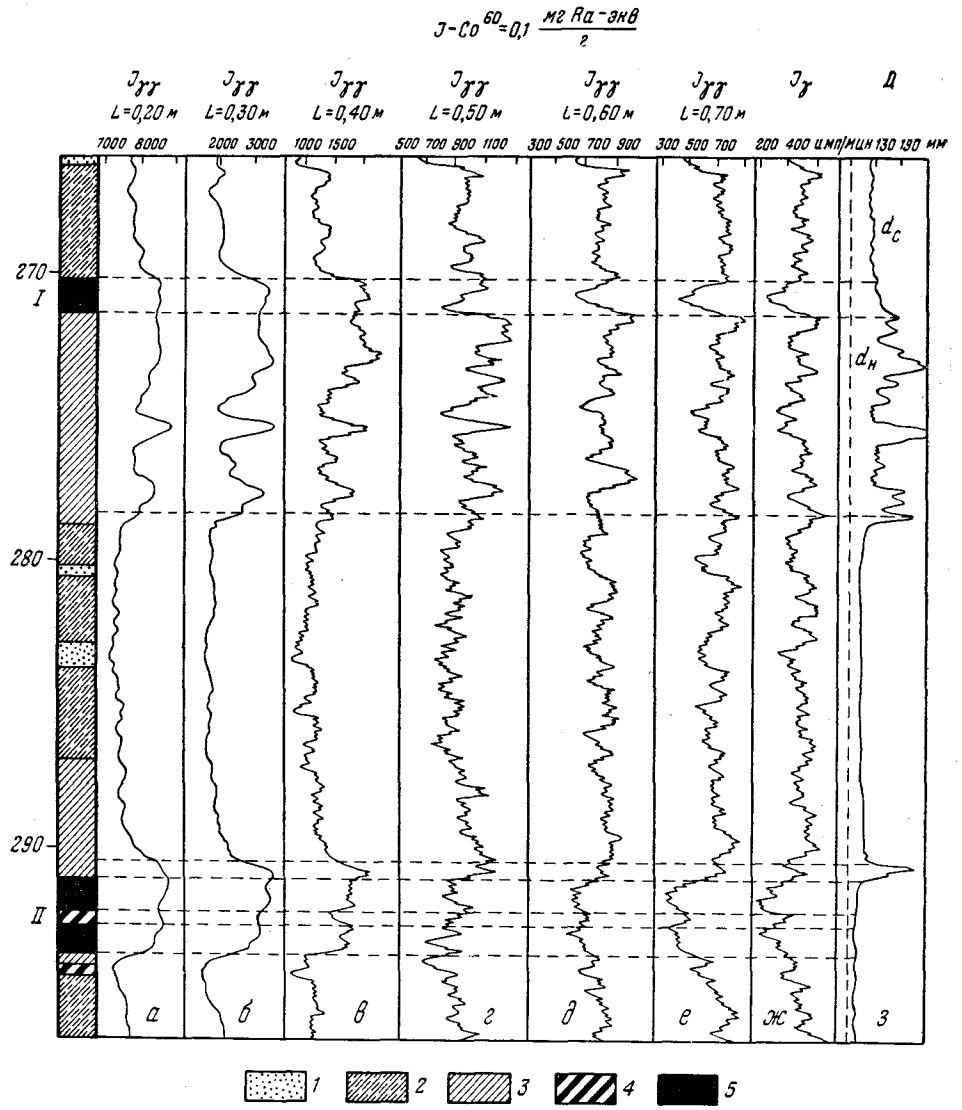


Рис. 173. Диаграммы рассеянного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные с различными зондами, РК-60-Л; индикатор NaI

I—$Co^{60} = 0{,}1\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$; $\tau = 6$ *сек*; $v = 80$ *м/час*;

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

При источнике $I = 0{,}1\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$ возможно выделение угольных пластов по диаграммам $I_{\gamma\gamma}$ при малых размерах зонда, начиная от $L = 0{,}20$ *м* (рис. 173, кривые *а*, *б*). Однако при столь малом размере зонда сильно сказывается влияние скважины, вследствие чего структура угольного пласта *II* выделяется неотчетливо, а угольный пласт *I*, примыкающий к кавернозному интервалу скважины, совсем не выделился. Весь

кавернозный интервал скважины (270—279 *м*), включая и угольный пласт *I*, выделился повышенным значением интенсивности рассеянного гамма-излучения. На этом фоне $I_{\gamma\gamma}$ можно выделить угольный пласт *I* только при средних размерах зонда $L = 0{,}35$—$0{,}40$ *м*, но и то недостаточно четко. Структура угольного пласта *II* наиболее отчетливо выделяется также при зондах данного размера. В кровле пласта *II* находится глубокая каверна

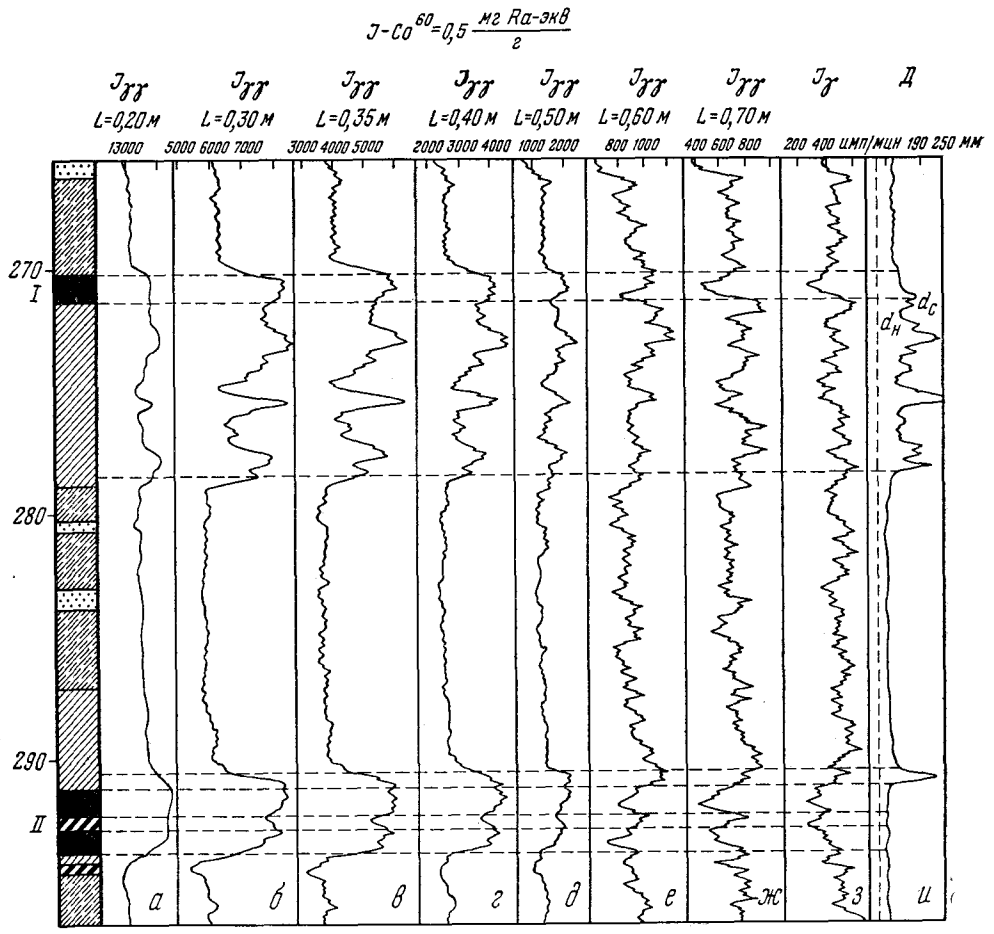


Рис. 174. Диаграммы гамма-гамма-метода $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные с различными зондами, РК-60-Л; индикатор NaI

I—$Co^{60} = 0{,}5\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$; $\tau = 6$ *сек*; $v = 80$ *м/час*

Условные обозначения те же, что и на рис. 173

протяженностью 0,30 *м*, которая выделяется на общем фоне аномалией повышенной интенсивности $I_{\gamma\gamma}$.

При больших размерах зонда, начиная с $L = 0{,}50$ *м* и выше, угольные пласты на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ не выделяются, что объясняется недостаточной мощностью источника. В этом случае практически регистрируется диаграмма естественного гамма-излучения (см. рис. 173, кривые *г*, *д*, *е*, *ж*).

При мощности источника $I = 0{,}5\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$ (рис. 174) получаются аналогичные кривые $I_{\gamma\gamma}$ с наилучшим выделением угольных пластов тоже при средних размерах зонда $L = 0{,}35$—$0{,}40$ *м* (кривые *в*, *г*). Различие состоит только в том, что угольные пласты перестают выделяться, начиная с размера зондов $L = 0{,}60$ *м* и выше. Диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ этих

зондов по своей конфигурации приближаются к кривым I_γ гамма-метода (кривые *е*, *ж*, *з*).

При мощности источника $I = 2\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$ и малом размере зонда $L = 0{,}20\ м$ угольные пласты и каверны на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ совершенно не отмечаются вследствие большого фона, созданного прямым облучением индикатора гамма-лучами источника (рис. 175, кривая *а*). С увеличением размеров зонда на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ появляются аномалии, достигающие наибольшей выразительности при зонде размера $L = 0{,}40—0{,}50\ м$ (кривые *в*, *г*). При дальнейшем увеличении размера зонда до $L = 0{,}70\ м$ хотя и сохраняются аномалии на диаграммах, но уже наблюдаются искажения, обусловленные недостаточной мощностью источника для зонда данного размера (кривые *д*, *е*). Аналогично ведут себя кривые при источнике мощностью $I = \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$ с той лишь разницей, что при зонде с $L = 0{,}70\ м$ характер кривой подобен кривой I_γ.

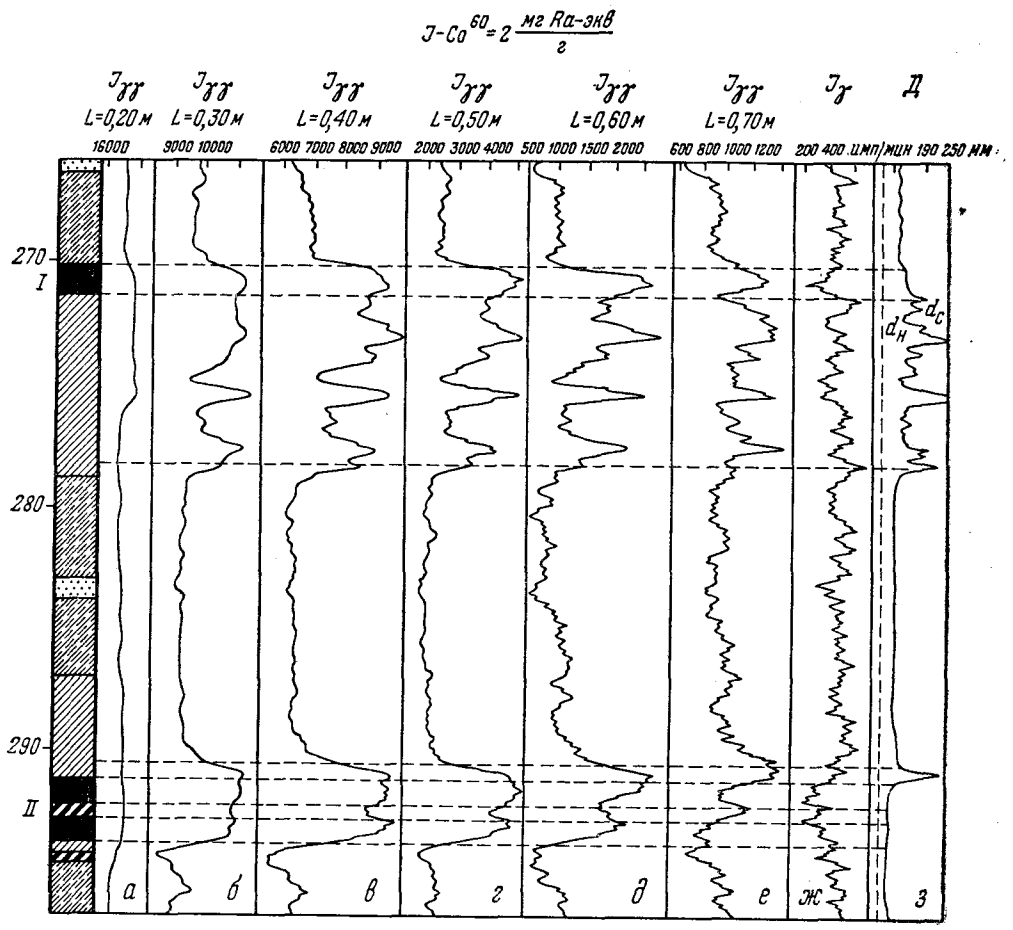


Рис. 175. Диаграммы рассеянного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные с различными зондами, РК-60-Л; индикатор Na I

$I - Co^{60} = 2\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$; $\tau = 6\ сек$; $v = 80\ м/час$

Условные обозначения те же, что и на рис. 173.

При мощности источника $I = 10\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$ аномалии $I_{\gamma\gamma}$ практически не отмечаются при зондах с размерами до $0{,}30\ м$ и слабо выражены даже при зонде с $L = 0{,}40\ м$ (рис. 176 кривые *а*, *б*). Только при дальнейшем увеличении размера зонда они становятся четкими и достигают оптимума при зонде размера $L = 0{,}55\ м$. Выразительность аномалий $I_{\gamma\gamma}$, приуроченных к угольным пластам и кавернам, сохраняется и при зондах больших размеров $L = 0{,}60—0{,}70\ м$, но при этом менее надежно отмечаются границы пластов (кривые *д*, *е*).

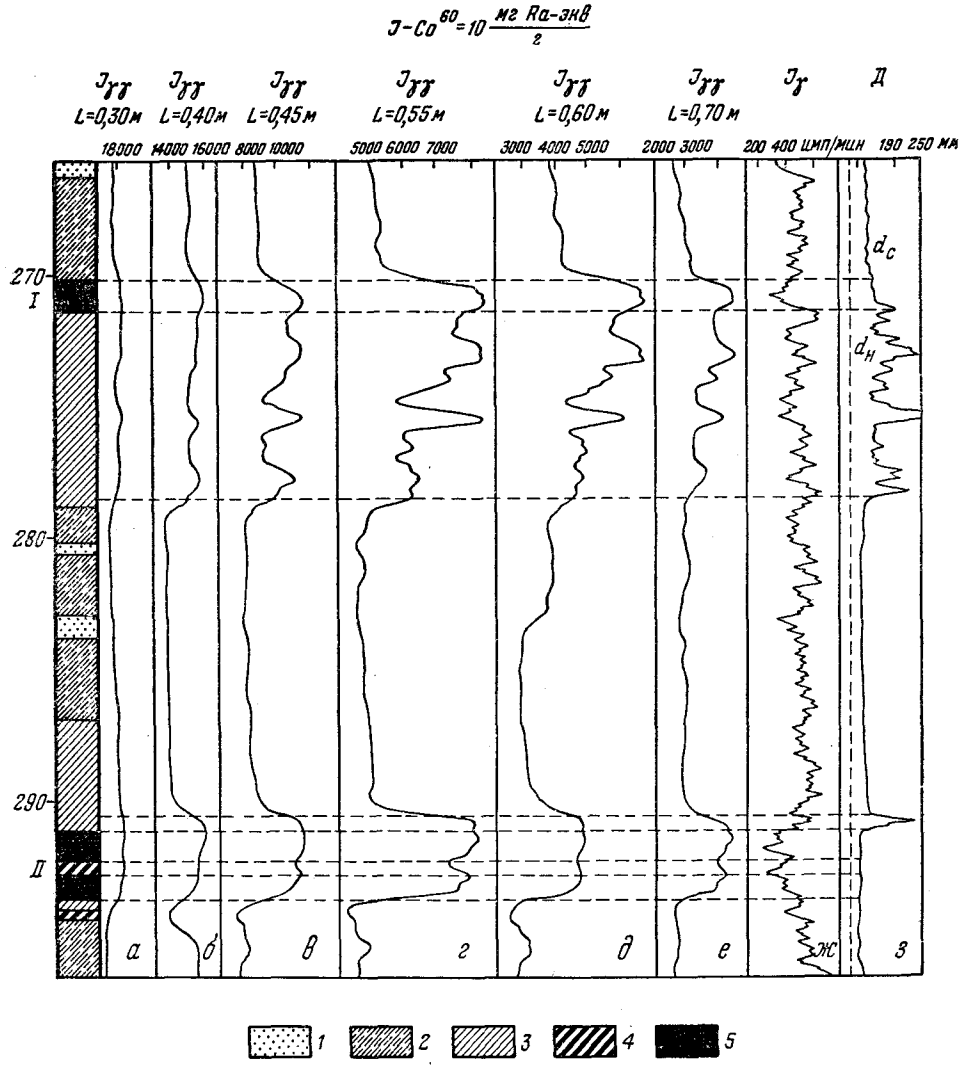


Рис. 176. Диаграммы $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные с различными зондами, РК-60-Л, индикатор Na I

$I - Co^{60} = 10\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$; $\tau = 6\ сек$; $v = 80\ м/сек$

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

Из рассмотренных диаграмм $I_{\gamma\gamma}$ гамма-гамма-метода можно сделать следующие выводы.

1. Зонды малых размеров не пригодны для исследования разрезов скважин вследствие значительного влияния последних.
2. Зонды больших размеров также не пригодны для изучения разрезов скважин, так как при этом аномалии на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ приобретают расплывчатый вид, границы и структура пластов отмечаются неотчетливо.
3. Рациональным зондом для исследования угольных скважин следует считать зонд размером порядка $L = 0{,}40\ м$.

4. С увеличением размеров зондов требуется увеличивать мощность источников. Для зонда с $L = 0{,}40$ *м*, выбранного в качестве стандартного, оптимальная мощность источника может быть принята 1—2 $\frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$.

Выбор постоянной времени и скорости подъема глубинного прибора

Постоянная времени интегрирующей ячейки τ и скорость движения по скважине глубинного прибора v взаимно связаны между собой и поэтому выбор их оптимальных значений необходимо производить одновременно.

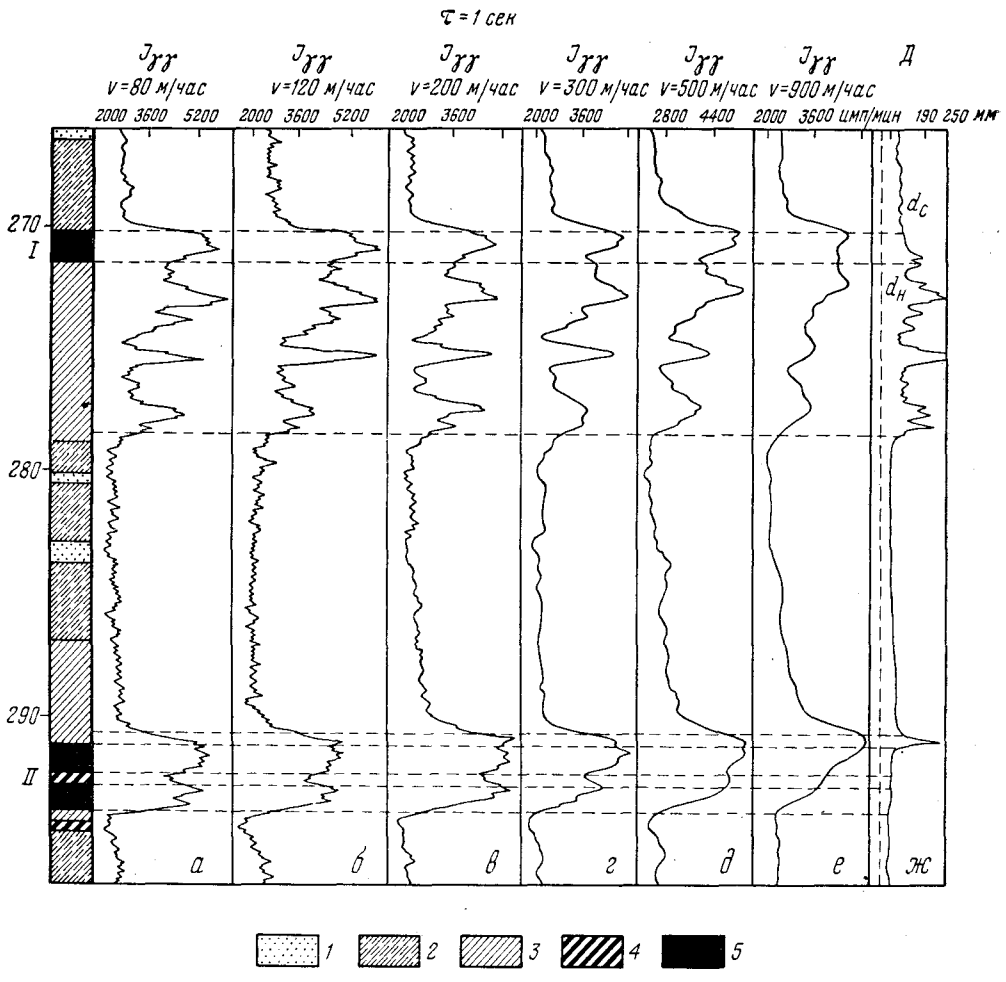


Рис. 177. Диаграммы $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные при различной скорости движения глубинного прибора, РК-60-Л; индикатор Na I

$I - Co^{60} = 2\frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$; $\tau = 1$ *сек*; $L = 0{,}40$ *м*

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

Рассмотрим диаграммы рассеянного гамма-излучения, зарегистрированные при различных значениях τ и v в той же скважине, в которой осуществлялся выбор оптимальных размеров зонда и мощности источника. Эти исследования были проведены одним зондом с $L = 0{,}40$ *м* при помощи источника $I = 2\frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$ с переменными значениями

постоянной времени от 1 до 24 *сек* и скорости движения прибора от 80 до 1000 *м/час*.

При постоянной времени $\tau = 1$ *сек* наиболее четкие диаграммы получены при малых скоростях подъема прибора $v = 80$—120 *м/час*, при которых кривые симметричны относительно угольных пластов и четко отображают их строение (рис. 177, кривые *а*, *б*). С увеличением скорости

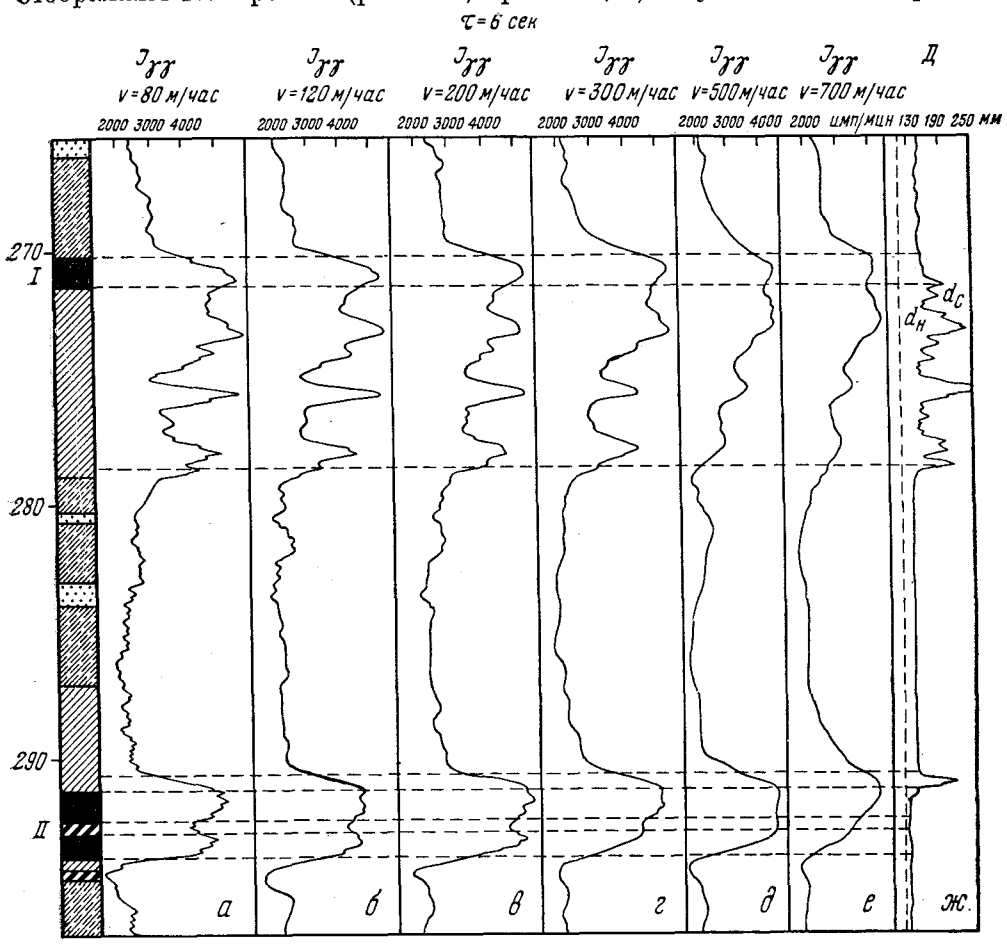


Рис. 178. Диаграммы гамма-гамма-метода, зарегистрированные при различной скорости движения глубинного прибора, РК-60-Л; индикатор Na I

$I - Co^{60} = 2\frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$; $\tau = 6$ *сек*; $L = 0{,}40$ *м*

Условные обозначения те же, что и на рис. 177

движения прибора пики становятся все более расплывчатыми и асимметричными относительно пластов. При большой скорости подъема прибор успевает зафиксировать наибольшее аномальное значение рассеянного гамма-излучения лишь в кровле угольного пласта *II*. При такой скорости подъема кабеля аномалии $I_{\gamma\gamma}$ на менее мощном угольном пласте *I* объединяются с аномалиями на кавернах, граничащих с пластом, и практически угольный пласт не выделяется (см. рис. 177, кривая *ж*).

Аналогичные результаты получаются при постоянной времени $\tau = 3$ *сек* с тем лишь различием, что наблюдается дальнейшее увеличение расплывчатости и асимметричности аномальных пик $I_{\gamma\gamma}$ относительно угольных пластов.

Указанный процесс деформации кривых $I_{\gamma\gamma}$ продолжает развиваться по мере увеличения постоянной времени τ и скорости движения глубин-

ного прибора по скважине. Скорость $v = 80$ *м/час* можно еще допустить для $\tau = 6$ *сек* (рис. 178, кривая *а*). Но эта скорость оказывается уже завышенной при $\tau = 12$ *сек* и особенно при $\tau = 24$ *сек* (рис. 179). При больших значениях τ и v практически угольные пласты не выделяются и разрез не расчленяется (см. рис. 179, кривые *д*, *е*). В этом случае только мощные угольные пласты и значительные кавернозные интервалы скважин могут отметиться на кривой $I_{\gamma\gamma}$ заметным изменением измеряемого параметра.

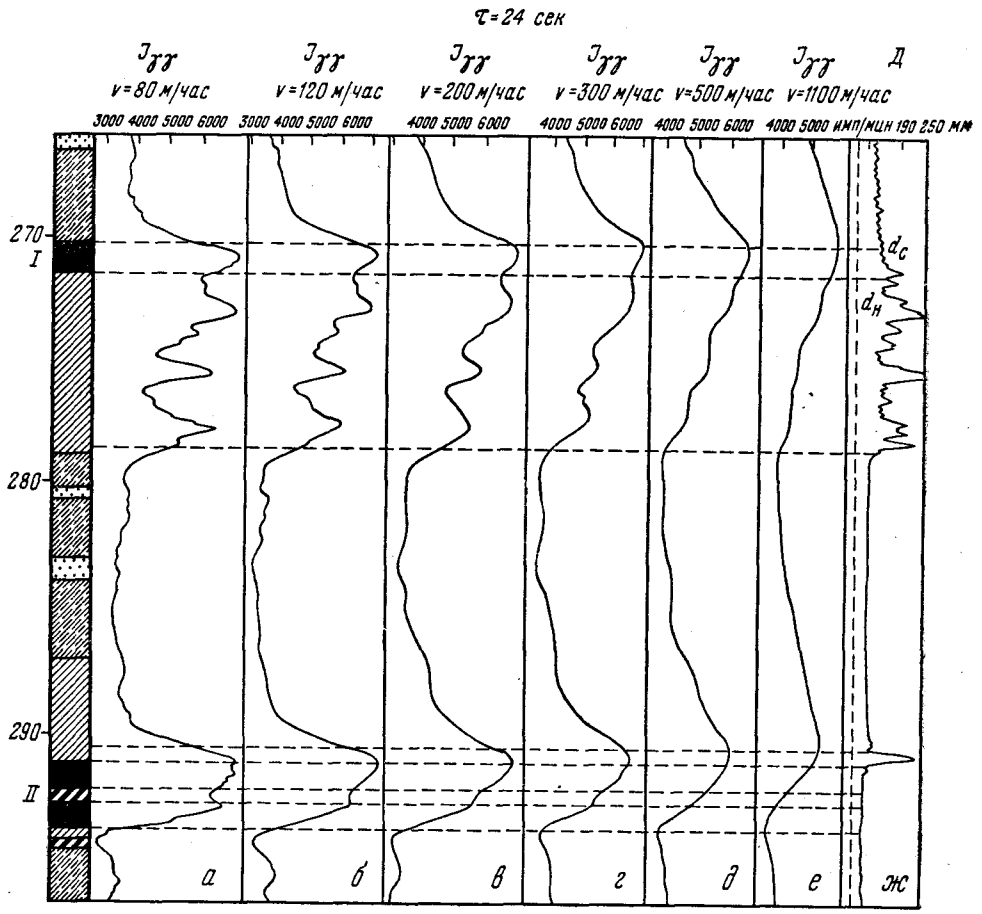


Рис. 179. Диаграммы рассеянного гамма-излучения, зарегистрированные при различной скорости движения глубинного прибора, РК-60-Л; индикатор NaI

$I - Co^{60} = 2\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$; $\tau = 24$ *сек*; $L = 0{,}40$ *м*

Условные обозначения те же, что и на рис. 177

Из анализа приведенных диаграмм можно сделать следующие выводы:

1. Постоянная времени интегрирующей ячейки τ и скорость движения глубинного прибора v в скважине по характеру влияния их на диаграммы рассеянного гамма-излучения взаимно связаны между собой. Одинаково направленные изменения этих параметров как по отдельности, так и совместно вызывают тождественные изменения на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$. Поэтому для характеристики их влияния на диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ целесообразно пользоваться обобщающим параметром, составленным из произведения этих величин

$$W = v\tau\ м \cdot сек/час. \qquad (81)$$

Назовем его параметром скорости регистрации. В практике работы скорость измеряется в метрах на час; постоянная времени τ в секундах.

2. Для получения диаграмм $I_{\gamma\gamma}$ рассеянного гамма-излучения поискового масштаба глубин, пригодных лишь в комплексе с другими методами для выявления угольных пластов мощностью не менее 1 *м*, можно допускать максимальное значение параметра W до 900 *м · сек/ час*. При таком значении параметра W тонкие угольные пласты останутся практически не отмеченными. Для выявления в разрезе скважины тонких угольных пропластков мощностью 0,20 *м* и выше, что необходимо для определения синонимики пластов и корреляции разрезов, нужно снизить значение параметра W до 90 *м · сек/час*.

Чтобы в мощных угольных пластах ($h > 1$ *м*) получить интенсивность гамма-рассеянного излучения, близкую по значению к интенсивности $I_{\gamma\gamma}$ в таких же пластах при неограниченной их мощности, необходимо, чтобы при регистрации диаграмм соблюдалось следующее условие [84]:

$$\frac{v\tau}{h} \leqslant 500\,(1 + 0{,}08\,h). \qquad (82)$$

В этом случае предельное значение скорости регистрации v [84]

$$v \approx 20 h I_{рег}\ \delta I^2_{рег}, \qquad (83)$$

где $I_{рег}$ — значение зарегистрированной на пласте интенсивности рассеянного гамма-излучения, *имп/мин*;
h — мощность пласта, *м*;
v — скорость регистрации, *м/сек*;
δI — величина допустимой относительной погрешности.

3. При регистрации диаграмм $I_{\gamma\gamma}$ в детализационном масштабе глубин, используемых при изучении мощности и структуры угольных пластов, значение параметра W не должно превышать 90 *м · сек/час*.

Таким образом, при регистрации диаграмм рассеянного гамма-излучения необходимо применять весьма ограниченные скорости движения измерительного прибора по скважине (табл. 13). Регистрацию поисковых диаграмм целесообразно производить при постоянной времени $\tau = 3$ *сек*, для которой оптимальная скорость подъема кабеля из скважины составит 300 *м/час*, а детализационных диаграмм — при $\tau = 1$ *сек* и оптимальном значении $v = 90$ *м/час*. При этом необходимо учитывать, что с уменьшением τ увеличивается влияние флуктуаций. При комплексной обработке диаграмм различных методов искажение диаграмм флуктуациями может быть учтено.

Таблица 13

Оптимальные скорости движения глубинного измерительного прибора по скважине при регистрации диаграмм рассеянного гамма-излучения с помощью прибора РК-60-Л

τ, *сек*	Скорость регистрации v, *м/час*		
	Поисковые диаграммы		Детализационные диаграммы
	Мощные угольные пласты ($h > 1$ *м*)	Тонкие угольные пласты ($h < 1$ *м*)	
1	900	90	90
3	300	30	30
6	150	15	15
12	75	10	10
24	40	5	5

Следовательно, для получения высококачественных диаграмм радиоактивных методов следует применять небольшие скорости регистрации диаграмм, что является крупным недостатком этих методов при современном состоянии радиометрической аппаратуры.

§ 46. Применение гамма-гамма-метода для документации угольных пластов в разрезах скважин

Угольные пласты, как уже было указано, резко отличаются по плотности от вмещающих пород. Это обстоятельство позволяет успешно применять гамма-гамма-метод для выделения в разрезе скважин угольных пластов

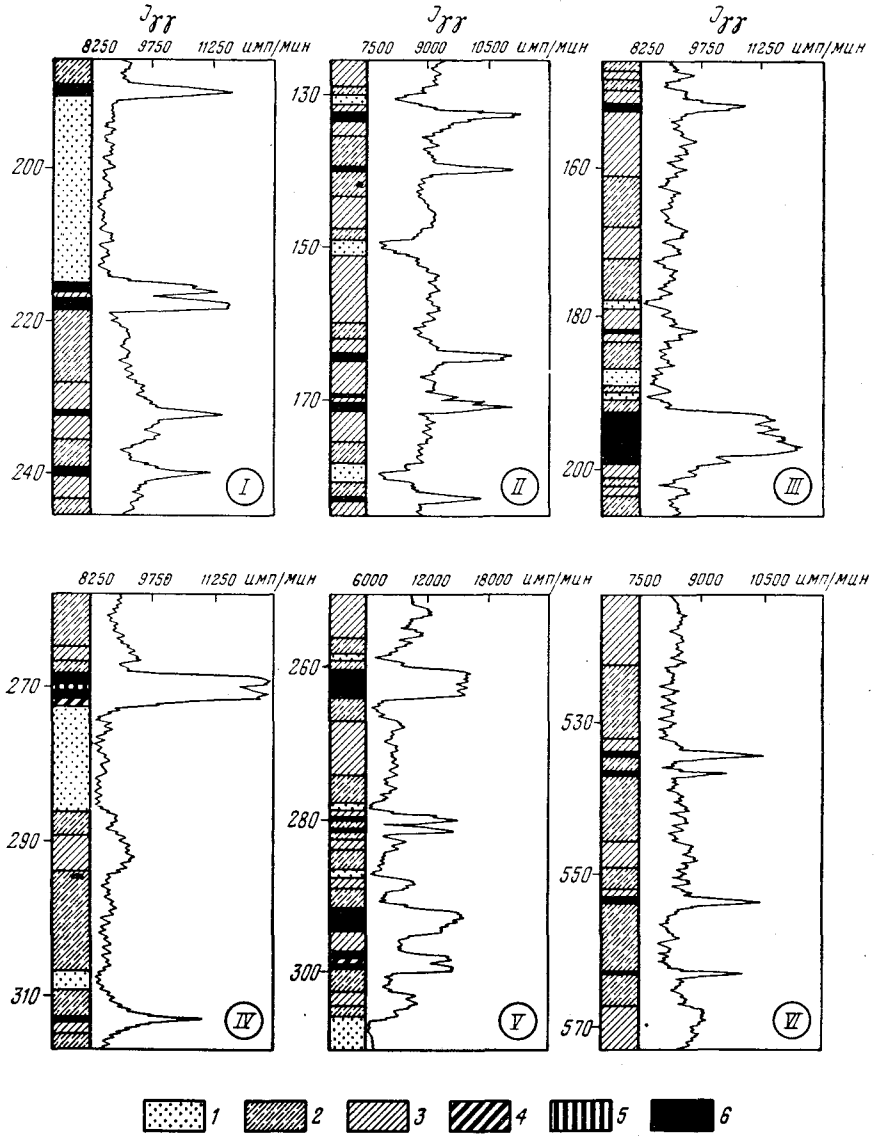


Рис. 180. Диаграммы рассеянного гамма-излучения, зарегистрированные в углях и вмещающих породах в различных бассейнах

ПГКР, счетчик ВС-9; $\tau = 6$ *сек*; $v = 80$ *м/час*; I — $Co^{60} = 2\ \frac{мг\ Ra\text{-}экв}{г}$; $L = 0{,}40$ *м*

Угольные месторождения по бассейнам и районам: *I* — Карагандинскому; *II* — Кузнецкому; *III* — Карагандинскому; *IV* — Донецкому; *V* — Печорскому; *VI* — Донецкому
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — высокозольный уголь; *6* — уголь, антрацит

и их изучения [26, 36, 38, 99, 100, 124, 159]. Породы, вмещающие угли, мало различаются между собой по плотности. Из их среды могут выделяться как наиболее плотные сцементированные песчаники и известняки. Алевролиты и аргиллиты, как правило, не различаются между собой.

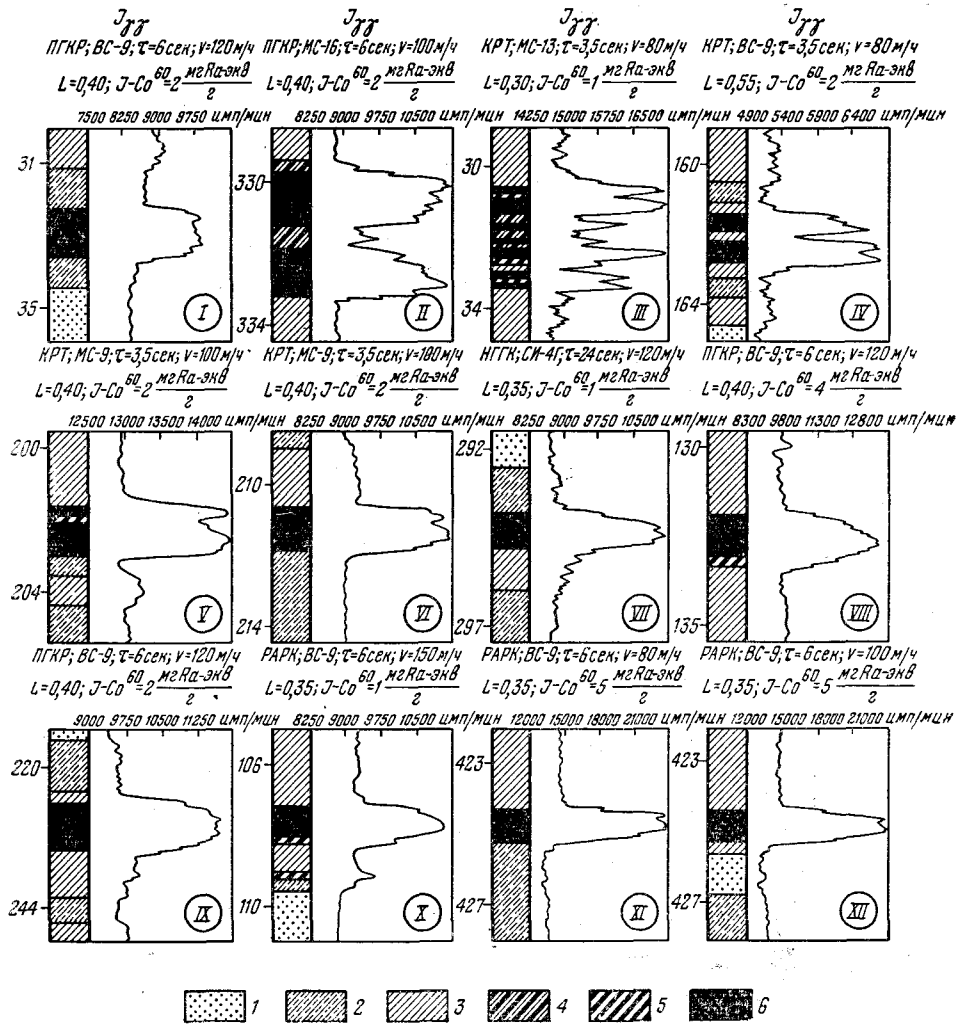


Рис. 181. Диаграммы рассеянного гамма-излучения, зарегистрированные в углях различных бассейнов

Угольные месторождения по бассейнам и районам: *I* — Подмосковному; *II* — Челябинскому; *III* — Карагандинскому; *IV* — Карагандинскому; *V* — Кузнецкому; *VI* — Кузнецкому; *VII* — Донецкому; *VIII* — Печорскому; *IX* — Печорскому; *X—XI—XII* — Донецкому
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углисто-глинистый аргиллит; *5* — углистый аргиллит; *6* — уголь

Метод рассеянного гамма-излучения дает практически одинаковые результаты на всех угольных месторождениях, и диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ сходны между собой для углей всех марок (рис. 180, 181).

Рассмотрим на конкретных примерах применение гамма-гамма-метода для исследования разрезов угольных скважин. На одном из месторождений бурого угля высокого сопротивления (рис. 182) по диаграмме метода регистрации тока, который является основным среди других электрометрических методов на данном месторождении, не представляется возможным однозначно выделить угольные пласты среди песчаников и конгломератов. На диаграмме рассеянного гамма-излучения только угли выделяются отчетливыми положительными аномалиями. На рис. 183 приведены диаграммы $\varrho_к$, I_A, I_γ, $I_{\gamma\gamma}$ и $I_{n\gamma}$ по разрезу скважины другого

месторождения бурых углей (Мосбасс). В данном случае бурые угольные пласты имеют низкое сопротивление и по диаграммам электрометрии совсем не выделяются (рис. 183). По диаграмме рассеянного гамма-излучения все угольные пласты однозначно выделяются отчетливыми положительными аномалиями $I_{\gamma\gamma}$.

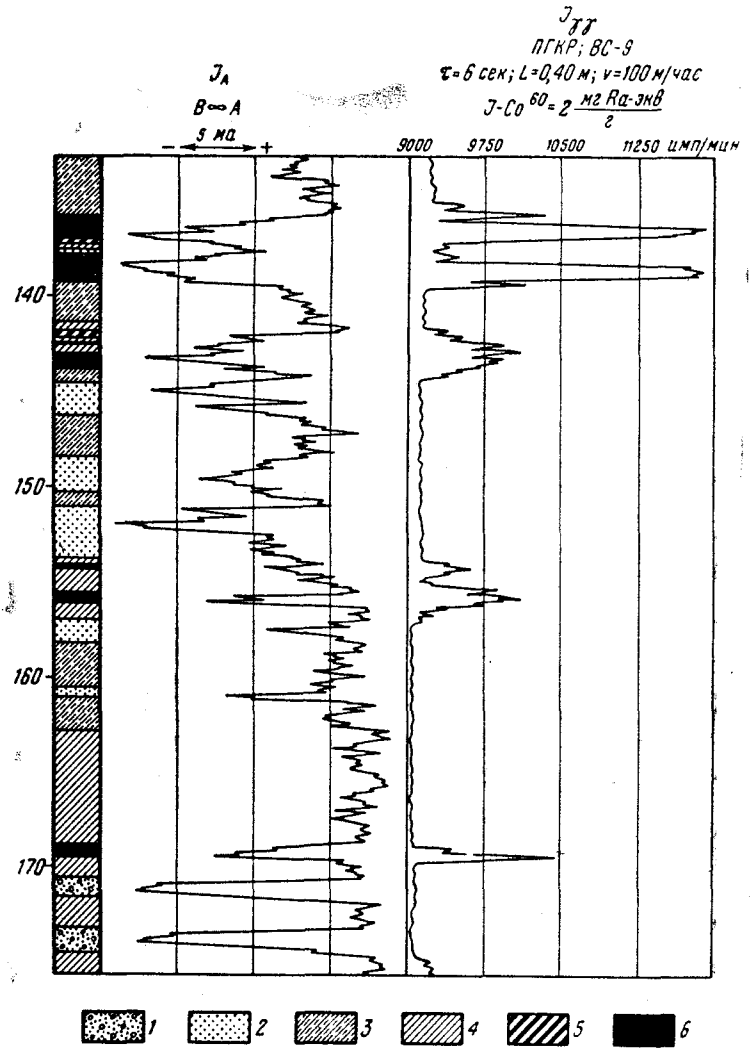


Рис. 182. Диаграммы I_A и $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные на месторождении бурого угля высокого сопротивления (Урал, по материалам треста Геофизнефтеуглеразведка)

1 — конгломерат; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* —аргиллит; *5* — углистый аргиллит; *6*— уголь

На одном из месторождений (см. рис. 168) пласт тощего каменного угля имеет относительно невысокое сопротивление и выделить его из разреза по диаграммам $\rho_к$, grad $U_{сп}$ и I_A практически невозможно. На диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ угольный пласт отмечается отчетливой положительной аномалией, что позволяет без особых затруднений выделить его в разрезе скважины. Следует заметить, что на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ положительными аномалиями выделяются также и углистые сланцы. Однако от угольных пластов они отличаются меньшей величиной амплитуды. Это указывает на связь величины амплитуды аномалии с зольностью угля, так как углистые сланцы характеризуются большим содержанием зольности.

На рис. 184 приведены диаграммы $\rho_к$, $I_{\gamma\gamma}$ и Д для одного из месторождений жирных каменных углей. Данный пример является весьма любопытным в том отношении, что на диаграммах $\rho_к$, полученных с двумя градиент-зондами (последовательным и обращенным), зафиксированы три пики высокого сопротивления с выраженными эффектами экранирования и приблизительно одинаковым значением $\rho_к$. Казалось бы, ориентируясь на эффекты экранирования — зоны экранного минимума и пики экранирования — как на индикаторы угольных пластов очень высокого сопротивления, можно было бы все три указанные пики $\rho_к$ считать приуроченными к угольным пластам. На диаграмме $\rho_к$ потенциал-зонда все три пласта выражены отчетливыми аномалиями высокого кажущегося со-

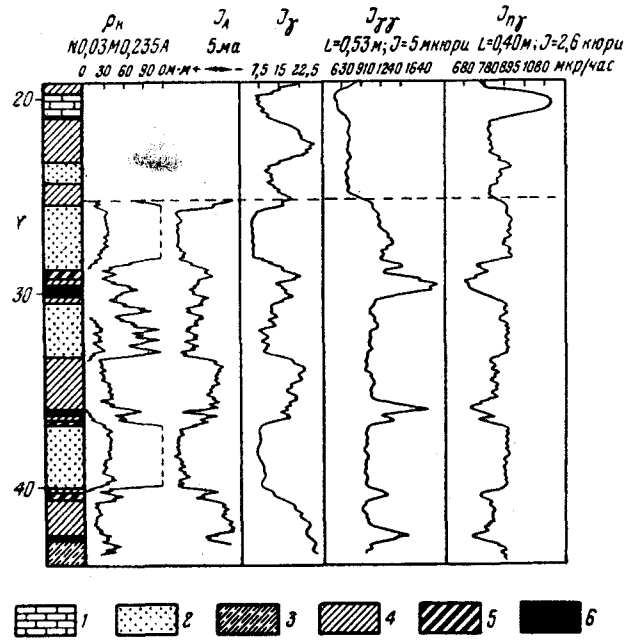


Рис. 183. Диаграммы электрометрии и радиометрии низкого сопротивления [159], зарегистрированные на месторождении бурого угля

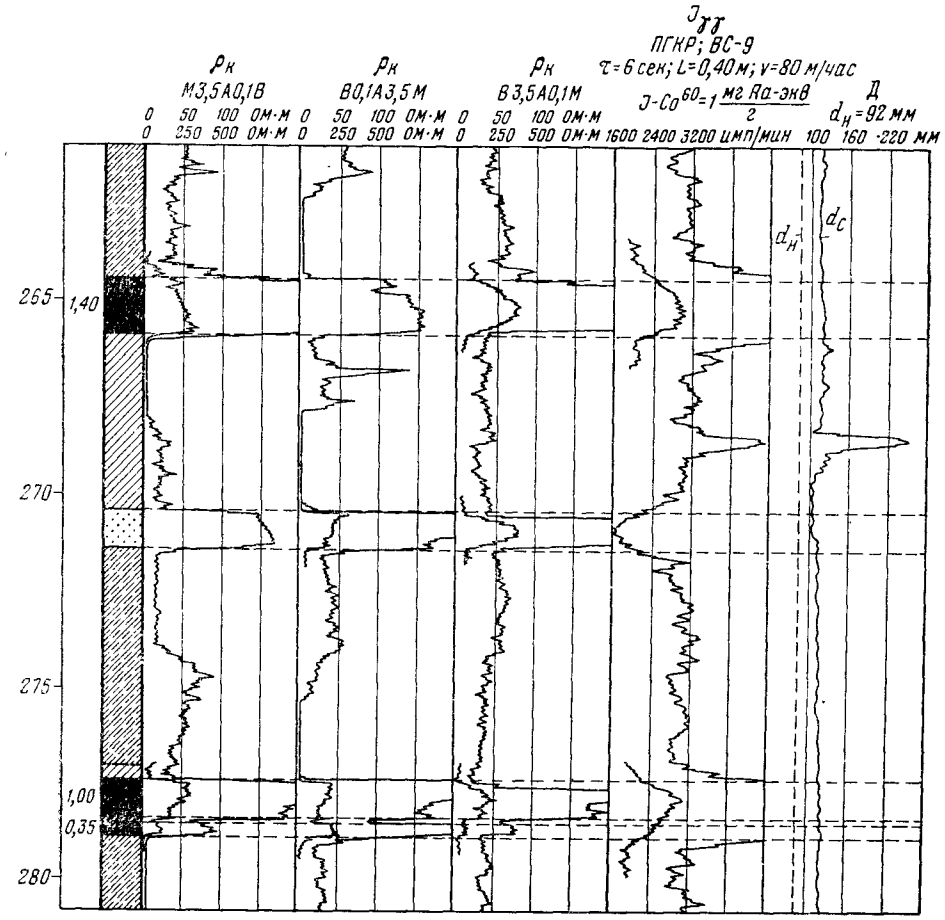
1 — известняк; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — аргиллит *5* — углистый аргиллит; *6* — уголь

противления, и в данном случае, эта диаграмма не дает дополнительных сведений для геологической интерпретации исследуемого разреза. Однако из трех выделенных аномалий $\rho_к$ только две относятся к угольным пластам, а средняя к карбонатному песчанику. Непосредственно по одним диаграммам $\rho_к$ выделить угольные пласты не представляется возможным.

Диаграммы рассеянного гамма-излучения и кавернометрии позволяют решить задачу однозначно. Угольные пласты отмечаются значительными положительными аномалиями $I_{\gamma\gamma}$, а песчаник — отрицательной аномалией этого параметра.

Таким образом, угольные пласты во всем диапазоне их марочного состава отчетливо выделяются в разрезе скважин методом рассеянного гамма-излучения.

Рассмотрим пример особенно четкого выделения угольных пластов по диаграммам $I_{\gamma\gamma}$ (рис. 185). На диаграмме $\rho_к$ угли и песчаники выражены сходными аномалиями высокого сопротивления, в то время как на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ положительные аномалии отмечены только в угольных пластах, что позволяет однозначно их выделить в разрезе скважины. На диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ в верхнем по разрезу угольном пласте отчетливо



1 2 3 4 5

Рис. 184. Разграничение пластов угля и песчаника в разрезе скважины по диаграммам кажущегося сопротивления, гамма-гамма-метода и кавернометрии

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

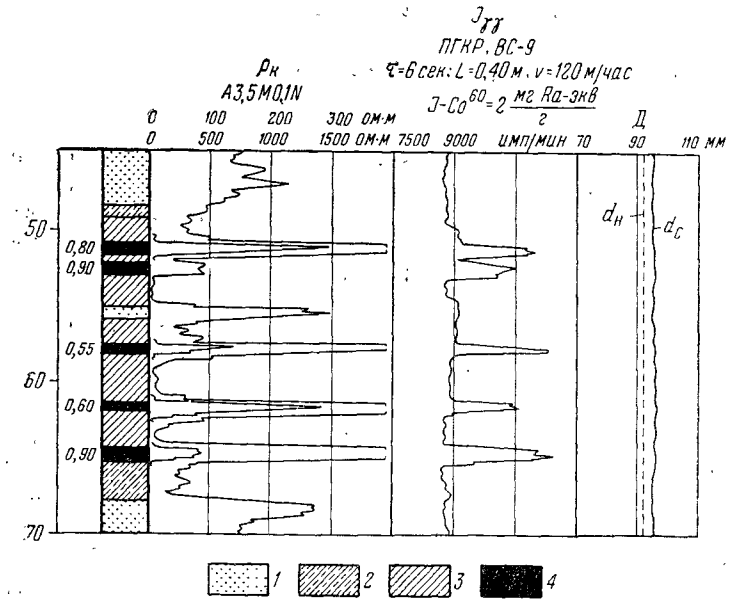


Рис. 185. Выявление угольных пластов в разрезе скважины по диаграммам $\varrho_к$, $I_{\gamma\gamma}$ и Д

1 — песчаник, *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

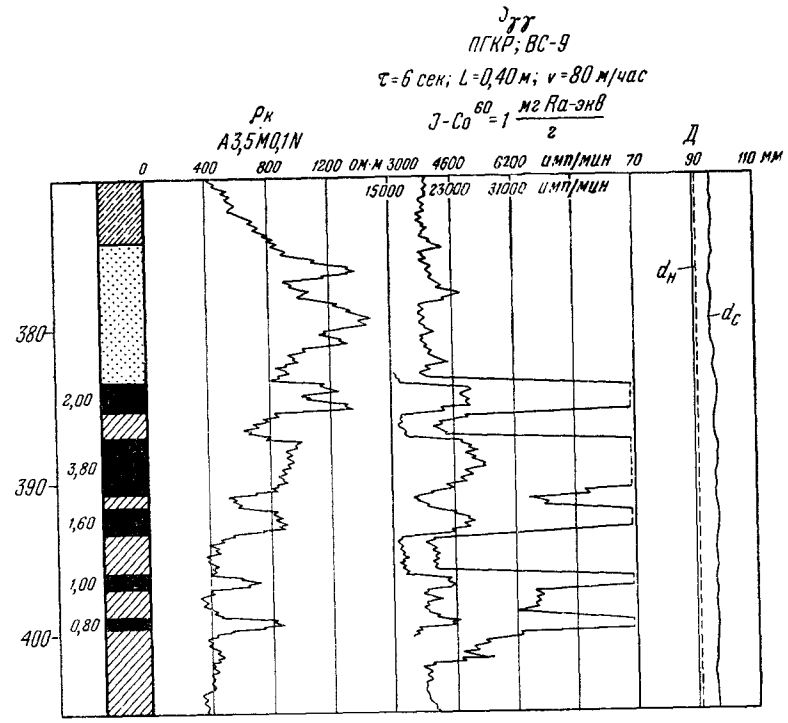


Рис. 186. Расчленение пачек угольных пластов по диаграммам $\varrho_к$ и $I_{\gamma\gamma}$

Условные обозначения те же, что и на рис. 185

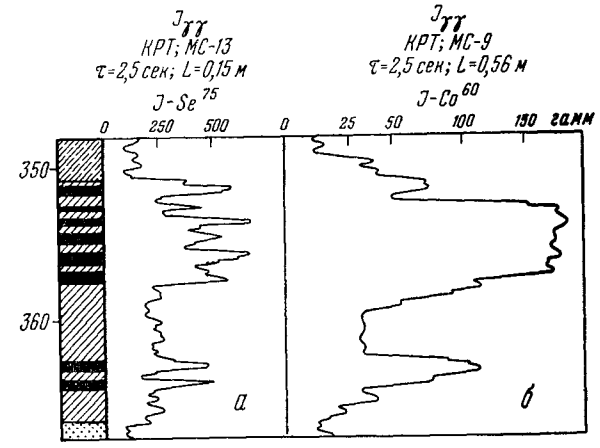


Рис. 187. Сопоставление диаграмм $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированных с обычным радиометром КРТ и с применением выносного измерительного блока (Караганда, по материалам Н. И. Морозова)

а — с выносным измерительным блоком; *б* — с обычным радиометром КРТ
Условные обозначения те же, что и на рис. 185.

выделяется довольно мощный породный прослой. Следует заметить, что с применяемой в настоящее время аппаратурой породные прослои могут быть выделены только в тех случаях, когда их мощность достигает 15 *см* и более. Более тонкие породные прослои в угольных пластах, которые обычно отчетливо выделяются на диаграммах $\rho_к$ (особенно на диаграммах микрозондов и фокусированного зонда), как правило, на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ не выделяются.

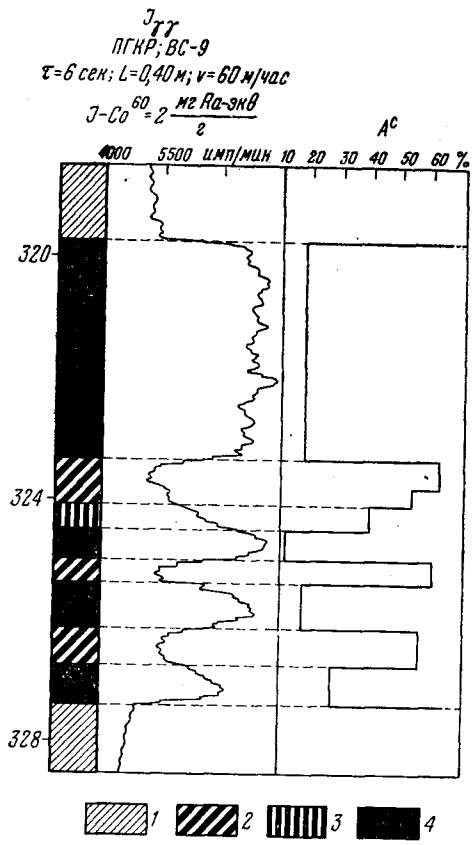


Рис. 188. Сопоставление диаграммы $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированной на буром угольном пласте, с его зольностью

1 — аргиллит; *2* — углистый аргиллит; *3* — высокозольный уголь; *4* — уголь

Тем не менее в ряде случаев гамма-гамма-метод целесообразно использовать для изучения структуры пачек угольных пластов. Такой пример представлен на рис. 186, где группа сближенных угольных пластов, залегающих под пластом песчаника высокого сопротивления, вследствие экранных эффектов нечетко выделяется на диаграмме $\rho_к$ градиент-зонда. На диаграмме же $I_{\gamma\gamma}$ эта группа угольных пластов не только отчетливо выделяется, но и отчетливо разграничивается на отдельные объекты.

Для увеличения разрешающей способности гамма-гамма-метода по расчленению структуры угольных пластов целесообразно применять выносной измерительный блок (индикатор-источник) с прижимным устройством [34, 35, 232]. В этом случае уменьшается влияние скважины и диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ становятся более дифференцированными (рис. 187). При выделении в пачке угольных пластов отдельных прослоев различной зольности (рис. 188) видно, что уменьшение зольности угля приводит к возрастанию амплитуды аномалии рассеянного гамма-излучения. Это дает возможность использовать диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ для приблизительной оценки зольности угольных прослоев.

§ 47. Искажение кривых гамма-гамма-метода

При интерпретации диаграмм рассеянного гамма-излучения надо иметь в виду, что величина регистрируемого излучения зависит от наличия каверн, неровностей стенок скважины и присутствия обсадных труб. Указанные факторы могут вызывать значительные искажения диаграмм $I_{\gamma\gamma}$ и затруднить тем самым их интерпретацию. Кроме того, диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ могут быть искажены флуктуациями гамма-излучения, неправильным режимом регистрации диаграмм и влиянием естественного гамма-излучения при малой мощности источника, о чем упоминалось выше. Разберем указанные причины искажения диаграмм $I_{\gamma\gamma}$ на конкретных примерах.

На рис. 164 (кривые *б* и $б_1$) приведен пример двухкратного исследования угольного пласта до обсадки скважины трубами и после ее обсадки.

При регистрации кривой $I_{\gamma\gamma}$ после обсадки скважины наблюдается не только значительное (приблизительно в 2 раза) уменьшение амплитуды аномалии, но и некоторое ее осреднение. В частности, вследствие этого прослой углистого аргиллита выделяется с меньшей отчетливостью, и не наблюдается заметного изменения интенсивности рассеянного гамма-излучения по разрезу угля, обусловленного различной зольностью отдельных его пачек, как это отмечается на кривой, полученной до обсадки скважины трубами. Кривая $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированная после обсадки скважины, имеет более расплывчатую конфигурацию, что снижает точность определения положения границ пласта и расчета его мощности.

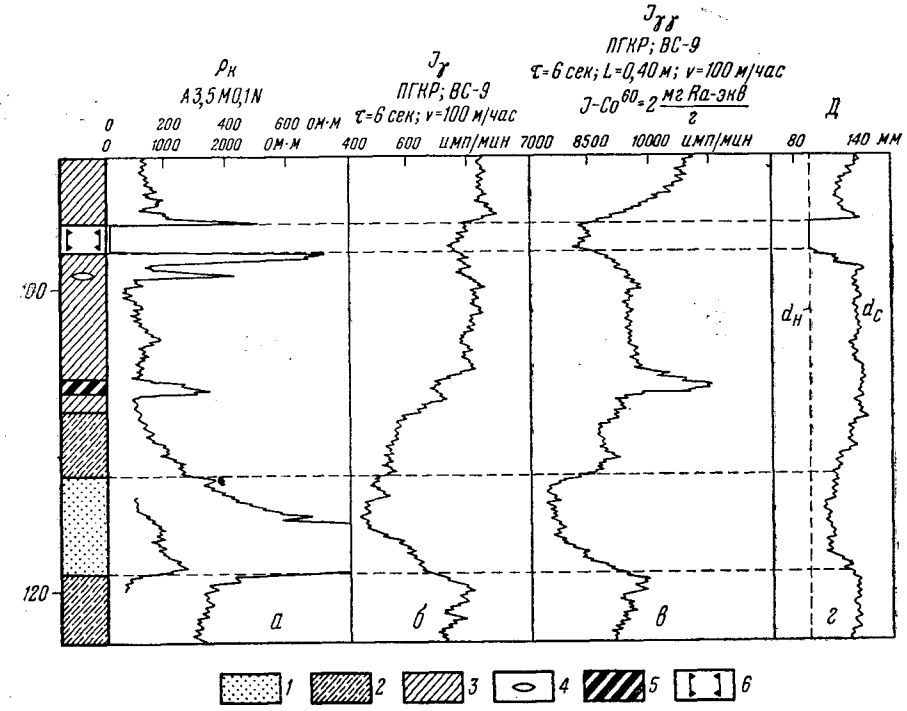


Рис. 189. Влияние обсадной трубы на интенсивность рассеянного гамма-излучения

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — конкреция; *5* — углистый аргиллит; *6* — колонковая труба

Даже оставленный в скважине небольшой отрезок трубы отчетливо выявляется на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ отрицательной аномалией (рис. 189). Если такой отрезок трубы оказывается в интервале угольного пласта, он вызывает значительное искажение диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ против этой части пласта (см. рис. 171, кривая *в*). В этом случае местоположение трубы уточняется по диаграмме $\rho_к$ (кривая *а*). На участке скважины, где находится колонковая труба, зарегистрировано резкое снижение величины амплитуды аномалии $I_{\gamma\gamma}$. Если учесть, что за счет влияния трубы амплитуда аномалии снижается приблизительно вдвое, то введя поправку, получим в этой части пласта примерно такое же значение $I_{\gamma\gamma}$, как и в средней части пласта. Это указывает на примерно одинаковую зольность верхней и средней частей пласта. В нижней части пласта, где нет колонковой трубы, резкое понижение величины амплитуды аномалии указывает на значительное повышение зольности этой части пласта. Таким образом удалось учесть влияние колонны и ввести при интерпретации кривой $I_{\gamma\gamma}$ необходимые поправки.

В данном случае интерпретация диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ облегчается наличием кривой интенсивности I_γ (см. рис. 171, кривая *б*) естественного гамма-излучения, на которой влияние колонковой трубы сказывается

значительно слабее. Однако по одной диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ нельзя однозначно выделить оставленную в скважине колонковую трубу, так как аналогичные отрицательные аномалии могут наблюдаться и в некоторых плотносцементированных песчаниках (см. рис. 189, пласт песчаника в интервале 112—118 *м*, и рис. 184, пласт песчаника в интервале 270—272 *м*). Для безошибочного выделения местоположения колонковой трубы необходимо пользоваться диаграммой $\rho_к$, позволяющей решить эту задачу однозначно.

Несмотря на указанное значительное влияние колонны обсадных труб, метод рассеянного гамма-излучения может использоваться для выделения угольных пластов и оценки их мощности в обсаженной части скважины. Это является огромным преимуществом радиоактивных методов по сравнению с другими методами промысловой геофизики. Если пласт перекрыт не одной, а двумя или даже тремя колоннами, влияние их увеличивается. Диаграмма $I_{\gamma\gamma}$ в этом случае становится более снивелированной и характеризуется меньшими величинами $I_{\gamma\gamma}$.

Значительно в большей степени искажаются диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ изменением диаметра скважины и особенно наличием каверн.

Рассмотрим пример исследования кавернозного интервала скважины (рис. 190). На кавернограмме Д зарегистрированы три каверны в скважине, из которых одна имеет диаметр больше 250 *мм* (за пределами измерения каверномера), а две другие около 180 и 150 *мм*. С ними связаны значительные положительные аномалии на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$. При наличии каверн не представляется возможным на основании только диаграмм $I_{\gamma\gamma}$ и Д однозначно отнести эти аномалии к углям или вмещающим породам. Правда, можно было бы обратить внимание на то обстоятельство, что пика на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ на глубине 150 *м* имеет значительно меньшую амплитуду по сравнению с двумя другими пиками, но при этом надо учесть, что против этих пластов, особенно против верхнего, зарегистрированы более глубокие каверны, усиливающие величину аномалии на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$. Следовательно, на основании таких рассуждений нельзя прийти к уверенному определению литологии пород, к которым приурочены указанные аномалии.

Из анализа диаграмм I_γ и $U_{сп}$ можно установить, что против пластов *I* и *II* зарегистрированы отрицательные аномалии на диаграмме I_γ и положительные аномалии на диаграмме $U_{сп}$. С полной уверенностью отнести эти аномалии к угольным пластам нельзя, так как аналогичные аномалии могут быть и на песчаниках. В частности, это подтверждается и данными диаграммами на пласте *III*, где также зарегистрированы аналогичные аномалии. Однако пласт *III* по диаграммам $I_{\gamma\gamma}$ (нет аномалии) и кавернометрии (наименьший диаметр скважины) однозначно относится к карбонатному песчанику.

На диаграммах $\rho_к$ и I_A против пластов *II* и *III* зарегистрированы аномалии, типичные по форме кривых для углей и песчаников. Пласт *III* определен по диаграммам $I_{\gamma\gamma}$ и Д как песчаник. Пласты *I* и *II* не могут быть песчаником на том основании, что они дают разное увеличение диаметра скважины и очень высокие значения $I_{\gamma\gamma}$, мало зависящие от диаметра каверн. Эти пласты являются углями.

Угольный пласт *I* представлен на диаграмме $\rho_к$ двумя пиками сопротивлений, между которыми отмечена зона низкого сопротивления. Против этой зоны на диаграмме Д отмечается глубокая каверна, обусловившая понижение сопротивления. Так как каверны в углях обычно образуются не в прослоях углистых пород, как наиболее крепких по сравнению с углем, а в наименее механически крепких малозольных витреновых угольных пачках, то средняя часть пласта *I*, очевидно, представлена углем.

Пласт *IV*, где отмечается неглубокая каверна, не характеризуется высоким сопротивлением, которое имеют угли данного месторождения.

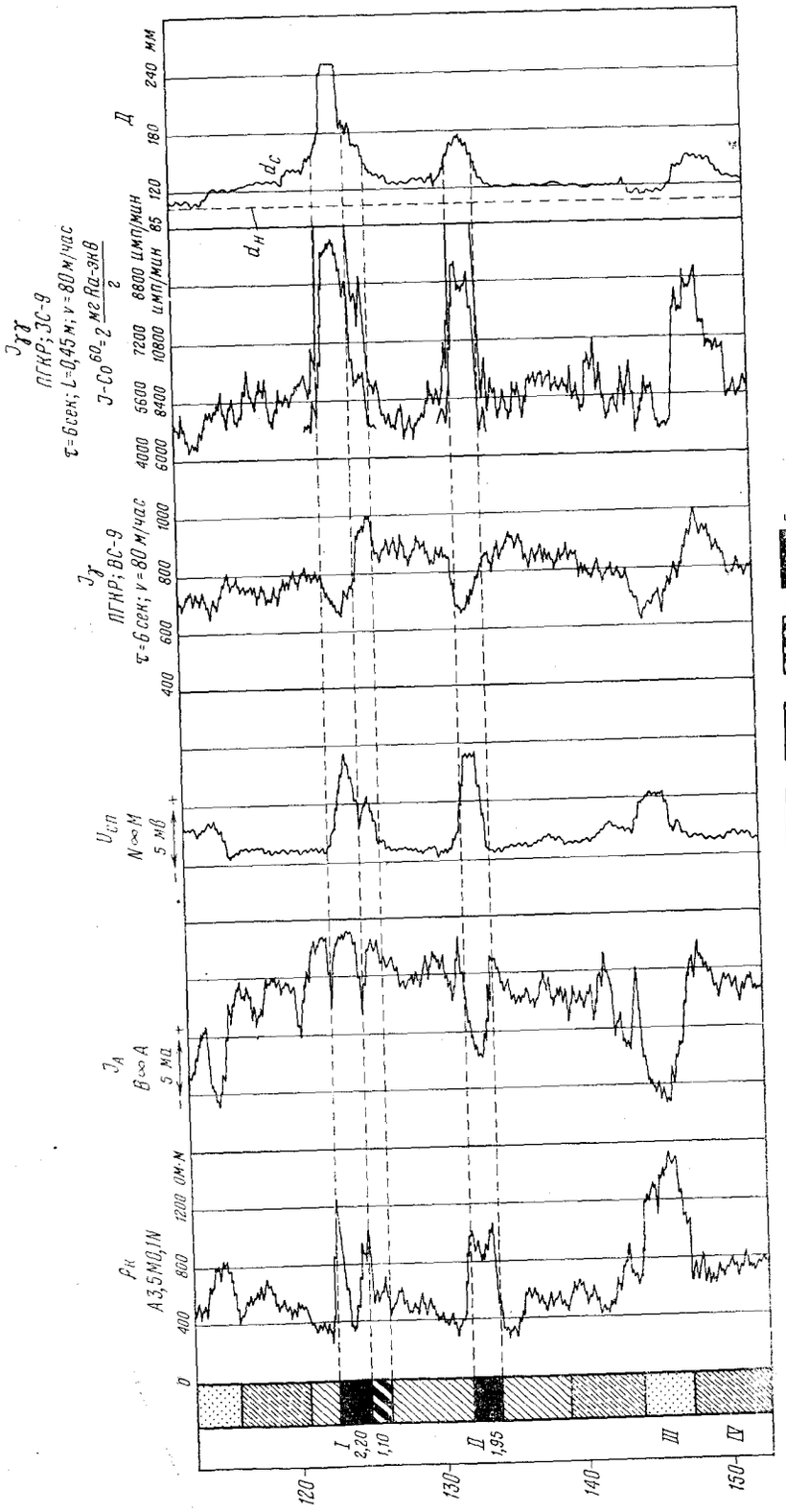


Рис. 190. Исследование разрезов кавернозных скважин
— песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

На диаграммах $U_{сп}$ и I_γ на этом участке аномалии отсутствуют. Следовательно, данный интервал разреза сложен глинистой породой (отмечается повышенным значением I_γ), в котором образовалась каверна.

Комплекс различных диаграмм в данном случае позволил однозначно выделить угольные пласты.

Следует отметить, что диаграммы $I_{\gamma\gamma}$, приведенные на рис. 190, сильно искажены влиянием флуктуаций рассеянного гамма-излучения. Вследствие этих флуктуаций диаграмма $I_{\gamma\gamma}$ получилась сильно иззубренной, что затушевывает аномалии небольшой амплитуды. Так, например, отрицательная аномалия $I_{\gamma\gamma}$ против пласта *III* оказалась слабо заметной из-за значительной ширины дорожки флуктуации. При интерпретации диаграмм $I_{\gamma\gamma}$ участки, иззубренные влиянием флуктуации излучения, следует осреднять в тех случаях, когда возникает практическая необходимость.

Рассмотрим еще пример влияния каверн на исследование разреза скважины (рис. 191). На диаграмме кавернометрии зарегистрированы три локальные, но относительно глубокие каверны в скважине, не связанные с угольными пластами, и приуроченные к различным вмещающим породам. Против угольных пластов отмечено незначительное увеличение диаметра скважины. На диаграмме $\rho_к$ градиент-зонда большого размера указанные каверны во вмещающих породах практически остались не замеченными и три угольных пласта выделились достаточно отчетливо. По диаграммам I_γ и I_A практически невозможно однозначно выделить угольные пласты.

На диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ зарегистрировано шесть положительных аномалий большой амплитуды. По внешнему виду все эти аномалии являются аналогичными и без кавернограммы и геологического разреза они с одинаковой вероятностью могли бы быть все отнесены к углям или к кавернам. Однако наличие кавернограммы и диаграммы $\rho_к$ позволяет только три пики на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$, приуроченных к глубинам 378, 6; 396,2 и 409,3 *м*, против которых практически не зарегистрировано каверн, с полной уверенностью отнести к угольным пластам. Угольный пласт на глубине 396,2 *м* имеет сложное строение и, как видно из диаграммы $\rho_к$, состоит из двух угольных прослоев, разделенных тонким аргиллитовым пропластком. На диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ этот прослой не выделяется и пласт отмечается общей аномалией $I_{\gamma\gamma}$. Однако аргиллитовый прослой, а также повышенная зольность нижнего угольного пропластка привели к снижению амплитуды аномалии $I_{\gamma\gamma}$, вследствие чего кривая $I_{\gamma\gamma}$ приобрела асимметричный характер.

В непосредственной близости от подошвы этого пласта на глубине 397,4 *м* на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ отмечается аномалия, созданная кавернoй. Кавернами также обусловлены аномалии на диаграммах, приуроченные к глубинам 382 и 404 *м*. Однозначная интерпретация этих трех аномалий затруднена, так как только по диаграммам $I_{\gamma\gamma}$ и Д не представляется возможным сделать заключение о литологическом составе пород, слагающих эти интервалы исследования. Она возможна лишь на основании комплексной интерпретации всего диаграммного материала. Однако при наличии глубоких каверн в скважине, в интервале залегания угольных пластов, последние могут не отметиться на диаграммах $\rho_к$ и I_A, а на диаграммах $U_{сп}$ и I_γ угольные пласты не всегда отмечаются даже при отсутствии каверн.

Следовательно, для интерпретации диаграмм радиометрии и электрометрии в кавернозных интервалах скважины необходимо привлекать дополнительные данные и материалы.

На рис. 192 приведен пример исследования группы сближенных угольных пластов. Всем этим пластам на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ соответствуют отчетливые положительные аномалии. В пластах *I* и *II* отмечаются

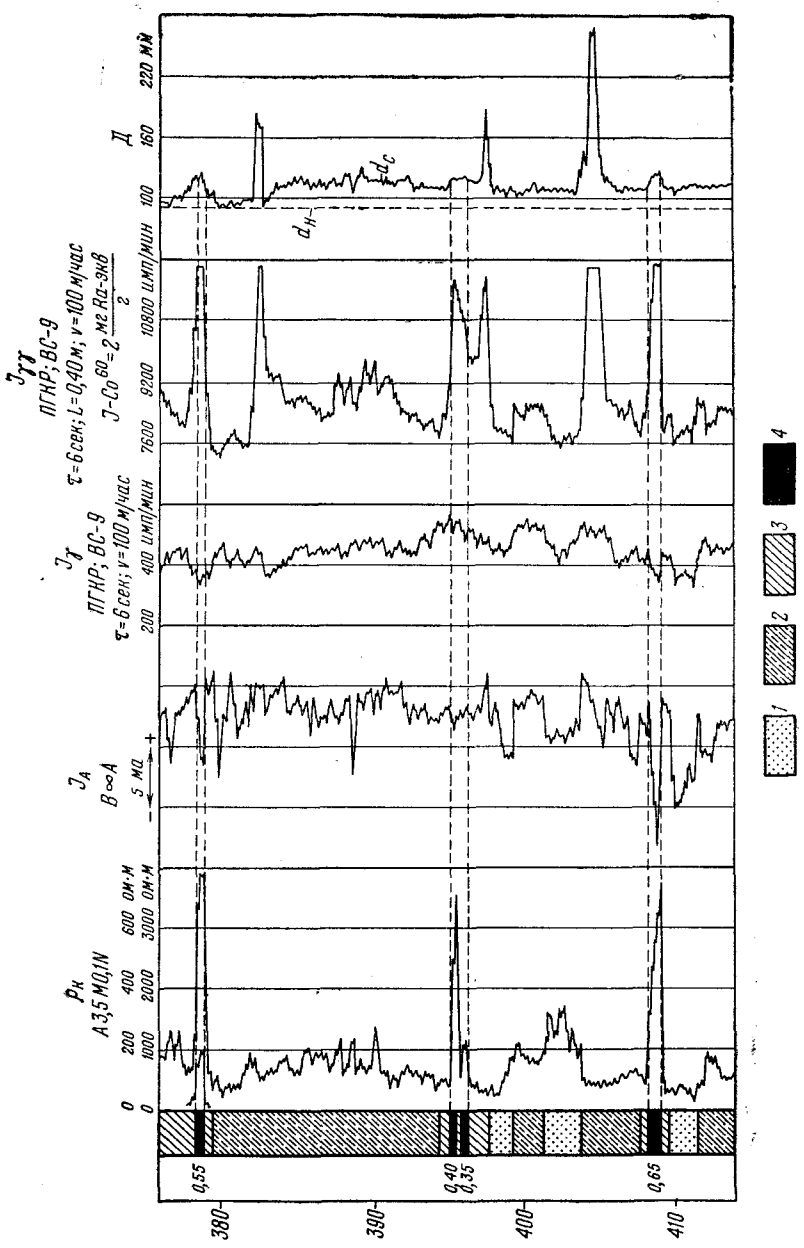


Рис. 191. Влияние каверн на конфигурацию диаграмм, зарегистрированных различными методами

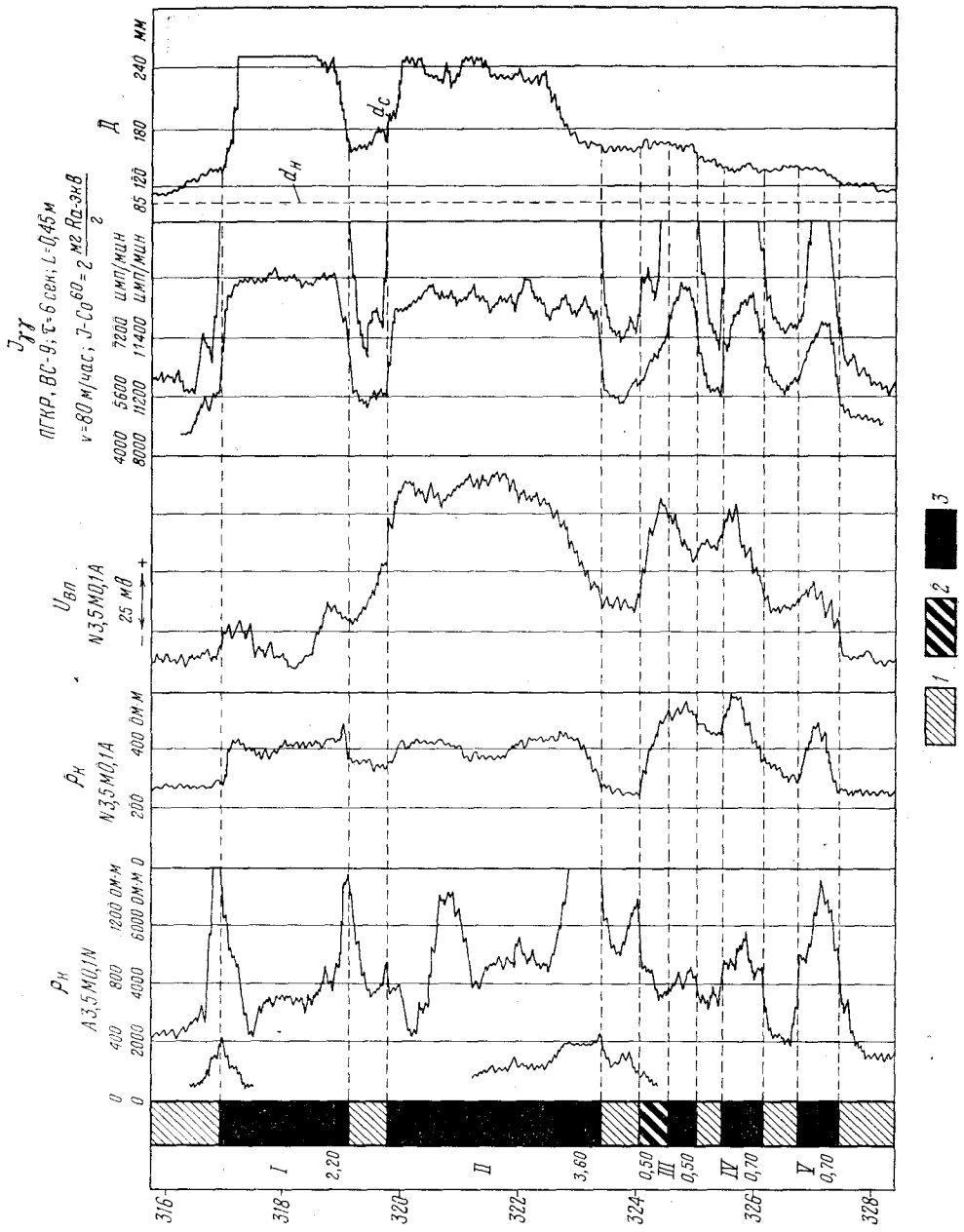


Рис. 192. Исследование пачки угольных пластов в кавернозном интервале скважины

1 — аргиллит; *2* — углистый аргиллит; *3* — уголь

глубокие каверны. В остальной части угольного разреза отмечается лишь незначительное увеличение диаметра скважины. В некавернозном интервале скважины угольные пласты *III*, *IV* и *V* однозначно выделяются по диаграммам $I_{\gamma\gamma}$ и Д. Пласт *III* удается разграничить на уголь и углистый аргиллит по величине амплитуды аномалии на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$. Угольные пласты *I* и *II*, в которых отмечаются большие каверны, требуют для выделения большого числа методов, а именно: гамма-гамма-метод, кавернометрию, методы вызванных потенциалов и кажущегося сопротивления.

Кривая $\varrho_к$ градиент-зонда сильно искажена влиянием каверн и экранными эффектами. Кривую $\varrho_к$ потенциал-зонда искажают только каверны, наличие которых уменьшает величину $\varrho_к$. Тем не менее в каверне значение $\varrho_к$ повышено и, следовательно, при отсутствии каверн оно было бы значительно больше. Это служит признаком залегания в этом интервале угольных пластов, так как во вмещающих породах, характеризующихся высоким сопротивлением — крепкие песчаники, как правило, каверны не образуются. Еще более отчетливо выделяются угольные пласты *II*, *III* и *IV* по диаграмме потенциалов вызванной поляризации. На величину $U_{ВП}$ неглубокие каверны оказывают наименьшее влияние по сравнению с другими параметрами. Угольный пласт *I*, где отмечается глубокая каверна, не выделился на диаграмме $U_{ВП}$. Для его выделения необходима повторная регистрация диаграммы $U_{ВП}$ с большей силой тока питания (см. рис. 160).

Таким образом, в данном примере комплекс методов с учетом искажений, созданных влиянием каверн, позволяет выявить все угольные пласты в исследуемом разрезе скважины, определить их мощности и структуру.

Примеры, иллюстрирующие искажение диаграмм рассеянного гамма-излучения, позволяют сделать следующие выводы.

1. На величину $I_{\gamma\gamma}$ оказывает значительное влияние обсадная колонна. Однако наличие колонны не исключает возможности исследований разрезов скважин методом $I_{\gamma\gamma}$. При этом надо учитывать, что при наличии одной обсадной колонны интенсивность рассеянного гамма-излучения понижается приблизительно в 2 раза. Поэтому при сопоставлении диаграмм $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированных в обсаженной и необсаженной скважинах, следует интенсивности излучения $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные в обсаженной скважине, увеличивать вдвое (при прочих одинаковых условиях регистрации) или увеличивать в 2 раза или больше интенсивность источника гамма-излучения по сравнению с источником, применяемым для исследования необсаженных скважин. В этом случае, при прочих равных условиях, диаграммы $I_{\gamma\gamma}$, зарегистрированные в обсаженных и не обсаженных трубами скважинах, будут лучше сопоставляться между собой.

2. На диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ особенно сильное влияние оказывает изменение диаметра скважины (наличие каверн). Глубокие каверны создают значительные положительные аномалии на кривых $I_{\gamma\gamma}$, напоминающие по конфигурации и амплитуде соответствующие аномалии в угольных пластах. Поэтому гамма-гамма-метод должен в обязательном порядке комплексироваться с методом кавернометрии. Однако это условие, являясь необходимым, не является в то же время достаточным, так как каверны наблюдаются не только в угольных пластах, но и во вмещающих породах. В этом случае необходимо дополнительно привлекать другие геофизические методы, особенно метод фокусированных зондов, а также замеры $\varrho_к$ с потенциал-зондом и измерения потенциалов вызванной поляризации (метод ВП с различной силой тока питания электродов).

Иногда в целях безошибочной интерпретации следует проводить корреляционные сопоставления с диаграммами других скважин данного месторождения или участка, проводить отбор пород грунтоносами

и использовать данные бурения (шлама, кернопроходки). При таком подходе к исследованию кавернозных скважин возможно обеспечить однозначную интерпретацию диаграмм.

3. На диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ оказывают влияние флуктуации рассеянного гамма-излучения. Они вызывают иззубренность диаграмм, скрадывающую аномалии небольшой амплитуды. Это затрудняет исследование структуры пластов и особенно выделение в них прослоев различной зольности. При наличии больших флуктуаций целесообразно производить осреднение диаграмм. Кроме того, следует регистрировать диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ при большем значении постоянной времени интегрирующей ячейки τ, меньшей скорости движения глубинного прибора или увеличивать в пределах допустимого мощность источника гамма-излучения.

4. Искажения диаграмм $I_{\gamma\gamma}$ могут быть вызваны неправильным режимом их регистрации с завышенными скоростями движения глубинного прибора по скважине и неверным выбором постоянной времени интегрирующей ячейки τ. Для исключения этих погрешностей необходимо соблюдать скорость регистрации и значения τ, приведенные в табл. 13. Кроме того, искажение диаграмм рассеянного гамма-излучения могут быть вызваны утечками тока в измерительных приборах и соединительных проводах. Эти искажения выражаются в общем повышении или понижении интенсивности измеряемого гамма-излучения, а также появлении локальных аномалий [84].

Аналогичные искажения диаграмм могут наблюдаться и в других радиоактивных методах.

ГЛАВА XII

НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 48. Нейтрон-нейтронный метод

Нейтрон-нейтронный метод исследования разрезов скважин основан на измерении плотности тепловых (ННМ-т) или надтепловых (ННМ-н) нейтронов (см. главу I, § 6,)

Плотность надтепловых нейтронов определяется в основном замедляющими свойствами пород, поглощающие свойства при этом играют второстепенную роль. Последние оказывают существенное влияние на величину плотности тепловых нейтронов. В тех случаях, когда в породах содержание элементов с высоким сечением захвата относительно невелико, диаграммы плотностей тепловых нейтронов $I_{n\,т}$ и плотностей надтепловых нейтронов $I_{n\,н}$ по своей конфигурации мало различаются [15, 17, 25, 81, 84, 120, 122, 123, 124, 137, 197, 198, 232, 283, 285].

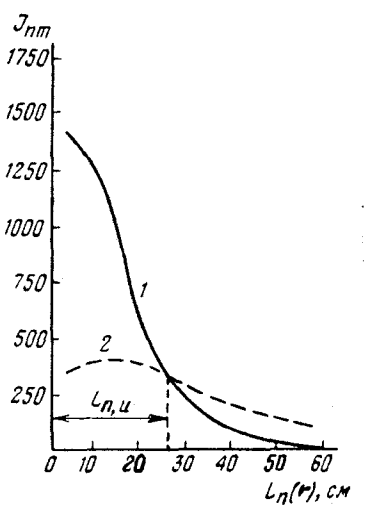


Рис. 193. Характер изменения плотности тепловых нейтронов с увеличением расстояния от источника быстрых нейтронов [84]

1 — среда высокого водородосодержания; *2* — среда низкого водородосодержания

Схема измерений плотности нейтронов аналогична схеме измерения рассеянного гамма-излучения с той лишь разницей, что индикаторы гамма-излучения заменяются индикаторами нейтронов, а источники гамма-квантов — источниками нейтронов (см. рис. 161, *б*, *в*). Расстояние от источника нейтронов до середины индикатора называется р а з м е р о м н е й т р о н н о г о з о н д а L_n.

Плотность нейтронов резко убывает по мере удаления индикатора от источника (рис. 193). При размере зонда $L_n > L_и$, где $L_и$ — размер некоторого зонда, называемого инверсионным, плотность потока тепловых и надтепловых нейтронов увеличивается при проходе в породы повышенного водородосодержания, а при размере зонда $L_n > L_и$, наоборот, уменьшается. Вследствие этого графики зависимости плотности нейтронов от расстояния между индикатором и источником, построенные для пород с различным водородосодержанием, пересекаются в точке, в которой $L_n = L_и$. Размер инверсионного зонда увеличивается при уменьшении водородосодержания граничащих сред, что на практике обусловливает наличие не точки инверсии (одного инверсионного зонда), а области инверсии, заключенной обычно в пределах 0,2—0,3 *м*. Инверсионные

зонды слабо расчленяют породы по замедляющим свойствам (водородосодержанию), но позволяют более четко выделять породы с характерными поглощающими свойствами.

Результаты измерений нейтрон-нейтронным методом представляются в относительных, условных или эталонных единицах. При использовании относительных единиц в качестве базиса или опорной породы выбираются мощные пласты пород с наиболее характерными и постоянными по разрезу нейтронными свойствами. На угольных месторождениях в качестве опорных пород целесообразно брать аргиллиты, среди которых чаще всего залегают угольные пласты. В этом случае интенсивность счета нейтронов в опорной породе $I_{n,\,оп}$ принимается за единицу и интенсивность счета I_n в другой породе определяется величиной следующего отношения [92]:

$$I_n = \frac{I_n}{I_{n,\,оп}} = f(HC_п,\ HC_{оп},\ HC_р,\ d_с,\ L_n). \qquad (84)$$

Это отношение не зависит от параметров источника и аппаратуры, а является функцией только нейтронных свойств $HC_п$, $HC_{оп}$ (длины замедления L_s, диффузионной длины $L_д$ и времени τ жизни нейтронов) исследуемой и опорной пород, нейтронных свойств (L_s, $L_д$, τ) бурового раствора, диаметра скважины $d_с$ и размера нейтронного зонда L_n.

При использовании условных или эталонных единиц интенсивность счета нейтронов в опорной породе или эталонном устройстве принимается за целое число единиц, в которых определяется интенсивность счета нейтронов в исследуемых породах.

Нейтрон-нейтронные методы успешно применяются при исследовании разрезов нефтяных и газовых скважин. Диаграммы этих методов ($I_{nн}$ и $I_{nт}$) используются для литологического расчленения разрезов скважин и их корреляции, определения коэффициента пористости пород, наблюдения за процессом разработки нефтяных и газовых залежей и определения водонефтяного и газоводяного контакта. Эти методы используются также для поисков и разведки в разрезах скважин элементов с высокими сечениями поглощения нейтронов, как, например, бора и др. Среди других радиоактивных методов нейтрон-нейтронные методы обладают тем преимуществом, что позволяют исследовать скважины, загрязненные радиоактивными изотопами.

Нейтрон-нейтронные методы (ННМ-т и ННМ-н) в настоящее время пока не применяются в производственных масштабах для исследования угольных скважин. Однако проведенные опытные работы показали перспективность этих методов для исследования угольных пластов, определения их структуры и качества.

Перспективность применения нейтрон-нейтронного метода для исследования разрезов угольных скважин обусловливается тем, что содержание водорода в угольных пластах обычно превышает его содержание во вмещающих породах, а также малыми сечениями захвата нейтронов углеродом. Наибольшее количество водорода содержится в углях низкой степени углефикации. С увеличением степени углефикации содержание водорода в углях уменьшается и достигает наименьшего значения в антрацитах. В соответствии с этим уменьшается и общее превышение содержания водорода в углях над содержанием его во вмещающих породах от 6 (бурые угли) до 1% (антрациты). Каменные угли по водородосодержанию занимают промежуточное положение между бурыми углями и антрацитами.

Следовательно угольные пласты всех марок на диаграммах $I_{nт}$ должны выделяться аномалиями одного знака, причем наибольшего значения амплитуда аномалии будет достигать на бурых углях и наименьшего — на антрацитах при одинаковой их зольности. В пределах одного марочного состава угля повышение его зольности означает понижение его водо-

родосодержания и повышение содержания элементов с более высокими сечениями захвата, что должно приводить к уменьшению плотности потока нейтронов при малых размерах зонда.

На диаграммах $I_{nт}$, зарегистрированных с зондами малых размеров (меньше инверсионного), угольные пласты по отношению к вмещающим породам выделяются отчетливыми положительными аномалиями, а с зондами больших размеров (больше инверсионного) — отрицательными аномалиями. Структура угольных пластов может быть наиболее детально изучена с зондами малых размеров. При этом прослои аргиллитов и углистых пород в угольных пластах выделяются пониженными значениями плотности нейтронов при малых зондах. Таким образом, изменение амплитуды кривой на угольном пласте связано с изменением зольности отдельных его пачек. Из вмещающих пород при малых зондах наименьшим значением $I_{nт}$ характеризуются плотно сцементированные известняки и песчаники.

На диаграммы $I_{nт}$ оказывает сильное влияние скважина [84, 232]. Поэтому при количественных определениях необходимо экспериментальным путем вводить поправки за диаметр скважины, толщину глинистой корки и минерализацию бурового раствора по хлору.

§ 49. Нейтронный гамма-метод

Нейтронный гамма-метод (НГМ) заключается в регистрации по скважине интенсивности гамма-излучения, возникающего при радиационном захвате медленных нейтронов ядрами элементов, составляющих горную породу. Это излучение условно называется р а д и а ц и о н н ы м или н е й т р о н н ы м г а м м а-и з л у ч е н и е м.

Для измерения радиационного гамма-излучения применяется аппаратура, аналогичная используемой в методе естественного гамма-излучения; различие состоит лишь в наличии источника быстрых нейтронов (см. рис. 161, *б*, *в*) и фильтра, экранирующего индикатор от собственного гамма-излучения источника. Индикатор радиационного гамма-излучения регистрирует одновременно и естественное гамма-излучение. Чтобы последнее существенно не искажало диаграммы нейтронного гамма-метода $I_{n\gamma}$, необходимо применять источник нейтронов такой мощности, при которой интенсивность радиационного гамма-излучения превышает интенсивность естественного гамма-излучения не менее, чем в 10—15 раз.

Интенсивность радиационного гамма-излучения определяется в основном распределением плотности медленных нейтронов в породах. Поэтому характер кривых $I_{n\gamma}$ так же, как и кривых $I_{nт}$, определяется процессами замедления и диффузии нейтронов в породах, что обусловливается главным образом водородосодержанием этих пород и содержаниями в них элементов с высокими сечениями захвата — B, Cl, Li, Mn, Hg и др. [17, 81, 84, 120, 137, 232, 270].

Расстояние между источником нейтронов и индикатором гамма-излучения называется р а з м е р о м н е й т р о н н о г о г а м м а-з о н д а $I_{n\gamma}$. От размера зонда $L_{n\gamma}$ зависит знак и амплитуда аномалий на диаграммах интенсивности радиационного гамма-излучения $I_{n\gamma}$, фиксируемых при пересечении пород с различными нейтронными свойствами. При большом размере зонда ($L_{n\gamma} > L_{n\gamma и}$) наблюдается понижение интенсивности радиационного гамма-излучения $I_{n\gamma}$ при повышении водородосодержания пород. Наоборот, при малом размере зонда ($L_{n\gamma} < L_{n\gamma и}$) повышение водородосодержания приводит к увеличению интенсивности $I_{n\gamma}$. При этом размер инверсионного зонда $L_{n\gamma и}$ для нейтронного гамма-метода изменяется в пределах 0,2—0,3 *м* (инверсионная область) в зависимости от нейтронных свойств соприкасающихся пород и диаметра скважины. Точка записи кривых интенсивности радиационного гамма-

излучения условно относится к середине интервала между источником нейтронов и индикатором гамма-излучения.

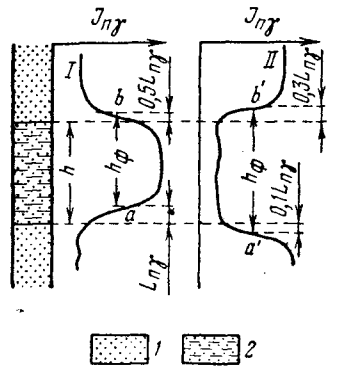


Рис. 194. Конфигурации кривых интенсивности радиационного гамма-излучения при пересечении пласта с пониженными значениями $L_{s,n}$, $L_{d,n}$ и τ_n относительно L_s, вм, L_d, вм и $\tau_{вм}$ вмещающей среды [84]

I — кривая $L_{n\gamma}$ для зонда малого размера; *II* — то же для зонда большого размера
1 — песок пониженного влагонасыщения, *2* — песок повышенного влагонасыщения

При исследовании пласта ограниченной мощности наблюдается постепенное изменение интенсивности радиационного гамма-излучения от значений $I_{n\gamma\,вм}$, фиксируемых во вмещающей породе, до значений $I_{n\gamma\,п}$, приближающихся к величине $I^{\infty}_{n\gamma\,п}$ для данного пласта при неограниченной его мощности (рис. 194). Кроме того, точки a и a' перегиба кривых $I_{n\gamma}$ в нижней части аномалии смещаются относительно подошвы пласта на расстояния от $L_{n\gamma}$ кверху (при $L_{n\gamma} < L_{n\gamma\,п}$) до 0,1 $L_{n\gamma}$ книзу (при $L_{n\gamma} > L_{n\gamma\,п}$). Точки $в$ и $в'$ перегиба кривой на верхнем участке аномалии смещаются кверху относительно кровли пласта от 0,3 $L_{n\gamma}$ (при $L_{n\gamma} > L_{n\gamma\,п}$) до 0,5 $L_{n\gamma}$ (при $L_{n\gamma} < L_{n\gamma\,п}$). Следовательно, расстояние между точками перегиба может быть больше на 0,4 $L_{n\gamma}$ или меньше на 0,5 $L_{n\gamma}$ истинной мощности пласта [84]. Это необходимо учитывать при определении мощности пласта по точкам перегиба кривых $I_{n\gamma}$, расположенных на высоте половины амплитуды аномалии.

Необходимо иметь в виду, что при исследовании сухих скважин, в случае резко

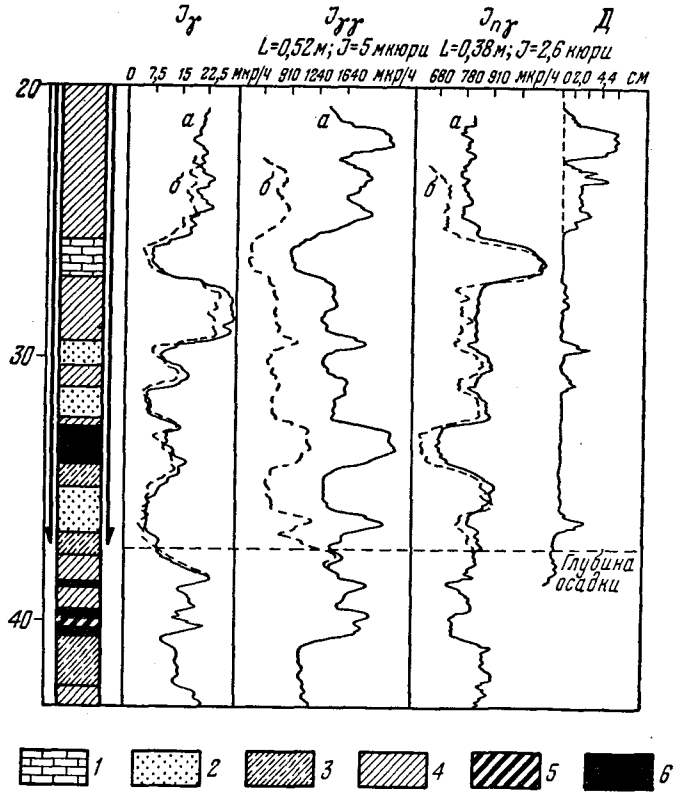


Рис. 195. Диаграммы радиометрии на буроугольном месторождении Мосбасса [159]

а — в необсаженной скважине; *б* — в обсаженной скважине
1 — известняк; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — аргиллит; *5* — углистый аргиллит; *6* — уголь

различающихся нейтронных свойств пласта и вмещающих пород, форма кривых $I_{n\gamma}$ может отличаться от симметричной вследствие экранных эффектов, обусловленных особенностями распределения нейтронного потока близ границ раздела различных пластов [79].

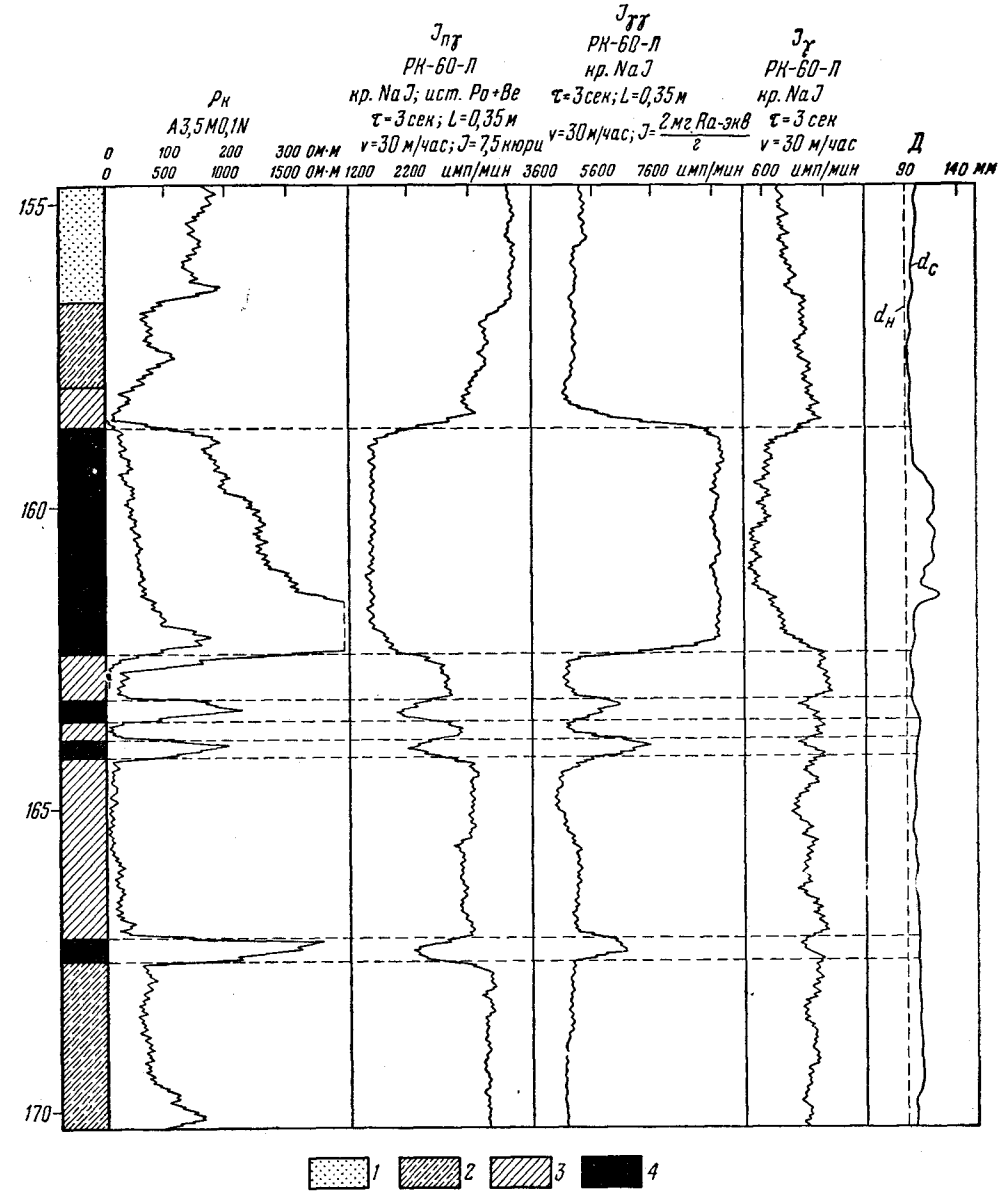


Рис. 196. Диаграммы сопротивлений и радиометрии на каменноугольном месторождении Печорского бассейна

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

Нейтронный гамма-метод широко используется в нефтяной и газовой промысловой геофизике для решения тех же задач, что и нейтрон-нейтронные методы, а именно: литологического расчленения разрезов скважин по водородосодержанию пластов, определения водонефтяного (при повышенной минерализации пластовых вод), газоводяного и газонефтяного контактов и коэффициента пористости. Особенно большое практическое значение имеет этот метод при исследовании разрезов скважин, сложенных карбонатными породами.

Нейтронный гамма-метод применяется также для исследования рудных скважин при поисках и разведке таких руд, как бор, марганец, никель, алюминий и др. Этот метод в комплексе с нейтрон-нейтронными методами используется для количественных определений содержания в породах указанных полезных ископаемых.

Нейтронный гамма-метод опробован на угольных месторождениях. Однако пока он не получил широкого распространения подобно гамма-гамма-методу, что не может быть оправданным. Этот метод может использоваться в комплексе с другими радиоактивными (ГМ, ГГМ) и электрическими методами для литологического расчленения разрезов скважин, выявления в них угольных пластов и изучения последних.

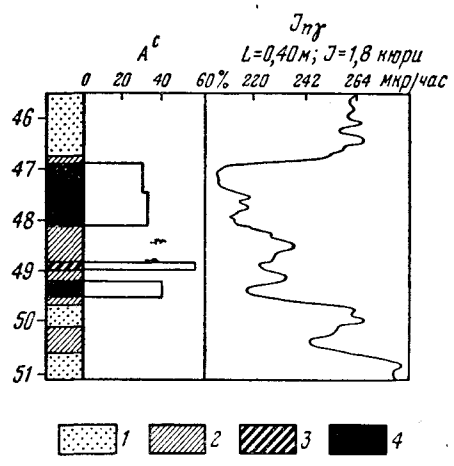


Рис. 197. Сопоставление диаграммы $I_{n\gamma}$ с зольностью бурого угля (Мосбасс [159])

1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

Опробование нейтронного гамма-метода на буроугольных месторождения производилось А. Н. Макаровым, В. Ф. Фришем и П. П. Доротой [157, 159]. Наибольшей диффузионной длиной характеризуются известняки, затем песчаники и глины, а наименьшей — угли и вода. Для исследования разрезов угольных скважин рекомендуется зонд размером $L_{n\gamma} = 0{,}4$ *м* (выше длины инверсионной области), полоний-бериллиевый источник мощностью 1,5—3 *кюри*. При этих условиях угольные пласты на диаграммах $I_{n\gamma}$ выделяются отчетливыми симметричными отрицательными аномалиями (рис. 195).

На диаграммах нейтронного гамма-метода $I_{n\gamma}$ значительно слабее сказывается влияние изменения диаметра скважины и наличие обсадных труб, чем на диаграммах гамма-гамма-метода, $I_{\gamma\gamma}$. Это отчетливо видно из рис. 195, где приведено сопоставление диаграмм, зарегистрированных в скважине до ее обсадки и после обсадки по интервалам, где отсутствуют и имеются каверны. Аналогичные результаты по нейтронному гамма-методу получаются и на месторождениях каменных углей (рис. 196).

Нейтронный гамма-метод так же, как и гамма-гамма-метод, расчленяет структуру угольных пластов. Изменение амплитуды аномалии кривой $I_{n\gamma}$ на угольном пласте обусловлено изменением зольности отдельных его пачек (рис. 197). Это позволяет использовать нейтронный гамма-метод для изучения структуры и зольности угольных пластов.

§ 50. Метод наведенной активности

Метод наведенной радиоактивности (НА) заключается в изучении горных пород по данным измерения интенсивности, энергии гамма-излучения и периодов полураспада ($T_{1/2}$) радиоактивных изотопов, возникающих при облучении пород нейтронами. Путем измерения этих параметров определяют образовавшиеся радиоактивные изотопы, а по ним и исходные элементы, входящие в состав породы, и их количественное содержание [17, 81, 82, 84, 120, 137, 197, 232].

Искусственные радиоактивные изотопы возникают у большинства элементов при захвате их ядрами нейтронов. Наиболее существенную роль в образовании наведенной активности, особенно горных пород, играют алюминий, магний, натрий, хлор. Интенсивность гамма-излучения, возникающего при распаде искусственных изотопов этих элементов пород,

позволяет определять суммарное их содержание в исследуемой породе.

Период полураспада является характерным параметром для радиоактивных изотопов. Так, например, для радиоактивного изотопа алюминия $_{13}Al^{27}$ он равен 2,3 *мин*, для хлора $_{18}Cl^{37}$ — 38 *мин*, для натрия $_{11}Na^{23}$ — 14,9 *час*, что дает возможность выделять отдельные элементы с помощью этого параметра.

Практическая обработка материалов измерений в скважинах по методу наведенной активности производится следующим образом [84]. По данным измерения интенсивности гамма-излучения активации $I_{\gamma a}$ строятся кривые зависимости $\lg I_{\gamma a} = f(\tau)$, где τ — время, в течение которого производилось измерение $I_{\gamma a}$ (рис. 198). В случае одного радиоактивного изотопа кривая $\lg I_{\gamma a} = f(\tau)$ представляет прямую (линии *1* и *2*), наклоненную к оси абсцисс под углом, тангенс которого равен постоянной распада. Период полураспада численно определяется по кривой $I_{\gamma a}$ отрезком времени, в течение которого интенсивность гамма-излучения активации уменьшается вдвое.

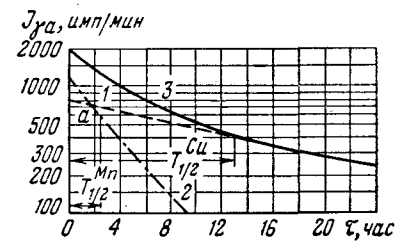


Рис. 198. Кривые распада отдельных радиоактивных изотопов и их смеси [84]

1 — изотопа Cu^{64} ($T_{1/2} = 12{,}8$ *час*); *2* — изотопа Mn^{56} ($T_{1/2} = 2{,}6$ *час*), *3* — смеси, содержащей изотопы Mn^{56} и Cu^{64}

При содержании в породе нескольких радиоактивных изотопов зависимость $\lg I_{\gamma a} = f(\tau)$ графически представляется вогнутой линией (линия *3*). В этом случае для определения периодов полураспада $T_{1/2}$ отдельных элементов проводят к правой ветви кривой распада асимптоту до пересечения ее с осью ординат (точка *a*). Данная асимптота соответствует кривой распада изотопа с наибольшим периодом полураспада. Затем строят кривую разностей значений интенсивности распада по кривым *3* и *1*. Если при этом построенная кривая будет прямой (линия *2*), то это указывает на наличие одного изотопа с коротким периодом полураспада, а если вновь вогнутой линией, то это свидетельствует о наличии нескольких короткоживущих изотопов, разделение которых производится в дальнейшем аналогичным построением. Таким путем может быть выделено несколько изотопов, если их периоды полураспада резко различаются (в 5 раз и более).

Из сопоставления полученных периодов полураспада изотопов с табличными данными определяют наличие исходных элементов в породе. По материалам интенсивности гамма-излучения активации изотопов выясняют их количественное содержание, для чего используются как графические (номограммы), так и аналитические способы [84]. Для количественных определений требуется соответствующее эталонирование измерительной аппаратуры.

Метод наведенной активности применяется при исследовании нефтяных скважин для отбивки водонефтяного контакта по данным активации хлора, марганца, алюминия и натрия, а в рудной геофизике — для поисков и разведки алюминия, марганца, и других элементов. Для исследования угольных скважин метод наведенной активности пока не применяется, однако и здесь он имеет перспективы. В частности, этот метод можно использовать для выявления содержания в угольных пластах алюминия, кремния и магния, которые входят в состав золы, что позволит количественно оценивать зольность угля. Изучение энергетического спектра гамма-излучения активации позволит выяснять химический состав горных пород. Попутно следует отметить, что метод спектрометрии естественного гамма-излучения также имеет большие перспективы [17].

§ 51. Новые радиоактивные методы

В настоящее время для исследования разрезов скважин начал успешно применяться генератор нейтронов, с помощью которого возможно получение управляемых потоков нейтронов. На основе применения скважинного генератора нейтронов разрабатываются новые модификации радиоактивных методов исследования скважин: импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ), гамма-метод неупругого рассеяния нейтронов (ГМНРН), нейтронный гамма-метод и метод наведенной активности с генератором нейтронов [232].

Эти методы опробуются в нефтяных скважинах, для которых изготовлены генераторы нейтронов достаточно больших диаметров ($d > 10$ *см*). Для исследования угольных и рудных скважин необходима разработка малогабаритного генератора нейтронов. Применение генераторов нейтронов для изучения разрезов угольных скважин, на наш взгляд, является весьма перспективным.

ГЛАВА XIII

ТЕРМОМЕТРИЯ И РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

§ 52. Термометрия

Горные породы обладают различными термическими свойствами (см. главу I). Это позволяет изучать разрезы скважин путем измерения температур по оси скважины. Изучение температурного режима горных пород и их определение по температурным измерениям называется т е р м о м е т р и е й.

Наиболее широко термометрические исследования проводятся в нефтяных скважинах [84, 85, 103]. С их помощью решаются следующие задачи:

1) изучение теплового режима пород исследуемого района с целью выяснения его геологического строения и решения задач региональной геологии;

2) разграничение пород в разрезах скважин по их термическим свойствам;

3) выявление в разрезах скважин газоносных и нефтеносных горизонтов;

4) определение местоположения затрубной циркуляции и притоков вод в скважину, а также высоты подъема цементного кольца.

В связи с тем что в настоящее время уделяется большое внимание решению проблемы практического использования тепла земных недр, перед термометрией ставится задача поисков и разведки месторождений подземных горячих вод и пара.

Для решения этих задач методами термометрии изучается распределение температур естественного теплового поля земли и локальных тепловых полей, созданных физико-химическими процессами, протекающими в некоторых породах, и теплотой бурового раствора. Термометрические измерения можно проводить как в необсаженных, так и в обсаженных трубами скважинах, что является преимуществом этих методов перед электрометрическими. Наряду с этим термометрия имеет и недостатки, связанные с необходимостью длительной задержки скважины для термометрических измерений.

Температурные измерения в скважинах проводят с помощью э л е к т р и ч е с к о г о т е р м о м е т р а с о п р о т и в л е н и й, опускаемого в скважину на трехжильном кабеле (рис. 199). Принцип действия электрических термометров сопротивления основан на изменении электрического сопротивления металла под влиянием температуры [85, 137]. Температуру измеряют по схеме неуравновешенного моста с постоянными и чувствительными плечами. Два противоположных плеча моста R_2 и R_4 изготовляют из манганина или константана, обладающих очень малым температурным коэффициентом, а два других — R_1 и R_3 — из меди, для которой температурный коэффициент $\alpha_t = 0{,}004^\circ\,C^{-1}$. При помощи

жилы A кабеля через мост и далее через землю пропускают ток постоянной силы. Разность потенциалов ΔU, возникающая между точками (M и N) моста, измеряется прибором $П$ на поверхности. При некоторой температуре T_0 мост уравновешивается и разность потенциалов между точками M и N равна нулю. При другой температуре t вследствие изменения сопротивления плеч R_1 и R_3 равновесие нарушается. При этом возникает разность потенциалов ΔU, пропорциональная измеряемой температуре.

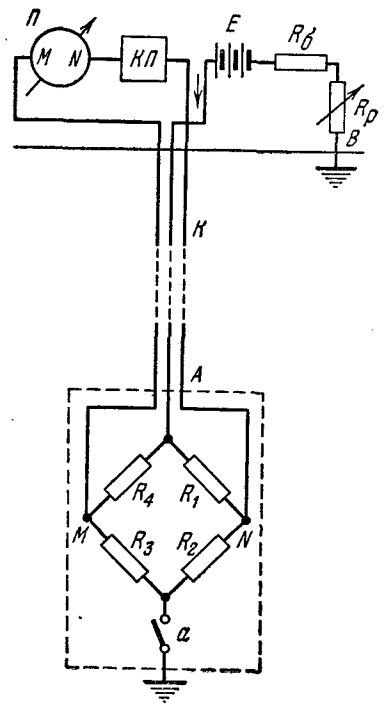


Рис. 199. Схема измерения температур в скважине термометром сопротивления

R_1 и R_3 — сопротивления с большим температурным коэффициентом; R_2 и R_4 — сопротивления с малым температурным коэффициентом; K — кабель; $П$ — прибор для записи температурной кривой; $КП$ — компенсатор поляризации; E — батарея; $R_р$ — реостат; $R_б$ — балластное сопротивление

Температура среды, в которой находится термометр, определяется по формуле

$$t = T_0 + C\frac{\Delta U}{I}, \qquad (85)$$

где C — постоянная термометра в *град/ом*.

Величины T_0 и C определяются для каждого термометра экспериментально и указываются в его паспорте.

Электрические термометры воспринимают измеряемую температуру во времени по экспоненциальному закону [85]:

$$\Delta t = \Delta t_0 (1 - l^{-\frac{\tau}{\tau_t}}), \qquad (86)$$

где Δt — изменение температуры термометра с течением времени;

Δt_0 — разность между температурой среды, окружающей термометр, и температурой термометра в начальный момент времени [$\tau = 0$];

τ_t — постоянная времени термометра.

Термометр воспринимает температуру окружающей среды тем быстрее, чем меньше постоянная времени термометра τ_t.

Из формулы (86) при $\tau = \tau_t$ получим:

$$\Delta t = 0{,}63\,\Delta t_0. \qquad (87)$$

Постоянная времени τ_t, характеризующая время, в течение которого термометр воспринимает 63% разности температур Δt_0, называется **тепловой инерцией термометра**. Она определяет скорость восприятия термометром температуры окружающей среды. Тепловая инерция термометров определяется экспериментально и для каждого прибора указывается в его паспорте. Величина тепловой инерции электрических термометров, применяемых при исследовании скважин, составляет доли и единицы секунд (0,5—7 *сек*). На практике при исследованиях в скважинах действительное значение тепловой инерции термометров отличается от ее величины, определенной в лабораторных условиях [103].

В настоящее время в СССР для измерения температур в скважинах выпускаются стержневые малоинерционные термометры для трехжильного и одножильного кабелей [85, 103, 137]. Кроме обычных электрических термометров применяются специальные термометры, разработанные В. Н. Дахновым [85]: термометр с компенсацией температур, созданных региональным тепловым полем земли, и термометр для непосредственного измерения геотермического градиента.

С помощью электрического термометра измеряется температура бурового раствора. Поэтому для проведения температурных измерений скважина должна быть соответствующим образом подготовлена. Определение геотермического градиента (или геотермической ступени) и изучение геологического разреза по методу естественного теплового поля должны проводиться в условиях установившегося теплового режима в скважине. С этой целью скважина должна выстаивать в состоянии покоя время, в течение которого буровой раствор примет температуру окружающих его пород. Это время при условии, что бурение скважины проводилось в короткий срок, определяется табл. 14 [85].

Таблица 14

Время простоя скважины (в *сутках*) от промывки раствором до замера температур при условии определения температуры горных пород с точностью 0,5° С

Разность между температурами раствора и пород в начальный момент времени, *град*	Диаметр скважины, дюймы					
	4	6	7 3/4	9 3/4	11 3/4	13 3/4
5	0,5	1,2	1,8	3,0	4,5	6,5
10	1,0	2,3	4,0	6,0	9,0	12,0
20	2,1	5,0	8,0	12,0	18,0	26,0
50	5,5	12,0	20,0	30,0	43,0	64,0
100	10,5	22,0	38,0	58,0	86,0	125,0

Если же бурение скважины осуществлялось в течение длительного времени и при промывке использовались буровые растворы с температурой, резко отличной от температуры недр, время простоя скважины перед температурными измерениями должно быть значительно увеличено и может быть установлено соответствующим расчетом.

Для температурных исследований угольных скважин точность 0,5° С является достаточной. Диаметр угольных скважин обычно находится в пределах 4 дюймов, и разность между температурой раствора и температурой пород в начальный момент времени, как правило, не превышает 10° С. При этих условиях для определения температур в призабойной части скважины, где тепловое поле земли не искажено длительной прокачкой бурового раствора, обычно достаточно выдержать в покое скважину в течение одних суток. Диаграмму температур (термограмму) записывают при спуске термометра в скважину, что позволяет избежать искажения температур вследствие перемешивания раствора при движении термометра по скважине.

Для температурных исследований методом искусственного теплового поля необходима тщательная промывка скважины буровым раствором, температура которого должна отличаться от температуры исследуемых пород не менее чем на 10—12° С. Температурные измерения производятся через несколько часов после промывки скважины.

Результаты измерений естественного теплового поля земли используются для изучения геологического разреза скважины и решения региональных геологических задач [84, 85, 103]. Изменение естественных температур горных пород с глубиной их залегания определяется по термограммам величиной геотермического градиента Γ, равного тангенсу угла β наклона кривой к оси глубин (рис. 200)

$$\Gamma = \frac{dt}{dz} = \operatorname{lg}\beta. \qquad (88)$$

На практике за величину геотермического градиента принимают изменение температуры пород в градусах Цельсия на 100 *м* интервала скважины

$$\Gamma_{100} = 100\,\Gamma = \frac{t_2 - t_1}{H_2 - H_1}100, \qquad (89)$$

где t_1, t_2 — температура в начале и конце интервала скважины в пределах глубин H_1 и H_2.

Величина, обратная геотермическому градиенту, называется геотермической ступенью:

$$G = \frac{H_2 - H_1}{t_2 - t_1}. \qquad (90)$$

Геотермический градиент зависит от двух параметров — плотности теплового потока и удельного теплового сопротивления пород (формула 17). Поэтому при постоянном значении плотности теплового потока и горизонтальном залегании пород, по значениям геотермического градиента можно выделять породы с различным тепловым сопротивлением и тем самым производить литологическое расчленение разреза скважины [84, 85, 103]. Так как геотермический градиент зависит от плотности теплового потока, то

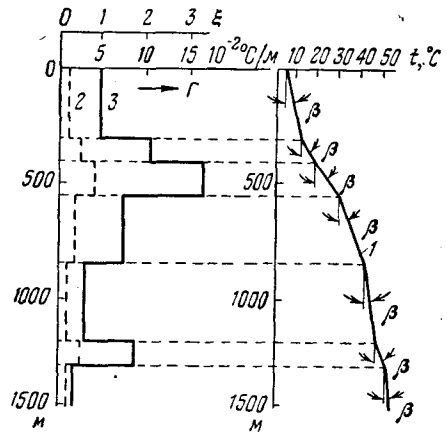


Рис. 200. Термограмма (*1*) и графики изменения геотермического градиента (*2*) и теплового сопротивления (*3*) пород [84]

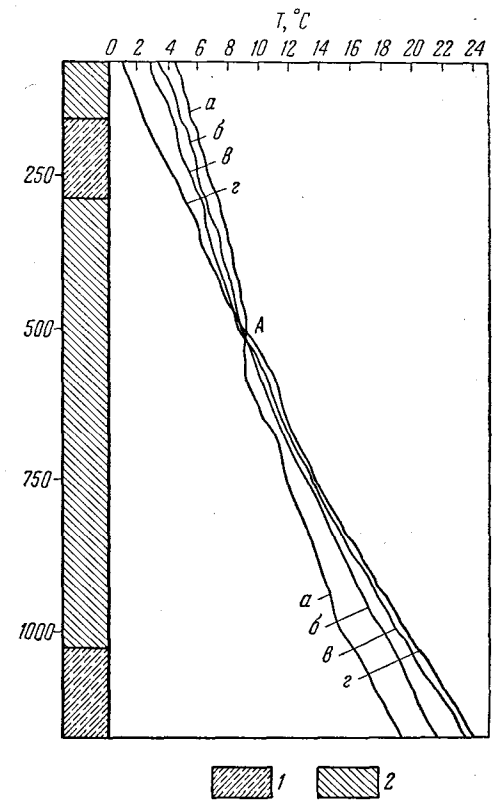


Рис. 201. Определение положения точки A — равенства температур бурового раствора и среды, окружающей скважину

1 — алевролит; *2* — песчано-алевролито-аргиллитовые переслаивания

на величину Γ оказывают влияние тепловые свойства подстилающих пород, а в случае крутых падений и пород, прилегающих на глубине к участку разведки. Это позволяет изучать по данным термометрии глубинное строение района и соседних площадей, не вскрытых скважинами на участке разведки [84].

В областях многолетней мерзлоты отмечается подъем ее границы над сводами погребенных структур, что используется для поисков и разведки последних по данным термометрии [103].

При интерпретации термограмм необходимо учитывать закономерности регионального распределения теплового поля земли, градиент которого изменяется в пределах 0,6—20° С/100 *м* в различных районах земного шара. Наименьшие значения геотермического градиента наблюдаются в районах, в которых на поверхности залегают кристаллические породы, а наибольшие — в районах кайнозойской и позднемезозойской

складчатости [84]. В осадочных толщах наибольшие значения геотермического градиента отмечены в глинах и аргиллитах, наименьшие — в карбонатных и гидрохимических осадках.

Литологическое расчленение разрезов скважин при термометрии наиболее эффективно может быть выполнено по данным изучения искус-

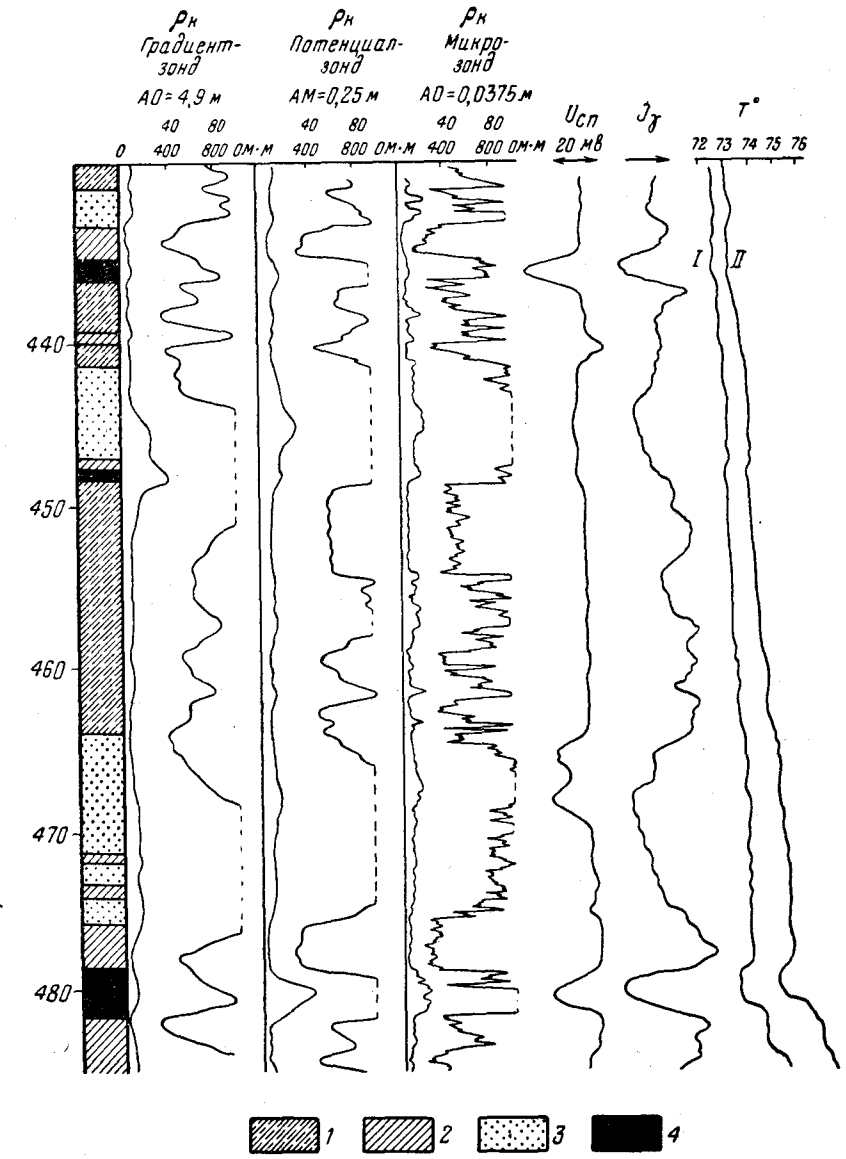


Рис. 202. Геофизические диаграммы по скважине одного из каменноугольных бассейнов западной Европы [261]

I — термограмма, зарегистрированная без выстойки скважины; *II* — термограмма, зарегистрированная через 8 *час* после первой

1 — алевролит; *2* — аргиллит, *3* — песчаник; *4* — уголь

ственных тепловых полей, созданных буровым раствором с температурой, резко отличающейся от температуры исследуемых пород, а также экзотермической реакцией схватывания цемента — при цементаже стенок скважины. В случае наличия этих тепловых полей на термограммах отмечается разная дифференциация горных пород по их тепловому сопротивлению. При этом, если буровой раствор имеет более низкую температуру

по сравнению с окружающей средой, породы с более высоким тепловым сопротивлением (угли, глины) выделяются аномалиями пониженных температур, а породы с более низким тепловым сопротивлением (водоносные пески) — аномалиями повышенных температур. При буровом растворе с температурой, более высокой чем окружающая среда, аномалии на термограмме имеют обратный знак.

Так как при исследовании буровых скважин всегда существует естественное тепловое поле земли, то в глубоких скважинах при применении буровых растворов определенной температуры на малых и больших глубинах будут наблюдаться разные по величине и знаку соотношения температур бурового раствора и вмещающих пород. В этом случае

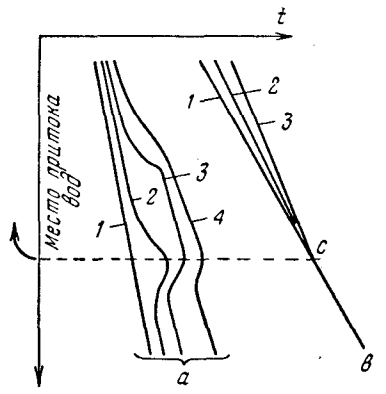


Рис. 203. Схематические термограммы при определении места притока вод в скважине способом оттартывания [85]

а — неустановившийся тепловой режим; *б* — установившийся тепловой режим; *1*, *2*, *3* и *4* — термограммы, полученные при последовательном проведении замеров температур в скважине

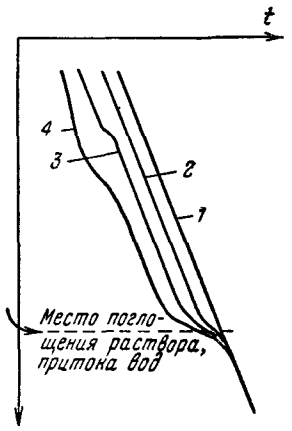


Рис. 204. Схематические кривые температур при определении мест притоков вод способом продавливания

1, *2*, *3* и *4* — термограммы, полученные при последовательном проведении замеров температур в скважине [85]

для правильной интерпретации термограмм необходимо знать положение точки, в которой температуры бурового раствора и горных пород равны между собой. Этой точкой будет являться пересечение термограммы естественного теплового поля, зарегистрированной в скважине с установившимся тепловым режимом, с термограммой искусственного теплового поля, или точка пересечения термограмм, зарегистрированных в скважине с искусственным тепловым полем через различные интервалы времени (рис. 201). Выше этой точки температура пород ниже, а ниже точки — выше температуры бурового раствора.

Следует также учитывать при интерпретации термограмм, что величина аномалии температур зависит от диаметра скважины, разности температур бурового раствора и пород в начальный момент времени и промежутка времени с начала и до окончания подготовки скважины [84, 85].

Сопоставим две термограммы, зарегистрированные при неустановившемся тепловом режиме в скважине через промежуток времени 8 *час*, с диаграммами других геофизических параметров (рис. 202). В данном интервале исследования температура бурового раствора была ниже температуры пород. Угольные пласты, обладающие высоким тепловым сопротивлением, отметились пониженными значениями *t*.

На термограммах естественного и искусственного тепловых полей иногда наблюдаются аномалии температур, обусловленные локальными тепловыми полями. Такие поля возникают в газоносных и нефтеносных коллекторах, водоносных и кавернозных горизонтах, в галогенных осадках, сульфидах и углях. Тепловые поля в угольных пластах могут воз-

никать при реакциях окисления угля и включенного в него пирита. При этом возрастает температура, что отмечается положительными аномалиями на термограммах при достаточно большей мощности угольных пластов.

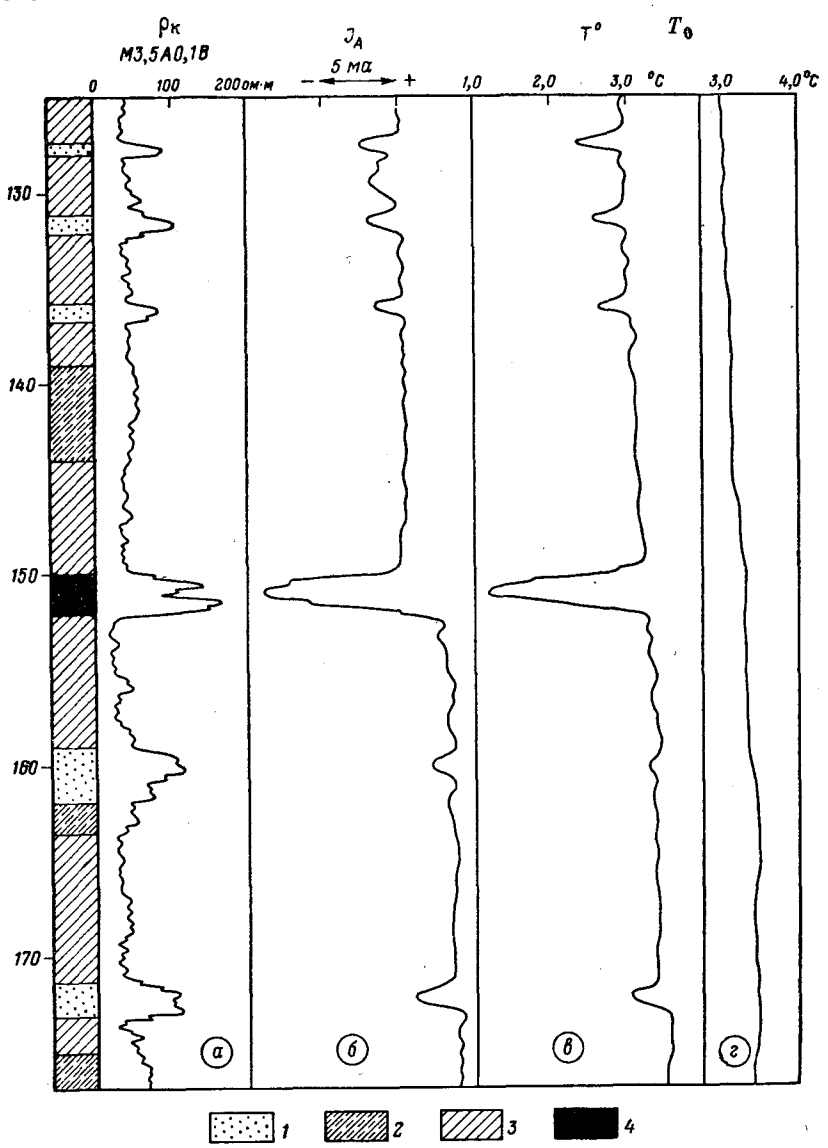


Рис. 205. Искажение термограмм при непостоянстве тока питания термометра (аномалии заземления)

а — кривая $\rho_к$; *б* — кривая тока; *в* — термограмма, зарегистрированная без балластного сопротивления в цепи питания мостика; *г* — термограмма, зарегистрированная при помощи четырехжильного кабеля (четвертая жила присоединяется к корпусу термометра)
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

Термометрические измерения часто используются для определения мест притока воды в скважину [85, 103, 137] и затрубной циркуляции вод. С этой целью в скважину закачивают буровой раствор с температурой, резко отличной от температуры окружающих пород. Постоянство температуры бурового раствора подтверждается контрольным замером. Затем путем оттартывания понижают в скважине уровень раствора, что вызывает приток воды из водоносных горизонтов с температурой,

отличной от температуры бурового раствора. При последующих замерах температур в местах притоков будут зафиксированы аномалии (рис. 203).

В тех случаях, когда в скважине имеется водопоглощающий горизонт, подготовку скважины осуществляют путем продавливания бурового раствора с температурой, резко отличной от температуры бурового раствора, наполняющего скважину. Производя ряд последовательных продавливаний, сопровождаемых измерениями температуры, по резкому изменению, устанавливающемуся на некоторой глубине, определяют местоположение поглощающего горизонта (рис. 204).

Использование термометрии для определения притоков воды имеет ряд недостатков по сравнению с резистивиметрией [137]. Поэтому в практике исследования угольных скважин, как правило, определение притоков воды производится по данным резистивиметрии. Термометрия в угольных скважинах имеет большое значение для определений геотермической ступени и температурного режима горных пород, что необходимо при изучении условий эксплуатации шахт, особенно на больших глубинах. Для этих целей температурные измерения производятся в скважинах после длительного их простоя с тем, чтобы буровой раствор принял температуру окружающих пород. В данном случае многолетнемерзлые породы выделяются на термограммах отрицательными температурами. Чтобы исключить возможность замерзания бурового раствора, его подсаливают. Знание положения горизонта многолетнемерзлых пород необходимо для строительства и эксплуатации шахт, а также других промышленных и жилых сооружений.

При исследовании скважин методом термометрии надо иметь в виду возможность искажения термограмм рядом причин, не обусловленных геологическим разрезом скважины, например: обсадной колонной, проникновением бурового раствора в породы, затрубной циркуляцией вод, конвекцией тепла в растворе, тепловой инерцией термометра и т. д. [84, 137]. Необходимо принимать соответствующие меры по устранению данных причин и учитывать возможные искажения термограмм при их интерпретации.

Следует особо указать на весьма значительные искажения термограмм, вызываемые непостоянством силы тока питания электротермометра. На рис. 205 на термограмме зарегистрированы значительные аномалии температур, обусловленные непостоянством тока в цепи (кривая *б* — диаграмма I_A) вследствие резкого изменения сопротивления заземления. Эти искажения могли быть ошибочно приняты за наличие локальных тепловых полей в угольных пластах. Необходимо поддерживать постоянную силу тока питания термометра, что можно достигнуть путем применения больших балластных сопротивлений в цепи тока или, еще лучше, заземления с помощью четвертой жилы кабеля (рис. 205, кривая *г*). При наличии трехжильного кабеля вместо четвертой жилы можно использовать любой провод, качество изоляции которого не имеет существенного значения.

§ 53. Резистивиметрия

Резистивиметрией называется метод изучения изменения электрического удельного сопротивления бурового раствора или воды по стволу скважины.

Р е з и с т и в и м е т р — прибор, с помощью которого определяется удельное сопротивление бурового раствора в скважине, представляет собой обычный зонд весьма малых размеров [37, 77, 83, 120, 134, 137]. Для того, чтобы на измерение сопротивления бурового раствора не влияли породы, этот зонд помещается в металлический кожух (рис. 206). Измерения с резистивиметром производятся по той же схеме, которая используется для замера кажущегося сопротивления.

В углеразведке резистивиметрия применяется для гидрогеологических исследований угольных скважин, имеющих большое практическое значение. Известно, что основная роль в формировании водоносных горизонтов, с которыми приходится встречаться при строительстве шахт, принадлежит водам атмосферного происхождения. Выпадающие атмосферные осадки просачиваются в глубь земли, в виде подземных потоков циркулируют в поясе трещиноватости горных пород. На угольных месторождениях распространены грунтовые, межпластовые, трещинные и пластово-трещинные подземные воды. Межпластовые и трещинные воды бывают напорными и безнапорными.

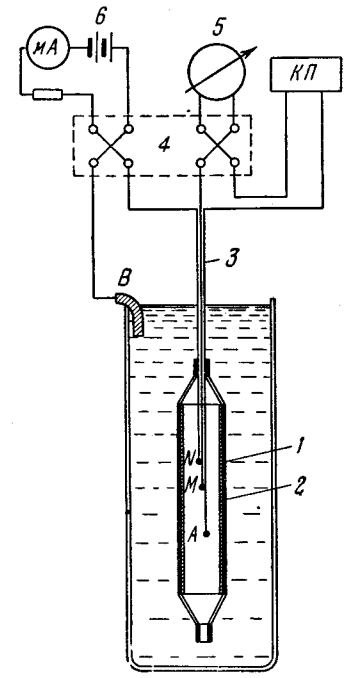


Рис. 206. Схема измерения удельного сопротивления бурового раствора в скважине резистивиметром

1 — корпус резистивиметра; *2* — изоляционный слой внутри корпуса; *3* — кабель; *4* — пульсатор; *5* — регистрирующий прибор; *6* — батарея; *КП* — компенсатор поляризации; *В* — поверхностное заземление

Освоение новых месторождений и строительство шахт и карьеров сопряжено с необходимостью борьбы с подземными водами, которые не только образуют водопритоки к горным выработкам, но и при своем воздействии на горные породы могут изменять их физико-механические свойства и вызывать вспучивание и текучесть глин, образование плывунов, деформации крепи выработок, оползание бортов в карьерах и т. п. Поэтому гидрогеологические факторы в значительной мере влияют на выбор способа проходки основных вскрывающих выработок, системы разработки запасов, метода управления кровлей и устройства дренажно-осушительных сооружений.

Основные работы по гидрогеологическому изучению месторождений проводятся в процессе разведки, при определении горногеологических условий их освоения и эксплуатации. Кроме того, производятся поиски и разведка подземных вод для целей водоснабжения промышленных сооружений и жилых поселков. Целью гидрогеологических исследований на месторождениях является выявление водоносности пород, условий питания водоносных горизонтов, их фильтрационных свойств, соотношений емкостных запасов и динамических ресурсов подземных вод, химический состав последних и т. п. В комплексе гидрогеологических исследований применяются и геофизические методы. С помощью геофизических методов можно определить места притоков подземных вод в скважину, скорость движения этих вод и коэффициент фильтрации.

Определение притоков воды

Принцип определения притока воды в скважину резистивиметром состоит в том, что в скважину закачивается искусственно приготовленный раствор, сопротивление которого резко отличается от сопротивления воды притока [120, 134, 136, 137]. В этом случае при измерении сопротивления бурового раствора по стволу скважины в месте притока будет зарегистрирована аномалия.

При бурении скважины могут быть встречены пласты, как отдающие воду, так и поглощающие ее, в зависимости от соотношения гидростатических уровней бурового раствора в скважине и воды в пласте.

В соответствии с характером водоносных горизонтов (отдающие или поглощающие) для их определения применяются методы оттартывания или продавливания.

Метод оттартывания используется для определения водоотдающих горизонтов. Первоначально определяется удельное сопротивление воды, которую дает приток. Затем скважина заполняется (промывается) однородным, лучше всего глинистым, раствором. При этом учитывается количество фильтрата, поглощенного водоносным пластом, что позволяет определить количество раствора, которое необходимо оттартать для того, чтобы вода притока поступила в скважину. При работе с резистивиметром удельное сопротивление глинистого раствора должно быть в несколько раз больше или меньше сопротивления воды притока.

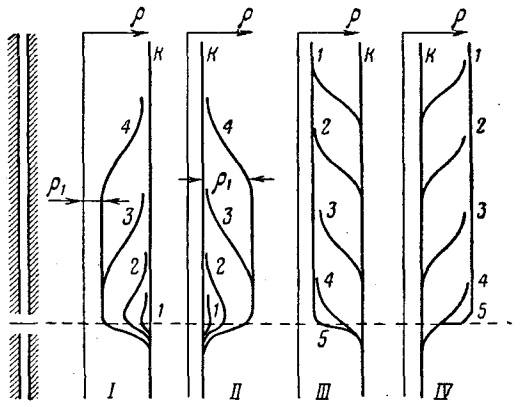


Рис. 207. Схематические кривые определения места притока воды резистивиметром Метод оттартывания: сопротивление воды притока ϱ_1 меньше (*I*) или больше (*II*) сопротивления воды в скважине; метод продавливания: сопротивление фиксирующей жидкости $\varrho_ф$ меньше (*III*) или больше (*IV*) сопротивления воды в скважине; *K* — контрольный замер; *1*, *2*, *3*, *4* и *5* — порядковые номера замеров после контрольного в порядке их выполнения

После заполнения (промывки) скважины приготовленным раствором проводится «контрольный замер» с целью проверки однородности раствора и величины его удельного сопротивления. Затем производится понижение уровня раствора путем оттартывания его или вытеснения спуском труб с закрытым нижним концом. Через некоторое время начинается регистрация диаграммы ϱ_p с резистивиметром. Потом снова производится понижение уровня раствора в скважине и последующее измерение резистивиметром и т. д. (рис. 207, кривые *I* и *II*). При этом перед каждым замером учитывается количество раствора, оттартанного или вытесненного из скважины.

Степень понижения уровня раствора в скважине определяется дебитом притока. При небольшом дебите притока следует значительно увеличивать глубину понижения уровня в скважине. При большом дебите притока при первом тартании уровень понижается лишь немного ниже статического, чтобы была возможность проследить приток в самом начале. Последующие понижения уровня производятся также незначительно, на определенное количество метров перед каждым замером.

Следует определять положение уровня в скважине и время, в которое измерен уровень. Эти наблюдения необходимо производить в начале и конце регистрации каждой диаграммы сопротивления. По данным материалам определяется скорость перемещения уровня раствора в скважине и дебит притока. По результатам замера уровня раствора и объема оттартанной жидкости подсчитывается количество жидкости, поступающей в скважину за время между замерами. На основании зарегистрированных диаграмм сопротивления также подсчитывается количество жидкости, поступающей в скважину за это время. Полученные два независимых подсчета жидкости, поступающей в скважину, сопоставляются между собой и их совпадение указывает на отсутствие в скважине других притоков, не выявленных вследствие малого дебита или небольшого отличия по сопротивлению вод этих притоков от сопротивления раствора.

На рис. 208 приведены фактические диаграммы резистивиметрии, на которых зафиксированы два водоносных горизонта, пересеченных

скважиной, при этом глубины этих горизонтов, определенные по данным бурения и резистивиметрии, совпадают. Однако в некоторых случаях такое совпадение отсутствует, обычно данные бурения более или менее достоверно определяют положение верхней границы водоносного горизонта. Наоборот, резистивиметрия дает точное положение его нижней границы. При совместной интерпретации результатов измерений достоверно определяются обе границы водоносного горизонта.

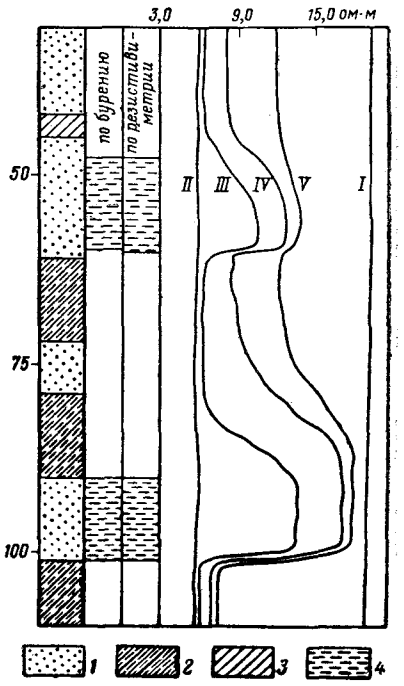


Рис. 208. Выделение водоносных горизонтов в скважине по диаграммам резистивиметрии

I — кривая резистивиметрии, зарегистрированная без подготовки скважины; *II* — контрольная кривая резистивиметрии, зарегистрированная после подготовки скважины (замена соляным раствором); *III*, *IV* и *V* — кривые резистивиметрии, последовательно зарегистрированные после оттартывания бурового раствора
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — водоносный горизонт

Метод продавливания применяется для выявления поглощающих горизонтов. Первый контрольный замер резистивиметром или термометром производят до закачки воды. Затем в скважину нагнетают воду. Закачиваемая в скважину вода должна в несколько раз отличаться по сопротивлению от воды притока, заполняющей скважину. Путем замеров резистивиметром прослеживается перемещение границы раздела закачиваемой воды с водой, заполняющей скважину (см. рис. 207, кривые *III* и *IV*). Нагнетание воды в скважину производится отдельными порциями, между которыми выполняются замеры резистивиметром для прослеживания перемещения контакта вод. Закачка воды продолжается до тех пор, пока не прекратится перемещение указанной границы. Это произойдет тогда, когда она совпадет с нижней границей поглощающего горизонта, что и дает возможность определить положение последнего.

При закачках воды в скважину необходимо замерять ее объемы и снижение уровня за время замеров. Зная объем закаченной воды и диаметр скважины, снижение уровня можно получить расчетом. Сравнивая фактическое перемещение границы двух жидкостей с расчетным, можно в ряде случаев выявить наличие второстепенных поглощающих горизонтов, расположенных выше основного поглощающего горизонта.

Для выявления возможного наличия второстепенных поглощающих горизонтов, расположенных ниже основного, необходимо после установления нижней границы основного поглощающего горизонта повысить интенсивность закачки воды в скважину и затем проверить положение нижней границы закачиваемой воды. Если при этом будет зафиксировано понижение границы, то это укажет на наличие ниже основного поглощающего горизонта других более слабых мест поглощения раствора.

Определение скорости фильтрации подземных вод

С помощью резистивиметра можно производить послойное определение скорости фильтрации подземных вод [70]. Это определение основано на зависимости между скоростью фильтрации подземных вод v и быстротой разбавления соленого раствора, заполняющего скважину

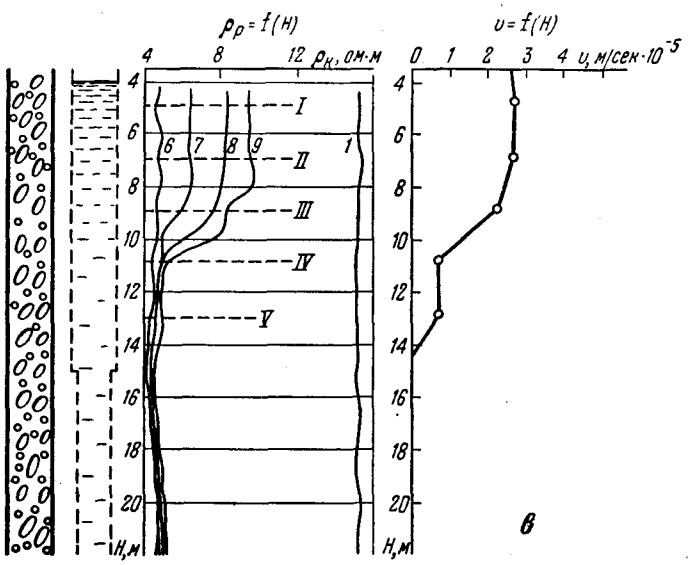
$$v = \frac{\pi d_c}{8T} \ln \frac{C_1 - C_0}{C_2 - C_0} = \frac{0{,}95\, d_c}{T} \lg \frac{C_1 - C_0}{C_2 - C_0}, \qquad (91)$$

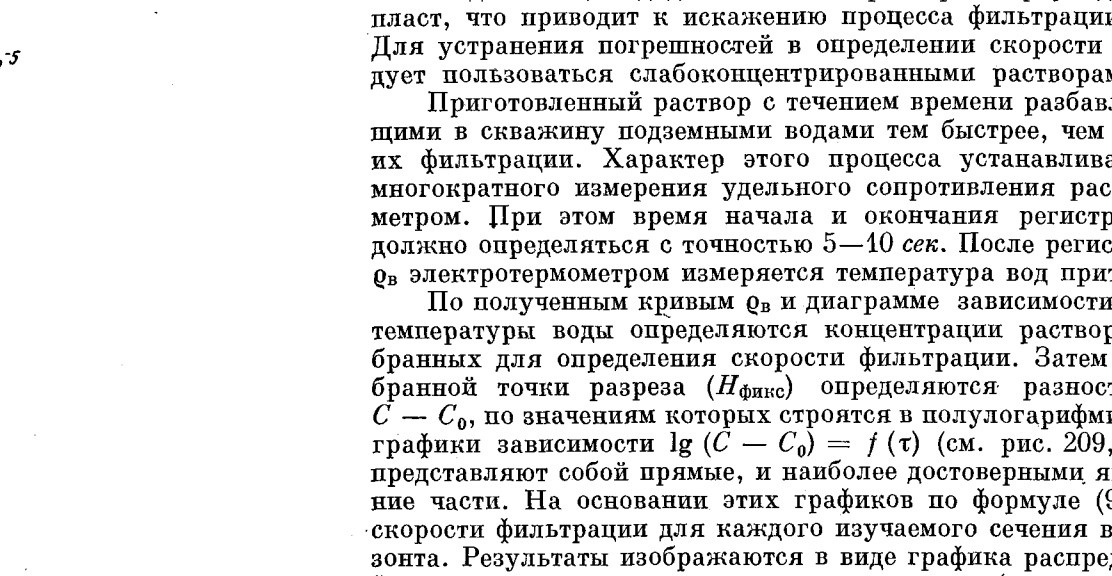
где d_c — диаметр скважины;

T — промежуток времени, в течение которого произошло изменение концентрации раствора в скважине в пределах от C_1 до C_2;

C_0 — концентрация солей в пластовых водах;

C_1, C_2 — концентрации солей в буровом растворе, заполняющем скважину.





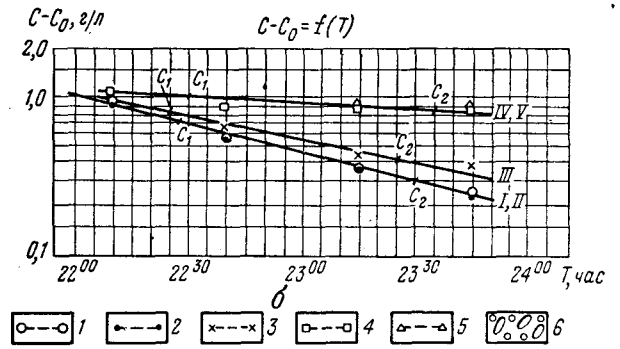


Рис. 209. Определение скорости фильтрации подземных вод с помощью резистивиметра [70]

а — диаграммы резистивиметрии, зарегистрированные через определенные промежутки времени: *6* — до подготовки скважины; *7*, *8* и *9* после осолонения бурового раствора; *I*, *II*, *III*, *IV* и *V* — фиксированные точки определения скорости фильтрации; *б* — графики изменения концентрации солевого раствора в фиксированных точках скважины в зависимости от времени; *в* — график изменения скорости фильтрации подземных вод по слоям водоносного горизонта; изменение концентрации солей бурового раствора в фиксированных точках: *1* — в точке *I*; *2* — в точке *II*; *3* — в точке *III*; *4* — в точке *IV*; *5* — в точке *V*; *6* — галечник

Формула (91) справедлива при условии однородности убывающей во времени концентрации солевого раствора в любом горизонтальном сечении скважины.

Послойное определение скорости фильтрации в скважинах с помощью резистивиметра проводится следующим образом. В скважине с установившимся гидростатическим уровнем притока регистрируется диаграмма сопротивления этой воды $\varrho_в$ (рис. 209, *а*, кривая *1*). По величине сопротивления с помощью диаграммы зависимости $\varrho_в = f(C)$ (см. рис. 8) определяется концентрация C_0 пластовой воды. Затем производится подсаливание воды в скважине, что может быть выполнено путем протягивания по скважине мешка, заполненного поваренной солью. Подсаливание воды рекомендуется производить до концентрации примерно $C_0 = 2$ *г/л* [70].

При большей разнице в концентрациях раствора и пластовой воды вследствие значительного расхождения их плотностей, возникает избыточное давление, под действием которого раствор уходит в водоносный пласт, что приводит к искажению процесса фильтрации пластовых вод. Для устранения погрешностей в определении скорости фильтрации следует пользоваться слабоконцентрированными растворами.

Приготовленный раствор с течением времени разбавляется поступающими в скважину подземными водами тем быстрее, чем больше скорость их фильтрации. Характер этого процесса устанавливается по данным многократного измерения удельного сопротивления раствора резистивиметром. При этом время начала и окончания регистрации кривых $\varrho_в$ должно определяться с точностью 5—10 *сек*. После регистрации диаграмм $\varrho_в$ электротермометром измеряется температура вод притока.

По полученным кривым $\varrho_в$ и диаграмме зависимости $\varrho_в$ от C с учетом температуры воды определяются концентрации раствора в точках, выбранных для определения скорости фильтрации. Затем для каждой выбранной точки разреза ($H_{фикс}$) определяются разности концентраций $C - C_0$, по значениям которых строятся в полулогарифмическом масштабе графики зависимости $\lg(C - C_0) = f(\tau)$ (см. рис. 209, *б*). Обычно они представляют собой прямые, и наиболее достоверными являются их средние части. На основании этих графиков по формуле (91) определяются скорости фильтрации для каждого изучаемого сечения водоносного горизонта. Результаты изображаются в виде графика распределения скорости фильтрации по разрезу водоносного горизонта (см. рис. 209, *в*).

При интерпретации материалов резистивиметрии необходимо учитывать, что приток в скважине вод из одного водоносного горизонта в другой может резко исказить изучаемый процесс фильтрации. В обычных же случаях, когда раствор в скважине осолонен незначительно (до 2 *г/л*) и наибольшее различие в концентрациях между раствором соли в скважине и в воде притока быстро уменьшается во времени, не наблюдается заметного изменения концентрации раствора под влиянием гидростатической конвекции раствора в водоносный пласт.

Тем не менее для уточнения количественных определений скорости фильтрации рекомендуется учитывать возможное влияние гидростатической конвекции раствора в породы. Это можно выполнить путем сопоставления результатов резистивиметрии с данными опытных откачек, которые являются наиболее надежным методом изучения процессов фильтрации подземных вод. С этой целью по графику зависимости $v = f(h)$ определяется средневзвешенное по мощности водоносного горизонта значение скорости фильтрации, что позволяет при известном местном (вокруг скважины) гидравлическом уклоне j вычислить средневзвешенное по пласту значение коэффициента фильтрации породы по формуле Дарси

$$k_{ф\,ср} = \frac{v_{ср}}{j_{ср}}. \qquad (92)$$

Сравнивая полученное по материалам резистивиметрии средневзвешенное по мощности пласта значение коэффициента фильтрации с его величиной $k_{ф\,ср}$, определенной по суммарной опытной откачке из этой скважины, можно определить поправочный коэффициент n для конкретного исследуемого пласта

$$n = \frac{k'_{ф\,ср}}{k_{ф\,ср}}. \qquad (93)$$

Для определения среднего поправочного коэффициента с целью уточнения скоростей фильтрации необходимо для каждого водоносного горизонта производить определение нескольких частных поправочных коэффициентов и брать из них среднеарифметическое значение. Такими сопоставлениями определяются поправочные коэффициенты для неоднородного водоносного горизонта, по разрезу которого наблюдается изменение водопроницаемости.

Возможность послойного определения величины коэффициента фильтрации с помощью резистивиметра является преимуществом этого метода перед методом опытных откачек, определяющим среднее значение коэффициента фильтрации для всего горизонта. Получаемые с помощью резистивиметрии детальные данные об особенностях фильтрации вод в изучаемом горизонте могут эффективно использоваться при гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях, а также строительстве гидротехнических сооружений.

ГЛАВА XIV

ГАЗОМЕТРИЯ И ОТБОР ОБРАЗЦОВ ПОРОД

§ 54. Газометрия

Метод изучения газонасыщенности разреза горных пород, проходимого буровыми скважинами, называется г а з о м е т р и е й.

В поровом пространстве многих пород, составляющих разрезы угольных и нефтяных месторождений, содержатся горючие газы, главной составной частью которых является метан CH_4. Газометрия в нефтяной промысловой геофизике является одним из прямых методов поисков нефтяных и газовых залежей [84, 120, 137, 212, 253]. В угольной геофизике метод газометрии имеет другое назначение [142, 185, 250, 251, 252] и сводится к изучению газонасыщенности угольных пластов.

Известно, что в процессе углеобразования выделяется огромное количество газа (примерно 100—200 $м^3$ на каждую тонну угля). Так как превращение растительных остатков в ископаемый уголь, т. е. процесс карбонизации органического вещества, происходит при последующем перекрытии этих осадков мощной толщей пород, то миграция газообразных продуктов протекает весьма медленно. Полная дегазация угольных пластов наблюдается только в непосредственной близости от земной поверхности — в зоне метанового выветривания, глубина которой обычно не превышает 200—250 $м$. Пласты угля, залегающие на большой глубине, в большинстве случаев содержат метан, количество которого возрастает с глубиной и доходит до 50—60 $м^3$ на 1 $т$ угля.

При шахтной разработке месторождений угля метан, заключенный в угле, выделяется в горные выработки, в которых может образоваться взрывчатая метановоздушная смесь. В настоящее время в СССР основная масса угля разрабатывается подземным способом. Большинство угольных шахт являются газовыми, и, к тому же, многие из них третьей категории и сверхкатегорийные [211]. Поэтому проблема безопасной эксплуатации угольных шахт имеет большое значение.

Известно, что основным способом дегазации шахт является разбавление и вынос газа из подземных выработок вентиляционной струей. Однако в настоящее время в связи со значительной интенсификацией производственных процессов, переходом на разработку глубоких горизонтов, а также увеличением числа одновременно разрабатываемых участков, количество воздуха, необходимого для разбавления метана до взрывобезопасной концентрации, становится настолько большим, что вес его в ряде случаев превышает вес добываемого угля. Для подачи такого огромного количества воздуха необходимы не только мощные силовые установки, но и специальные выработки, на что требуются большие затраты средств при шахтном строительстве.

Для целей проектирования рациональных капитальных сооружений по борьбе с подземным газом в шахтах и сокращения их стоимости

строительства и эксплуатации необходимо располагать достаточно точными данными о возможных газовыделениях в проектируемых шахтах. Следует также учитывать, что при разработке некоторых угольных пластов происходят внезапные выбросы газа, при которых в выработках образуется огромное количество гремучей смеси, вытесняющей необходимый для дыхания воздух.

Для прогноза газообильности шахт необходимо изучать метаноемкость угольных пластов и вмещающих пород, а также движение газа в пластах и истечение его в подземные выработки. Известно, что уголь может вмещать большие количества газа, но интенсивность его выделения в выработки изменяется в широких пределах в зависимости от геологических условий, систем разработки, технологии добычи и скорости проходки выработок.

Перед углеразведчиками ставится задача выяснения по материалам геологической разведки газового режима угольных пластов как всего месторождения, так и отдельных шахтных полей. С этой целью в Московском геологоразведочном институте им. Орджоникидзе (МГРИ) разработан комплексный метод определения газоносности угля в процессе разведочного бурения [142, 250, 251, 252].

Сущность комплексного метода газометрии скважин заключается в изучении содержания газов в циркулирующем по скважине буровом растворе, шламе и керне. На основании этих наблюдений с помощью уравнения газового баланса определяется газоносность угольных пластов. Уравнение газового баланса имеет вид [252]:

$$Q_{об} = q_к (x - a) + q_ш (x - b) + Q_{вх} + Q_{ст}; \quad (94)$$

$$Q = Q_{об} - Q_{вх}, \quad (95)$$

где $Q_{об}$ — количество газа, вынесенного на поверхность с буровым раствором за период перебурки угля и выхода угольного шлама, *л*;

Q — количество газа, попавшего в буровой раствор в скважине из угля при перебурке пласта, *л*;

$q_к$ — вес выбуренного керна угля, *кг*;

x — природная газоносность угля, *л/кг* или *м³/т*;

a — газосодержание угля на поверхности, *см³/г*;

$q_ш$ — вес шлама, *кг*;

b — газосодержание шлама на поверхности, *см³/т*;

$Q_{вх}$ — количество газа, попадающего с входящим буровым раствором в скважину, *л*;

$Q_{ст}$ — количество газа, выделившегося из угольных стенок скважины, *л*.

Природная газоносность определяется по формуле

$$x = \frac{Q + q_к a + q_ш b - Q_{ст}}{q_к + q_ш}. \quad (96)$$

Общее количество газа $Q_{об}$, выделившегося из угольного пласта при перебурке и попавшего в циркулирующий буровой раствор, определяется путем непрерывного его измерения и периодического отбора проб бурового раствора. Для измерений газосодержания в буровом растворе применяются различные полуавтоматические и автоматические газометрические (газокаротажные) станции [137, 190, 212, 253]. При работе на станции газометрия скважины сводится к следующим операциям.

1. Извлечение газа из раствора (дегазация его). При этом образуется газовоздушная смесь, т. е. смесь извлеченного из раствора газа с воздухом.

2. Анализ газа с помощью газоанализатора, т. е. определение количества горючих газов в смеси.

3. Определение глубины, к которой следует отнести результаты измерения.

Извлечение газа из раствора производится с помощью дегазатора, устанавливаемого в желобе у устья скважины. Дегазатор представляет собой металлическую камеру, открытую снизу и поддерживаемую поплавками на поверхности бурового раствора. Вакуумный насос прогоняет через дегазатор струю воздуха, захватывающую выделившийся из бурового раствора газ. Образовавшуюся газовоздушную смесь до направления в газоанализатор пропускают через следующие узлы (рис. 210):

1. Отстойник *3*, в котором газовоздушная смесь освобождается от брызг и механических примесей.

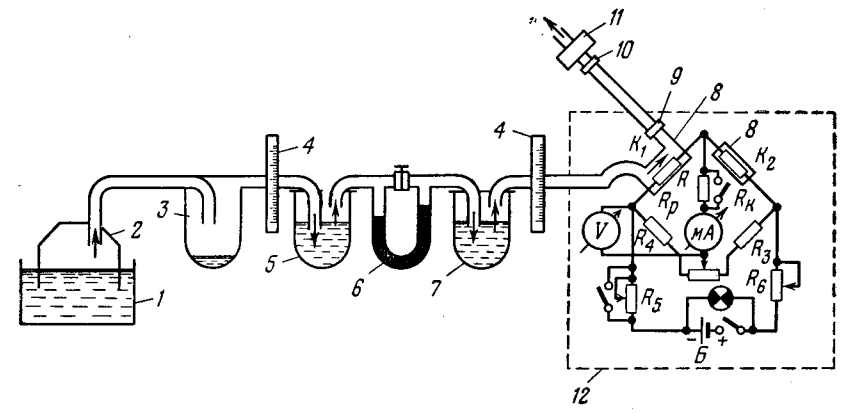


Рис. 210. Схема газокаротажной станции ГКС-3

1 — желоб, по которому буровой раствор выходит из скважины; *2* — дегазатор; *3* — отстойник; *4* — ротаметры; *5* — барботер с водой; *6* — трубка с активированным углем; *7* — барботер со щелочью; *8* — камеры; *9* — регулятор скорости газовоздушного потока (игольчатый клапан); *10* — регулятор вакуума; *11* — вакуумный насос; *12* — электрический газоанализатор

2. Ротаметр или реометр *4*, представляющий собой прибор для измерения объемной скорости движения газовоздушного потока. Эта скорость обычно поддерживается постоянной.

3. Барботер *5* — сосуд с водой, где газовоздушная смесь очищается от примесей и увлажняется, а сероводород и углекислый газ, имеющиеся в примеси, частично поглощаются водой, которую периодически меняют.

4. Трубку *6* с активированным углем, которая может включаться в линию и отключаться от нее. Уголь поглощает тяжелые углеводороды и пропускает метан и водород, что позволяет определять содержание тяжелых углеводородов и учитывать наличие водорода в смеси. Уголь периодически очищается от поглощенных газов путем нагрева его до 160° С.

5. Барботер *7* с раствором щелочи, в котором поглощаются кислотные газы (CO_2, H_2S, SO_2), могущие искажать результаты анализа.

6. Устройство, позволяющее разбавлять воздухом газовоздушную смесь.

Газоанализаторы имеются различных конструкций, основанные на использовании различных свойств газов (акустических, теплопроводных, оптических и др.). Чаще применяются электрические газоанализаторы, использующие эффект выделения тепла при сгорании газов.

Электрический газоанализатор представляет собой неравновесный мостик (см. рис. 210). Два плеча этого мостика — R_3 и R_4 — имеют постоянное сопротивление (из манганина), а два другие плеча — R_0 (рабочее) и $R_к$ (компенсационное) — переменное сопротивление (из платины). Эти плечи помещены в камеры K_1 и K_2, через одну из которых проходит газовоздушный поток из дегазатора. Мостик питается от батареи *Б*. В измерительную линию мостика включается микроамперметр *мА*

и дополнительное сопротивление R_d, позволяющее изменять чувствительность прибора.

Плечи мостика так рассчитаны, что при прохождении через газоанализатор чистого воздуха между ними устанавливается равновесие, и показания прибора в измерительной диагонали мостика равны нулю. Если в составе газовоздушной смеси будет находиться метан, то он, сгорая в камере близ платиновой нити (плечо мостика), являющейся катализатором, увеличивает температуру платиновой проволоки. Вследствие этого изменяется сопротивление проволоки и нарушается равновесие мостика. Сила тока в диагонали мостика возрастает с увеличением содержания углеводородных газов. Измерительный прибор *мА* отградуирован и непосредственно отмечает количество углеводородных газов, содержащихся в газовоздушном потоке, проходящем через газоанализатор.

Для раздельного определения содержания в газовоздушной смеси тяжелых углеводородов и общего количества углеводородов измерения производят дважды при различных накалах платиновой проволоки. Так при накале проволоки около 500° С сгорают только тяжелые углеводороды, а около 850° С сгорают все углеводородные газы.

Изменение температуры накала платиновой проволоки производят путем перемены силы тока питания мостика при помощи реостатов R_5 и R_6. Напряжение контролируется вольтметром V. Измерения производят попеременно при большом и малом напряжениях, что соответствует раздельным замерам содержания в смеси тяжелых углеводородов и суммы (в основном метана).

Показания газоанализатора непрерывно отмечаются автоматически на ленте или записываются оператором через определенный интервал проходки (обычно 0,20 *м*). Результаты анализа бурового раствора или шлама следует относить к той глубине скважины, при которой этот буровой раствор находился на забое. Для этого учитывают время, в течение которого циркулирующий буровой раствор поднимается по затрубному пространству от забоя до устья. Это время, называемое отставанием, непрерывно изменяется в процессе бурения в зависимости от глубины и диаметра скважины, производительности насосов и других причин. Применяются различные способы определения отставания [120, 137, 153, 212].

Отставание во времени может быть определено путем расчета по формуле

$$T = \frac{H\pi}{2400\,Q}\left(d_{\text{н}}^2 - d_{\text{т}}^2\right), \qquad (97)$$

где H — глубина скважины, *м*;
$d_{\text{н}}$ — номинальный диаметр скважины, *см*;
$d_{\text{т}}$ — наружный диаметр бурильных труб, *см*.

Если диаметр скважины изменяется, то отставание определяется путем суммирования вычислений для разных интервалов скважины с учетом изменения ее диаметра. Более точно отставание бурового раствора может быть определено экспериментальным путем. С этой целью в буровой раствор, поступающий в скважину при спущенном буровом снаряде, запускают какой-либо индикатор (краситель, опилки и т. п.), который обнаруживается при выходе глинистого раствора на поверхность.

На основании данных отставания по времени T результаты газометрии бурового раствора необходимо относить к глубине, которую скважина имела за время T до отсчета газопоказаний. Эта глубина легко определяется по данным регистрации глубины забоя в различное время. Для устранения возможных погрешностей в определении глубин необходимо диаграммы газометрии сопоставлять с диаграммами других геофизических методов, на которых достаточно уверенно выделены угольные пласты и определены глубины их залегания. Максимумы газоносности по разрезу скважины обычно связаны с угольными пластами. Результаты измерений

содержания углеводородных газов в циркулирующем по скважине буровом растворе изображаются в виде диаграммы газометрии (рис. 211, кривая *б*).

При непрерывных газометрических измерениях на газокаротажной станции обычно не достигается полной дегазации бурового раствора. Для того, чтобы определить полное содержание газа в буровом растворе, периодически производится отбор бурового раствора в специальные со-

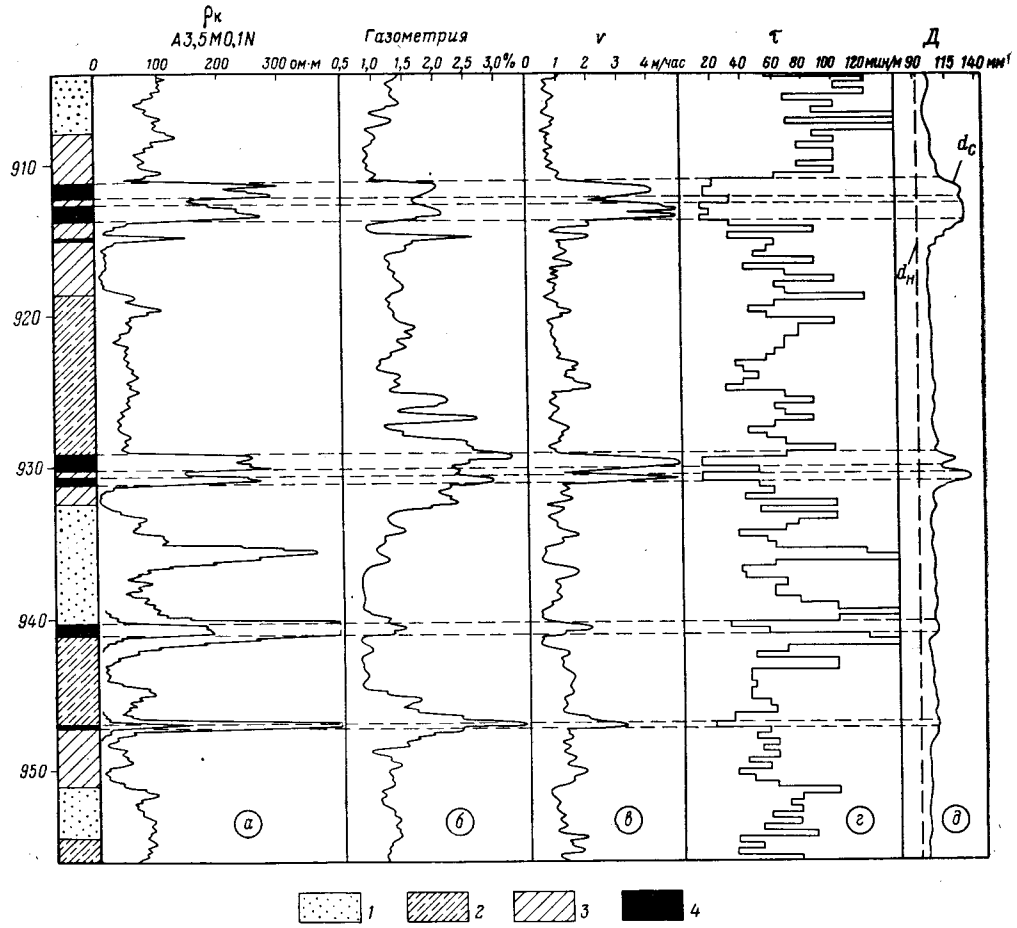


Рис. 211. Комплект геофизических диаграмм по скважине

а — кажущихся сопротивлений; *б* — газометрии; *в* — скорости проходки; *г* — продолжительности проходки; *д* — кавернометрии
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

суды (6—10 проб для каждой скважины). Содержание метана в этих пробах определяется путем дегазации в термовакуумном дегазаторе. Путем сопоставления показаний газоанализатора газометрической аппаратуры и определений содержания метана подсчитывается количество метана, которое выносится буровым раствором. Буровой раствор, не полностью дегазированный на станции, снова поступает в скважину. Поэтому необходимо учитывать количество оставшегося в буровом растворе метана, чтобы определить количество метана, поступившего в буровой раствор при перебурке угольного пласта.

Общее количество метана, выделившегося в буровой раствор при перебурке угольного пласта, определяется по формуле [252]

$$Q = \pm\frac{\sum VtC - \sum Vtd}{1000}, \qquad (98)$$

где V — производительность грязевого насоса, *л/мин*;
t — время однозначных показаний газометрической аппаратуры, *мин*;
C — количество метана в выходящем буровом растворе, *см³/л*;
d — количество метана во входящем буровом растворе, *см³/л*.

Производится также определение содержания метана в угольных образцах керна, из которых газ извлекается при помощи нагрева и вакуума.

Только при полном комплексе наблюдений за газосодержанием в буровом растворе, входящем в скважину и выходящем из нее, и в угольном керне и шламе можно определить действительную газоносность угольных пластов. Это обусловлено тем, что при перебурке угольных пластов газ выделяется с разной интенсивностью в зависимости от их газопроницаемости, газового давления в пластах и тектонической нарушенности угля. Вследствие влияния перечисленных факторов не наблюдается прямой связи между газоносностью угольного пласта и количеством газа, перешедшего в буровой раствор, а также газоносностью пласта и остаточным содержанием газа в угольном керне. При практическом же применении комплексного метода для определения газоносности угольных пластов в зависимости от получения конкретных материалов по характеру газовыделения в скважине в ряде случаев можно допускать упрощение расчетов [252].

На основании выполненных газометрических исследований в ряде угольных бассейнов установлено, что газоносность угольных пластов увеличивается с увеличением глубины их залегания при отсутствии обводненности и тектонических нарушений. При наличии тектонических нарушений и обводненности пластов газоносность резко снижается вследствие естественной их дегазации. Газоносность вмещающих уголь пород является невысокой и обычно не превышает 0,05 *м³/т*.

Таким образом, при проведении углеразведочных работ целесообразно проводить по всему разрезу скважины непрерывные газометрические наблюдения с помощью газокаротажных станций. В интервалах угольных пластов необходимо производить полные комплексные газометрические наблюдения с анализами газосодержания керна и полной дегазацией бурового раствора.

При интерпретации материалов газометрии скважин следует учитывать погрешности, которые могут возникнуть при неправильном определении веса выбуренного угля и шлама, неточного определения в них газосодержания из-за потери газа до их герметизации и ошибочного определения газовыделения стенок $Q_{ст}$, а также потери газа из бурового раствора через поверхность скважины во время подъема и спуска бурового снаряда в скважину, когда не работает грязевый насос [153, 253]. Величина погрешностей от этих причин может составлять ±5—10%, а суммарная погрешность достигать ±20%.

§ 55. Отбор образцов пород

Бурение углеразведочных скважин производится в основном колонковым способом с подъемом керна по всему разрезу с помощью колонковых труб. На практике колонковое бурение не обеспечивает полного подъема керна. Породы слабой механической крепости разрушаются при бурении и выносятся в виде шлама на поверхность, что не обеспечивает выход керна из отдельных интервалов разреза. Особенно малый выход керна наблюдается при разбуривании угольных пластов.

Для повышения выхода керна из угля применяются специальные двойные колонковые трубы при перебурке угольных пластов, когда точно выявлено положение последних в разрезе. Однако нередки случаи, когда угольные пласты оказываются при бурении незамеченными и проходятся без подъема керна. При бескерновом бурении уголь, естественно, не поднимается на поверхность и тем самым исключается изучение химического состава угольных пластов. Для получения образцов угля из пропущенных бурением угольных пластов применяются боковые грунтоносы различных конструкций [69, 83, 134, 219]. Наиболее употребительными являются боковые электрические грунтоносы.

Грунтонос представляет собой стальной корпус — камеру, в которой выточена пороховая полость (камора), ствольное отверстие с резьбой и канал для ввода провода, заканчивающегося запальной проволокой. Полость каморы заполняется порохом и со стороны ствольного отверстия герметизируется железными прокладками, зажимаемыми стволом, ввинчиваемым в корпус камеры. В ствол вставляется боек, прикрепляемый к корпусу камеры стальными тросиками, пропущенными через отверстие в пятке бойка. Боковой грунтонос опускается в скважину на кабеле до глубины исследуемого пласта. При включении тока запальная проволочка воспламеняет порох. При сгорании пороха образуются газы, давлением которых боек грунтоноса выбрасывается и врезается в породу. При подъеме грунтоноса боек с породой извлекается при помощи стальных тросиков.

Наиболее эффективным в настоящее время для отбора образцов пород в угольных скважинах является малогабаритный комбинированный стреляющий грунтонос ГМК-50 [69, 230]. Часть сборки этого грунтоноса показана на рис. 212. Диаметр грунтоноса равен 50 *мм*. Грунтонос ГМК-50 (одна его секция) содержит три или шесть стволов. Расстояние между осями стволов 10 *см*. Секции грунтоносов взаимозаменяемы и свинчиваются между собой в группы, которые объединяются в сборку. Всего может быть собрано три группы из четырех секций каждая, т. е. сборка может содержать до 36 бойков.

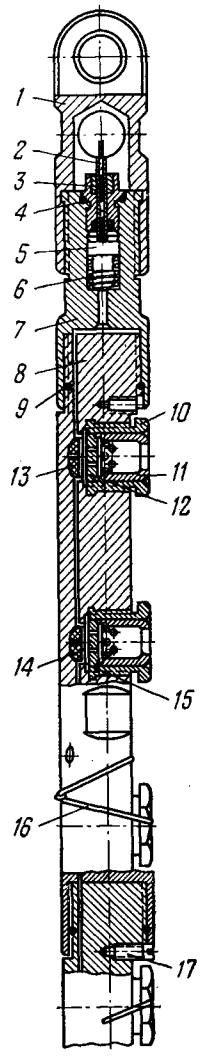


Рис. 212. Грунтонос ГМК-50

1 — держатель; *2* — электровывод; *3* — уплотнение конусное; *4* и *9* — кольца; *5* — пиропатрон; *6* — пружина пиропатрона; *7* — зажигательная головка; *8* — секция; *10* — ствол; *11* — боек; *12* — пятка; *13* — заряд пороховой; *14* — прокладка паранитовая; *15* — прокладка стальная; *16* — канат; *17* — винт М8×18

Для зарядки грунтоносов ГМК-50 применяются шашки из прессованного пороха. Воспламенение шашек происходит с помощью пиропатрона ПП-9. За каждый залп можно выстрелить 3, 6, 9 или 12 бойков. Боек позволяет извлекать объем образца около 5 *см³*, что достаточно для технических и химических анализов. Грунтонос ГМК-50 можно применять как в заполненных буровым раствором, так и в сухих скважинах. При дальнейшем усовершенствовании грунтоносов необходимо сократить расстояние между стволами до 5 *см*.

Недостаток всех стреляющих грунтоносов состоит в том, что они позволяют отбирать образцы только из мягких пород, например, угля. Для отбора образцов из крепких твердых пород применяются сверлящие грунтоносы. Однако конструкции последних разработаны пока только для скважин большого диаметра.

При отборе грунтоносных проб из угольных пластов требуется точная (до 2—5 *см*) глубинная привязка их, так как качественная характеристика угля, особенно его зольность, может резко изменяться по разрезу пласта. Глубинная привязка грунтоносных проб осуществляется следующими способами:

1. По счетчику регистратора или станции. Этот способ не является достаточно точным, так как при спуске кабеля в скважину возможно скольжение его по блоку.

2. По геофизическим диаграммам. Для производства прострелов используются две жилы кабеля, а с помощью третьей регистрируется кривая тока или потенциалов собственной поляризации. Целесообразнее использовать метод РТ, так как аномалии $U_{сп}$ на угольных пластах наблюдаются не во всех случаях.

3. По специальным меткам кабеля. Для прострелочных работ используется тот же кабель, с помощью которого производится регистрация геофизических диаграмм. В процессе регистрации диаграмм на кабеле делаются специальные метки, фиксирующие положение границ тех угольных пластов, которые предназначены для грунтоносных прострелов. После регистрации диаграмм к кабелю взамен зонда присоединяется грунтонос. Соотношение между расстоянием от ближайшей к зонду метки кабеля до точки замера на зонде и расстоянием этой метки до грунтоносных бойков должно быть точно определено и учтено для ориентировки грунтоносных проб относительно пласта. Практически целесообразнее присоединять грунтоносы к зонду с таким расчетом, чтобы боек верхнего грунтоноса занимал положение точки замера на зонде относительно меток кабеля. При способе специальных меток третья жила кабеля также может использоваться для грунтоносных прострелов.

Из приведенных способов определения глубин грунтоносных проб наиболее точными являются второй и третий способы.

На практике обычно не удается всеми грунтоносами получить пробы, количество проб составляет в среднем 50—70% от общего количества выполненных прострелов. Чтобы обеспечить прострел всех исследуемых пачек пласта, приходится несколько раз спускать грунтоносную сборку на один и тот же пласт с некоторым смещением относительно положения отобранных из пласта проб при предыдущих прострелах, что позволяет достигнуть любой частоты прострела пласта грунтоносами. Так как грунтоносные прострелы представляют собой не сплошное, а дискретное опробование пласта, то интерпретацию результатов лабораторных анализов проб необходимо проводить в комплексе с геофизическими данными, что подробно изложено в IV части.

Применение грунтоносных прострелов для определения контактов пласта является нецелесообразным, так как эта задача успешно решается геофизическими методами.

ГЛАВА XV

МЕХАНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

§ 56. Метод продолжительности проходки

Различные горные породы обладают разными механическими свойствами, что позволяет использовать последние для изучения разрезов скважин (см. гл. I, § 8). Из механических свойств используется параметр критического (временного) напряжения горных пород, который характеризуется продолжительностью проходки τ — среднее время, затрачиваемое на разбуривание 1 *м* породы — или скоростью проходки — метраж бурения за 1 *час* [77]. Между продолжительностью проходки, величиной критического напряжения и параметрами режима бурения существуют определенные зависимости [79, 84].

При расчленении пород по диаграммам продолжительности проходки следует отмечать моменты замены коронки, так как при истирании последней продолжительность проходки возрастает, а после замены коронки уменьшается при бурении одних и тех же пород. При одной и той же коронке, условии постоянства нагрузки на коронку и постоянном числе оборотов ротора на переходе из одной породы в другую изменение продолжительности проходки будет обусловлено изменением критического напряжения породы. Следовательно, в этих условиях возрастание продолжительности проходки свидетельствует об увеличении критического напряжения, а снижение — об уменьшении его.

При переходе из одной породы в другую имеем [84]:

$$\frac{K_{кр}}{K^*_{кр}} = \frac{\tau}{\tau^*}, \tag{99}$$

где $K_{кр}$ и τ — критическое напряжение и продолжительность проходки в породах, механические свойства которых неизвестны;

$K^*_{кр}$ и τ^* — те же параметры в породах с известными механическими свойствами (рыхлые пески и однородные пластичные глины).

Однако надо учитывать, что в глинах критическое напряжение закономерно возрастает с глубиной.

Следовательно, при известных $K^*_{кр}$ и τ^* критическое напряжение исследуемой породы будет определяться формулой

$$K_{кр} = \frac{\tau}{\tau^*} K^*_{кр}. \tag{100}$$

При этом значение τ будет определяться по диаграмме продолжительности проходки.

Метод продолжительности проходки дает возможность по точкам резкого изменения кривой τ четко определить положение границ пород,

так как при постоянном режиме бурения параметр τ изменяется только при переходе коронки через контакт двух пород с разными критическими напряжениями.

На рис. 211 приведены кривые скорости проходки (кривая *в*), продолжительности проходки (кривая *г*) для интервала скважины с угольными пластами марки Ж. Кривые v и τ составлены по равномерным интервалам, равным 0,20 *м*, в пределах которых изучались скорость и время проходки с определением глубин с точностью $\pm 0{,}1$ *м*.

При интерпретации диаграмм продолжительности проходки необходимо учитывать возможные искажения их вследствие нарушения пропорциональности между τ и $K_{кр}$ [79, 84]. Эти искажения могут быть вызваны изменениями давления на забой, числа оборотов и диаметра коронки или долота.

§ 57. Кавернометрия

Обычно действительный диаметр скважины d_c отличается от номинального диаметра $d_н$, которым скважина бурилась. При бурении скважин проходятся породы различного литологического состава, которые обладают разной механической крепостью. В рыхлых сыпучих и набухающих породах стенки скважины разрушаются и образуются глубокие каверны. Изменение диаметра скважины оказывает (в разной степени) влияние на диаграммы всех геофизических методов. Поэтому для интерпретации геофизических материалов необходимо знать величину действительного диаметра скважины. Эти данные нужны также для обработки материалов бокового электрического зондирования и приближенных определений удельных, относительных и приведенных кажущихся сопротивлений пород. Кроме того, изменение диаметра скважины при бурении происходит неодинаково в различных породах, что позволяет непосредственно использовать эти измерения для изучения разрезов скважин [84, 136, 180]. Сведения о диаметре скважины необходимы также для решения технических задач при цементаже и испытании скважины.

Диаметр скважины измеряется при помощи приборов, называемых **каверномерами**, а метод изучения разрезов скважин по характеру изменения диаметра скважины при бурении называется **кавернометрией**. Заметим, что названия эти неудачны, так как указанный метод связан с измерением не только каверн, но и диаметра скважины по всему ее стволу в незакрепленной трубами части. Поэтому правильно было бы назвать прибор диаметромером, а метод диаметрометрией. Однако термины «каверномер» и «кавернометрия» укоренились в практике промысловой геофизики, и поэтому будем ими пользоваться.

Существуют различные каверномеры [37, 120, 137]. Для исследования угольных скважин применяется каверномер на сопротивлениях (рис. 213, *а*). Он состоит из четырех рычагов, расположенных в двух взаимно-перпендикулярных плоскостях, и измерительного устройства для передачи показаний их положения на поверхность. Длинные плечи рычагов отводятся и прижимаются к стенке скважины с помощью пружин. Короткие плечи перемещают штоки, связанные с ползунками реостата. При движении каверномера по скважине происходит перемещение длинных рычагов в соответствии с изменением диаметра скважины, что вызывает определенное изменение сопротивления реостатов.

Реостаты смонтированы в виде мостиковой схемы, в которой имеются два плеча переменного сопротивления R_x и два плеча постоянного сопротивления R_c (см. рис. 213, *б*). Мостик питается током от батареи *Б*. Между точками *M* и *N* измеряется прибором *Г* разность потенциалов. Показания прибора градуируются, что позволяет получать непрерывную кривую изменения диаметра скважины, называемую кавернограммой. Для работы с каверномером используется стандартная промыслово-геофизическая аппаратура.

Применяемые для исследования угольных скважин каверномеры (малого диаметра) позволяют измерять каверны с диаметром до 250 *мм*. В настоящее время эти каверномеры усовершенствованы и их предел измерения расширен до 400 *мм*. Диаметр каверны может быть наиболее точно измерен в тех случаях, когда протяженность каверны по стволу скважины больше длины рычага каверномера и диаметр каверны не превышает диаметра наибольшего раскрытия рычагов каверномера.

Горные породы по характеру изменения в них диаметра скважины могут быть разделены на три типа. К первому типу относятся породы, в которых диаметр скважины не отличается от номинального. Такими поро-

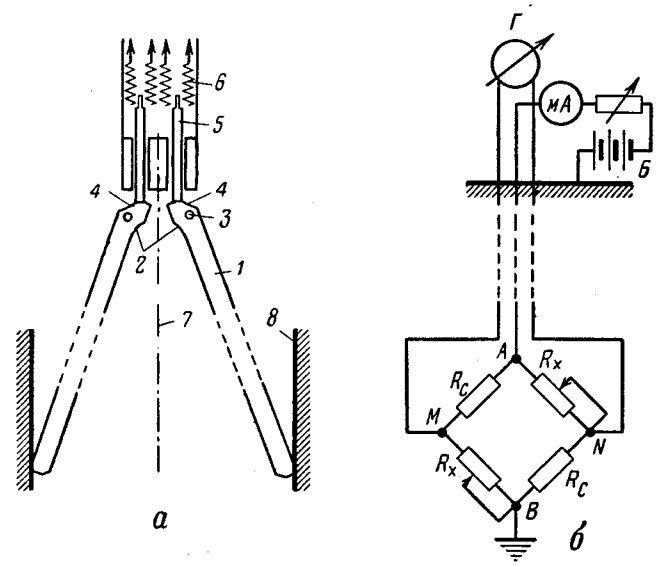


Рис. 213. Каверномер

а — схема устройства: *1* — длинный конец рычага; *2* — короткие концы рычага; *3* — ось рычага; *4* — кулачки; *5* — штоки; *6* — реостаты; *7* — ось прибора; *8* — стенка скважины; *б* — схема включения при работе с трехжильным кабелем; R_x — переменные сопротивления мостика; R_c —постоянные сопротивления мостика; *Г* — гальванометр; *мА* — миллиамперметр; *Б* — батарея

дами обычно являются плотные песчаники, конгломераты, известняки, доломиты, конкреции и магматические породы. Ко второму типу принадлежат породы, при бурении которых в скважинах образуются каверны — глины, аргиллиты, уголь, рыхлые песчаники, известняки, доломиты, каменная соль и др. Третий тип — породы, при бурении которых на стенках скважины образуются сальники, приводящие к сужению диаметра скважины. К таким породам относятся проницаемые песчаники, известняки и доломиты, а также некоторые глины и угли при наличии вязких буровых растворов.

Известно, что каменные угли и особенно антрациты являются водонепроницаемыми. Поэтому образование сальников на таких пластах в скважинах может быть объяснено влиянием адсорбции. Антрациты обладают исключительно большой адсорбционной способностью, обусловленной взаимодействием естественного электрического поля антрацитов (с положительными зарядами на поверхности стенок скважины в пласте) с отрицательно заряженными частицами шлама. Вследствие явлений адсорбции на стенках скважины в пласте антрацита образуется глинистая корка, толщина которой увеличивается с течением времени, и происходит сужение диаметра скважины (рис. 214). Образование глинистой корки на стенках скважины оказывает влияние на диаграммы различных геофизических методов, и это необходимо учитывать при их интерпретации.

Остановимся особо на явлениях кавернозности скважин и их закономерностях в Печорском бассейне. Каверны могут быть как в части пласта,

так и распространены на всю их мощность и различной глубины (рис. 215). Наименьшая (10—18%) кавернозность скважин на месторождениях различного марочного состава (Б-Д, Д, Г, Ж, К, ОС и Т) наблюдается в песчаниках, при этом большинство каверн имеет локальный характер, т. е. распространены только в части пласта (рис. 216). В алевролитах по сравнению с песчаниками кавернозность увеличивается (10—25%), и одновременно относительно увеличивается число сплошных каверн. Еще больше увеличивается (17—38%) кавернозность в аргиллитах. При этом на месторождениях с высокой степенью метаморфизма углей (марки Т, ОС) преобладает сплошная кавернозность, а на месторождениях с более низкой степенью метаморфизма (марки К. Ж, Г, Д, Б-Д), наоборот, преобладает локальная кавернозность.

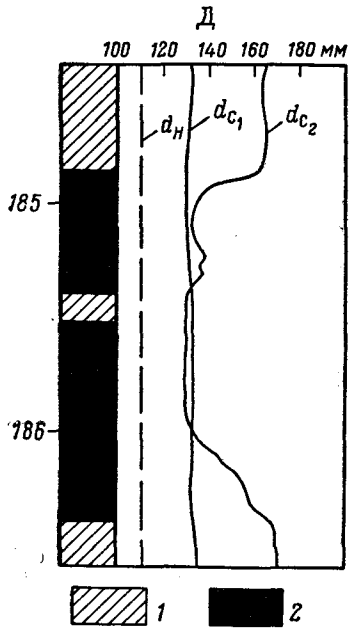


Рис. 214. Пример образования сальника в скважине против пласта антрацита (Донбасс, по А. Ф. Михедько)
Кавернограмма d_{c_2} зарегистрирована через 60 дней после регистрации кавернограммы d_{c_1}
1 — аргиллит; *2* — антрацит

Особо следует отметить кавернозность среди вмещающих пород, расположенных над кровлей рабочих угольных пластов, так как она характеризует устойчивость кровли в шахтных выработках при добыче угля. Эти породы чаще всего представлены аргиллитами и углистыми породами (углистым и углисто-глинистым аргиллитом), реже песчаниками. Среди вмещающих пород кавернозность над кровлей пласта на месторождениях высокой степени метаморфизма и слюжного тектонического строения является наибольшей (35—37%), на месторождениях с низкой степенью углефикации она занимает промежуточное (18—28%) положение между аргиллитами и алевролитами.

Самая высокая кавернозность на всех угольных месторождениях наблюдается в угольных пластах. Кавернозность в длиннопламенных углях составляет в среднем 40%, из них локальные каверны занимают 17% и сплошные 23%. По мере увеличения степени углефикации кавернозность возрастает и достигает в отощенных спекающихся и тощих углях 70%, притом с преобладанием (60—66%) сплошной кавернозности над локальной (4—10%). Более низкая кавернозность скважин в коксовых углях по сравнению с кавернозностью в углях марок Т, ОС и Ж может быть объяснена небольшой глубиной всех исследованных скважин на месторождении коксовых углей. С увеличением глубины скважины, а следовательно, увеличением времени ее бурения кавернозность увеличивается в верхней части скважины.

Диаметр каверн в углях и вмещающих породах обычно не превышает 250 *мм* и лишь незначительное число их имеет бо́льший диаметр. Наибольшее количество глубоких ($d_c > 250$ *мм*) каверн наблюдается в углях высокой степени углефикации.

Конструкция скважин также оказывает влияние на образование каверн. Обычно в наклонных скважинах каверны образуются чаще, чем в вертикальных, пробуренных в тех же самых породах.

В пределах одной марки угля кавернозность закономерно повышается с увеличением мощности угольных пластов (рис. 217) и угла их падения (рис. 218). По мере увеличения зольности угля кавернозность пластов уменьшается (рис. 219).

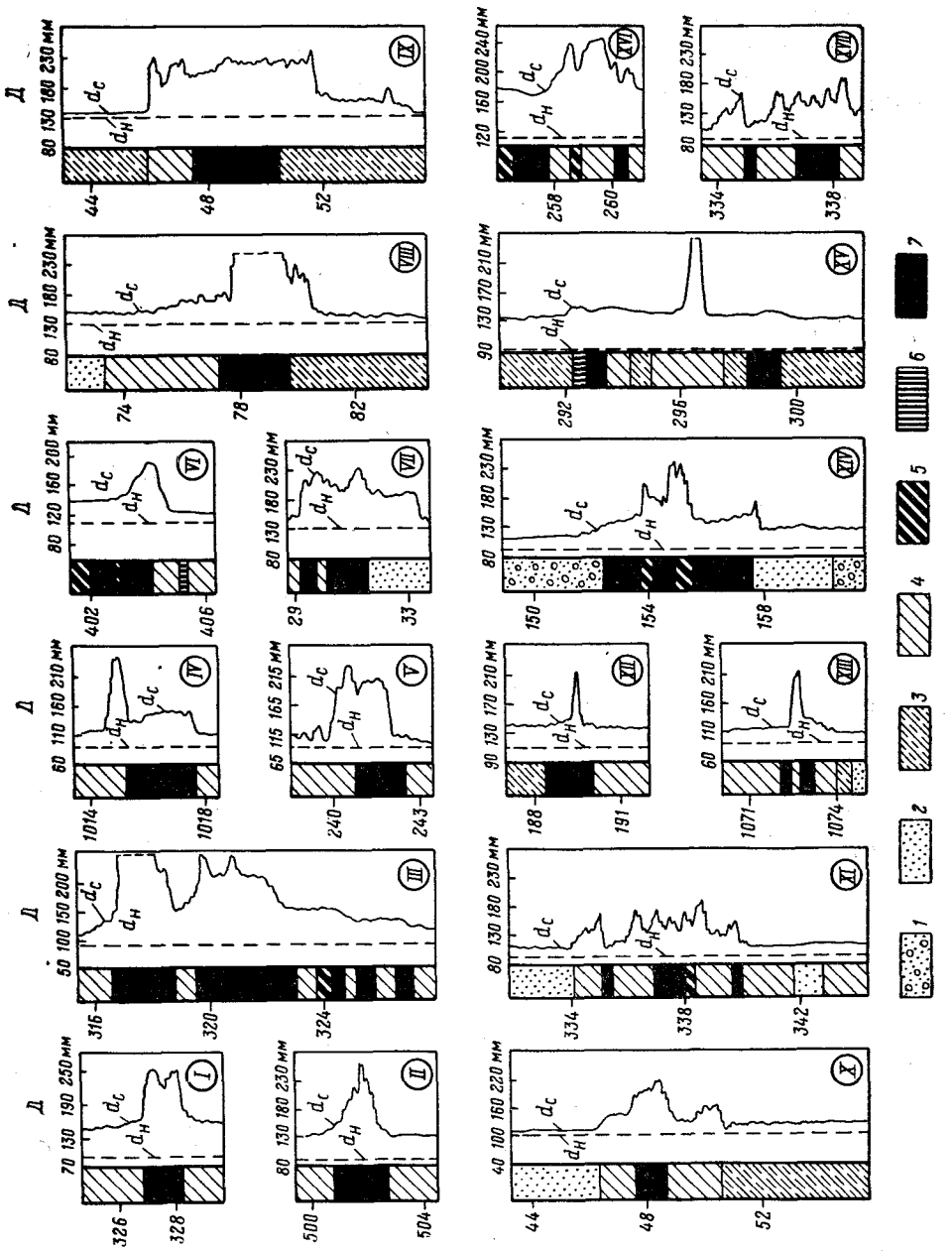


Рис. 215. Типичные диаграммы кавернометрии в скважинах, пересекших угольные пласты, по различным месторождениям и бассейнам
Месторождения Печорского бассейна: Верхнесырьянгинское — *I*, *III*, *X*, *XI*, *XVII*; Воркутское — *IV*, *V*, *XIII*, Хальмерюское — *II*, *VII*, *VIII*, *IX*, *XII*, *XIV*; Донецкий бассейн — *VI*, *XV*, *XVI*
1 — конгломерат; *2* — песчаник; *3* — алевролит; *4* — аргиллит; *5* — углистый аргиллит; *6* — высокозольный уголь; *7* — уголь

Образовавшиеся каверны в стенках скважины обычно продолжают увеличиваться в процессе бурения и могут достигать значительных размеров (рис. 220). Вторая кавернограмма (кривая *б*) получена после первой (кривая *а*) через 76 дней. На ней зарегистрировано значительное увели-

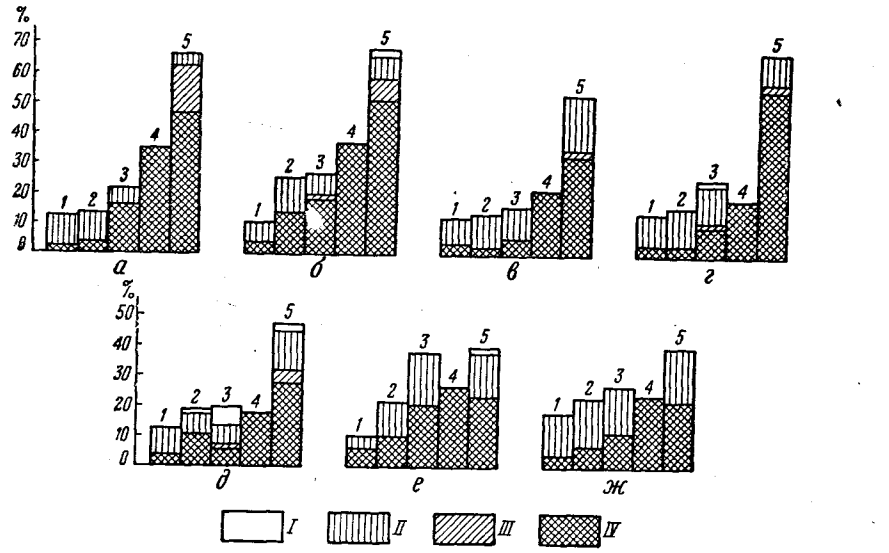


Рис. 216. Диаграммы кавернозности скважин на различных месторождениях Печорского бассейна

Марочный состав углей по месторождениям:
а — тощие; *б* — отощенные спекающиеся; *в* — коксовые; *г* — жирные; *д* — жирные и газовые; *е* — длиннопламенные; *ж* — бурые
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — породы над кровлей угольных пластов; *5* — угольные пласты; *I* — локальные каверны с $d_c > 250$ *мм*; *II* — локальные каверны с $d_c < 250$ *мм*; *III* — сплошные каверны с $d_c > 250$ *мм*; *IV* — сплошные каверны с $d_c < 250$ *мм*

чение кавернозности как по охвату интервала скважины, так и по глубине каверн.

Как правило, образовавшаяся первоначально хотя бы незначительная кавернозность в скважине обычно продолжает развиваться с течением

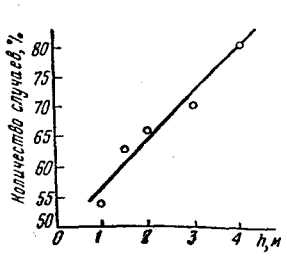


Рис. 217. График зависимости количества каверн от мощности угольных пластов

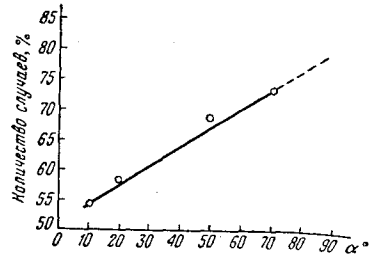


Рис. 218. График зависимости количества каверн от угла падения угольных пластов

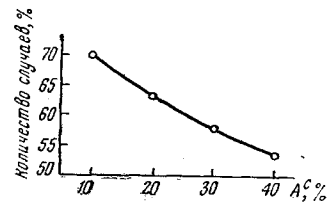


Рис. 219. График зависимости количества каверн от зольности угольных пластов

времени в этих же интервалах. Там же, где первоначально не образовалась каверна, в большинстве случаев она не образуется и в дальнейшем процессе бурения. Так, угольный пласт сложного строения на рис. 220 в интервале 300—301,6 *м*, не имевший каверны вначале, характеризуется и в последующем лишь небольшим увеличением диаметра скважины, аналогично другим породам; наоборот, каверны, образовав-

шиеся угранич этого пласта в покрывающих и подстилающих вмещающих породах (аргиллитах), увеличиваются в процессе бурения.

Некоторое увеличение диаметра скважины в некавернозных интервалах объясняется разрушением породы вибрацией и трением бурового

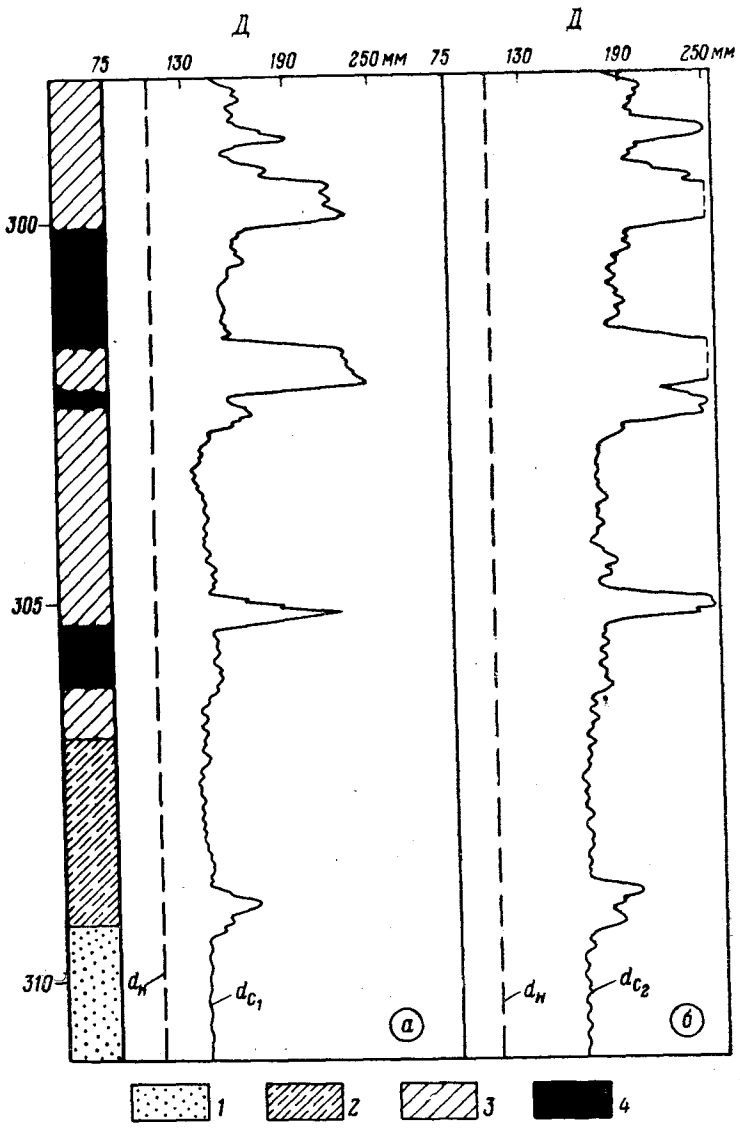


Рис. 220. Образование каверн и увеличение диаметра скважины в процессе бурения

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

инструмента о стенку скважины, а также медленным воздействием на породы циркулирующего бурового раствора.

Характер изменения диаметра скважины в зависимости от времени ее бурения или расстояния точки наблюдения от ее забоя представлен на рис. 221. С течением времени в процессе бурения происходит систематическое увеличение диаметра скважины во всех породах. При этом, однако, качественно сохраняется характер изменения диаметра скважины в породах различного литологического состава. Среди вмещающих пород наименьшее увеличение диаметра скважины наблюдается в песчаниках, а наибольшее — над кровлей угольных пластов и в аргиллитах, так как

последние в наибольшей степени подвержены разрушению как со стороны вибрирующего при бурении бурового снаряда, так и при размывании стенок скважины циркулирующим буровым раствором. Алевролиты занимают промежуточное положение между песчаниками и аргиллитами (см. рис. 220).

Самое большое увеличение диаметра скважины чаще всего наблюдается в угольных пластах. На приведенном графике некоторое снижение увеличения диаметра скважины в углях в верхних частях ее разреза (при максимальном расстоянии от забоя скважины) объясняется резким повышением зольности угля. Предполагаемое изменение диаметра скважины в угольных пластах при неизменной их зольности показано пунктиром.

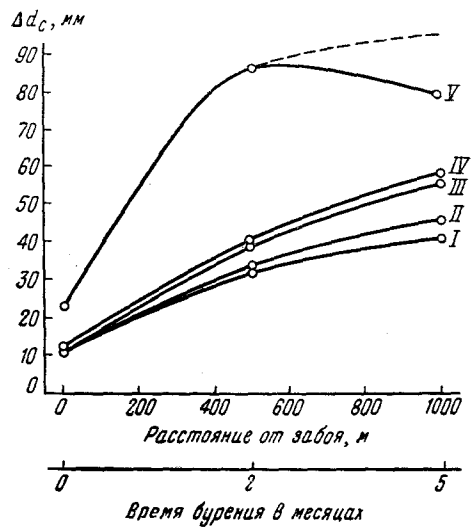


Рис. 221. Графики зависимости приращения диаметра скважины в процессе бурения в различных породах

I — песчаники; *II* — алевролиты; *III* — аргиллиты; *IV* — породы над кровлей угольных пластов; *V* — угли

Таким образом, отмечается четкая связь между изменением диаметра скважины и литологией пород. Следовательно кавернограммой можно пользоваться как вспомогательным материалом для литологического расчленения разреза скважины. Кроме того, кавернограмма дает возможность получить сведения о механической крепости пород, что имеет большое значение для проектирования строительства шахт. Особенно необходимы данные об устойчивости пород, залегающих над кровлей пласта. Поэтому кавернометрия должна включаться в обязательный комплекс геофизических методов исследования угольных скважин.

При работе с каверномером могут быть допущены искажения кавернограмм, вследствие утечек тока или резкого изменения сопротивления заземления. Необходимо устранять возможность возникновения этих погрешностей, а при интерпретации учитывать их, если они не были своевременно устранены.

§ 58. Ультразвуковой метод

Ультразвуковой (акустический) метод исследования скважин основан на изучении горных пород по скорости распространения продольных упругих ультразвуковых волн [84, 120, 137, 161, 213, 219]. По этому параметру наблюдается дифференциация горных пород (см. главы I и II).

Скорость распространения ультразвуковых волн в однородной изотропной среде определяется значениями модуля Юнга E, коэффициента Пуассона ν и плотностью среды δ. Однако в связи со значительным возрастанием модуля Юнга горных пород при уменьшении их пористости (увеличении плотности) в процессе метаморфизма скорость распространения упругих ультразвуковых волн обычно находится в прямой зависимости от плотности породы, а не в обратной, как это следует из формул (13) и (14).

Ультразвуковой метод исследования разрезов скважин осуществляется с помощью импульсной ультразвуковой установки [120, 137, 161, 219], в которую входят глубинный прибор и поверхностная аппаратура (рис. 222). Глубинный прибор включает в себя:

1) электромеханический излучатель *1* (датчик колебаний), иммитирующий ультразвуковые волны. В других вариантах схем имеются два излучателя, расположенные на расстоянии около 2,5—3,0 *м*;

2) сейсмоприемник *2*, отделенный от датчика колебаний акустическим изолятором *3* (резиной). В других вариантах схем имеются два и три сейсмоприемника, расположенные посредине между датчиками колебаний. Между приемниками расстояние примерно 0,25—0,50 *м* тоже заполняется акустическим изолятором;

3) усилитель сигналов *4*, принимаемых сейсмографом.

При каждом импульсе по жилам кабеля подается на поверхность синхронизирующий электрический сигнал от датчика и сигнал от усилителя. Время между синхронизирующим сигналом и первым вступлением преобразуется блоком *5* в пропорциональную ему силу тока, величина которой фиксируется регистратором *7*. Следовательно, измерения заключаются в определении времени прохождения упругих ультразвуковых волн от источника импульсов до приемника (или в других вариантах схем от одного приемника до другого). Обычно регистраторы градуируются непосредственно на скорость распространения упругих волн.

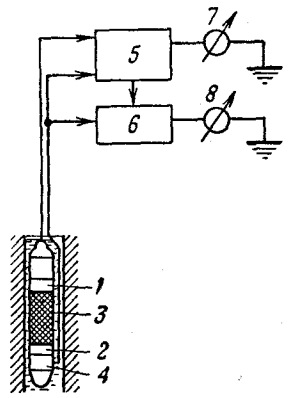


Рис. 222. Блок-схема установки ультразвукового метода

1 — датчик колебаний; *2* — сейсмоприемник; *3* — акустический экран; *4* — усилитель; *5* и *6* — электронные устройства; *7* и *8* — регистраторы

При проведении измерений глубинный прибор опускается в скважину, заполненную буровым раствором. При подаче на излучатель электрического импульса в буровом растворе возникает ультразвуковая волна, распространяющаяся по буровому раствору и частично по породе. Так как скорость распространения упругих волн в породе значительно больше, чем в буровом растворе, то волна, движущаяся по породе, первой проходит путь от источника импульсов до приемника. Граничные скорости этих волн соответствуют скоростям распространения продольных и поперечных волн на интервале расположения сейсмографов. При подъеме глубинного прибора из скважины поверхностные приборы непрерывно регистрируют диаграмму скорости распространения ультразвуковых волн v. Одновременно регистрируется кривая амплитуды приемного сигнала.

Установлено, что средние пластовые скорости, вычисленные по диаграммам ультразвукового метода, совпадают с данными обычных сейсмических методов. Это позволяет использовать диаграммы ультразвукового метода для анализа сейсмограмм и выделения отражающих горизонтов.

Диаграммы ультразвукового метода могут применяться для литологического расчленения разрезов скважин и определения пористости пород. На этих диаграммах высокими значениями v выделяются наиболее плотные породы — магматические и метаморфические, плотно сцементированные песчаники и известняки, а наиболее низкими — рыхлые песчаники и известняки, глины и аргиллиты, а также каменные угли. С уменьшением пористости пород увеличивается скорость распространения ультразвуковых волн.

В угольной геофизике ультразвуковой метод пока не используется. Однако он должен получить широкое распространение для исследования угольных скважин. Диаграммы этого метода могут применяться для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения угольных пластов и определения их марочного состава. Наибольшими скоростями распространения упругих колебаний характеризуются антрациты, наименьшими — коксовые угли.

По значениям скоростей продольных и поперечных волн можно определить коэффициент Пуассона

$$\nu = \frac{\frac{1}{2}\left(\frac{v_P}{v_S}\right)^2 - 1}{\left(\frac{v_P}{v_S}\right) - 1}, \qquad (101$$

где v_P — скорость распространения продольных колебаний;

v_S — скорость распространения поперечных колебаний.

По этим же значениям скоростей при известной плотности пород можно определять модули Юнга, сдвига (твердости) и всестороннего сжатия [109, 161, 213]. Все эти коэффициенты характеризуют механические свойства пород, знание которых крайне необходимо для проектирования, строительства и эксплуатации шахт и других сооружений.

ГЛАВА XVI

ИНКЛИНОМЕТРИЯ И НАКЛОНОМЕТРИЯ

§ 59. Инклинометрия

Метод определения отклонения оси скважины от заданного направления называется инклинометрией. Нефтяные и угольные скважины бурят по заранее заданному направлению. Угольные скважины обычно задаются вертикальными. Однако в условиях крутого падения пластов нередко бурят наклонно-направленные скважины. По причинам геологического и технического характера при бурении скважины, как правило, ствол отклоняется от заданного направления — изменяются угол наклона и азимут. Особенно значительные искривления наблюдаются в наклонных скважинах.

Искривление скважин снижает качество геологической документации, так как снижается достоверность определения глубины, мощности и строения угольных пластов, что может создавать погрешности при построении разрезов и подсчете запасов. Кроме того, искривление скважин вызывает большие осложнения и технические трудности в процессе бурения и при геофизических исследованиях. Поэтому буровая служба принимает определенные меры для предотвращения этого. Искривление скважин необходимо своевременно установить и учитывать наличие его при интерпретации геофизических материалов.

Направление оси скважины определяется углом отклонения от вертикали (зенитным углом) δ и дирекционным углом α горизонтальной проекции оси скважины, взятой в сторону увеличения глубины. На практике вместо дирекционного угла пользуются магнитным азимутом φ, т. е. углом, отсчитанным по ходу часовой стрелки между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважин (рис. 223).

Для измерения искривления скважин применяются инклинометры различных принципов действия и конструкций [37, 83, 134, 137]. Приборы, измеряющие только угол, подразделяются на две группы:

а) действующие по принципу горизонтальности уровня жидкости (приборы с плавиковой кислотой и электролитами); б) по принципу отвеса.

Приборы, применяемые для измерений угла и азимута искривления скважин, делятся на четыре группы:

а) с магнитной стрелкой, уровнем или отвесом для измерения в нормальных магнитных условиях;

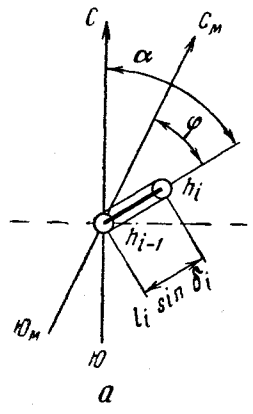
б) электроимпульсные;

в) действующие по принципу горизонтальности уровня жидкости, опускаемые в скважину строго ориентированно, что позволяет производить измерения в ферромагнитной среде;

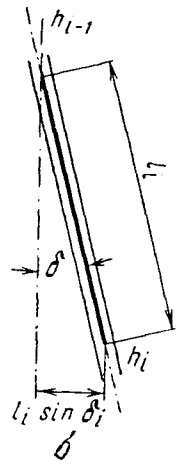
г) гироскопические, опускаемые в скважину свободно и позволяющие производить измерения в ферромагнитной среде.

Для измерения кривизны угольных скважин в настоящее время применяются инклинометры ИШ-2 и ИШ-4, сконструированные И. В. Шевченко. Основной частью инклинометра ИШ-2 является рамка, имеющая указатель азимута — буссоль — и указатель угла отклонения — отвес (рис. 224). Рамка может свободно вращаться вокруг оси прибора и благодаря эксцентрично размещенному в ней грузу плоскость рамки всегда располагается перпендикулярно к плоскости искривления скважины.

Показания отвеса и буссоли во время измерения фиксируются при помощи механизма, приводимого в движение электромагнитом, осуществляющим одновременно переключение электрических цепей. При регистрации показаний отвеса и буссоли в измерительную цепь поочередно включаются электрические сопротивления, величина которых пропорциональна углу и азимуту искривления скважины в точке наблюдения. Величину этих сопротивлений измеряют на поверхности прибором, представляющим собой неуравновешенный мостик. Переменное плечо этого мостика проградуировано в градусах угла и азимута искривления. Инклинометр ИШ-2 применяется для измерения угла и азимута искривления скважины в интервалах, не обсаженных стальными трубами. В обсаженных скважинах можно измерять только угол кривизны без азимута.



а



б

Рис. 223. Проекция участка ствола скважины на горизонтальную плоскость (*а*) и участок оси скважины в вертикальной плоскости (*б*)

СЮ — географический меридиан; $С_м Ю_м$ — магнитный меридиан

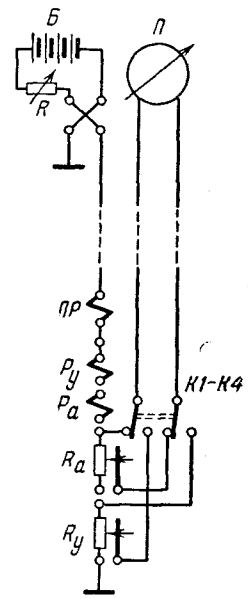


Рис. 224. Принципиальная схема инклинометра ИШ-2

Б — батарея; *П* — измерительный прибор; *R* — реостат сопротивления; *ПР* — поляризованное реле; P_y и P_a — электромагниты; R_a — азимутальный реохорд; R_y — угловой реохорд

Результаты измерений искривления скважин оформляются в виде таблиц значений углов отклонения δ и азимутов φ через определенные интервалы (обычно через 10 или 25 *м*) глубины и в виде графиков проекций ствола скважины на горизонтальную плоскость в масштабе 1 : 200 или 1 : 100 (рис. 225). При построении графиков измеренные величины углов δ и φ в отдельных точках скважины условно принимаются за средние значения этих углов для всего интервала между двумя измерениями, причем замеры условно относят к интервалу, расположенному вверх от точки наблюдения. В этом случае проекция данного участка на горизонтальную плоскость

$$\Delta l = l_i \sin \delta_i, \qquad (102)$$

где $l_i = H_i - H_{i-1}$ — длина интервала;

H_{i-1}, H_i — верхняя и нижняя точки интервала.

Откладывая в последовательности глубин проекции отдельных интервалов скважины, получают сводную горизонтальную проекцию ствола скважины (см. рис. 225).

Для определения общего смещения скважины от устья до забоя соединяют прямой линией начальную точку первого интервала с конечной точкой последнего интервала. Подсчитанное с учетом масштаба расстояние по этой прямой в метрах дает величину общего смещения скважины от вертикали. На графике горизонтальной проекции отмечают горизонтальный масштаб направления стран света у каждой точки — глубину и углы наклона, а также замыкающую проекцию — общее отклонение и его азимут.

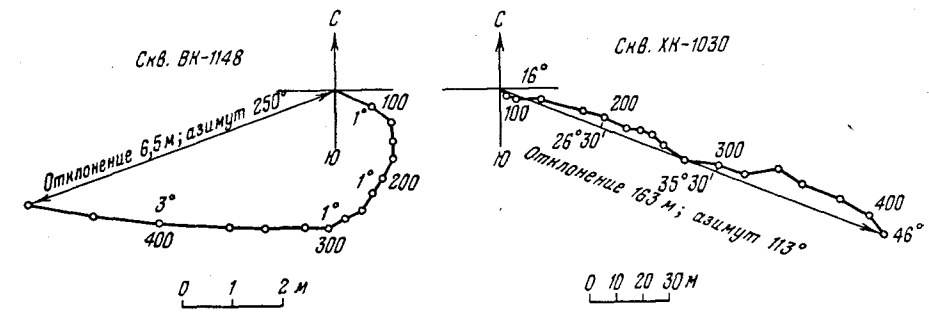


Рис. 225. Сводные горизонтальные проекции стволов скважин

Проекция скважины на вертикальную плоскость обычно не строится. В случае же необходимости она может быть составлена аналогичным путем суммированием отрезков

$$\Delta l = l_i \cos \delta_i. \qquad (103)$$

Построение вертикальной проекции может быть в простом случае сведено к построению прямоугольного треугольника, в котором гипотенузой является длина интервала l_i, вертикальным катетом — величина проекции $l_i \cos \delta_i$ и горизонтальным катетом — величина проекции $l_i \sin \delta_i$ (см. рис. 223, *б*).

В практике установлены следующие закономерности искривления скважин.

1. При малых и средних углах падения (до 45°) ось ствола скважины, как правило, стремится принять положение, перпендикулярное плоскостям напластования (рис. 226, *а*). Поэтому угол отклонения от вертикали обычно близок к углу падения пластов, но не превышает его.

2. При крутых углах падения (свыше 50°) ось ствола скважины стремится идти параллельно напластованию пластов (см. рис. 226, *б*).

При исследовании угольных скважин следует проводить инклинометрию во всех наклонных скважинах и в глубоких (свыше 400 *м*) вертикальных скважинах. Следует отметить, что в практике углеразведки иногда производят искусственное искривление скважины с целью повторной перебурки угольных пластов, пропущенных при первоначальном бурении, или контрольной проверки их мощности. Искривление ствола скважины проводится на интервале исследуемого пласта при помощи металлического клина (штока), помещаемого в стволе скважины в нескольких метрах выше перебуриваемого интервала. В этом случае при сопоставлении мощности пласта по вертикальному и искривленному стволам скважины следует учитывать поправку за угол искривления. Для учета такой поправки в общем случае необходимо знать азимут и угол искривления

обоих стволов в пробуриваемом интервале. Обычно такие инклинометрические измерения не производятся из-за трудности спуска инклинометра в участок искривленной скважины и влияния стального клина (в случае

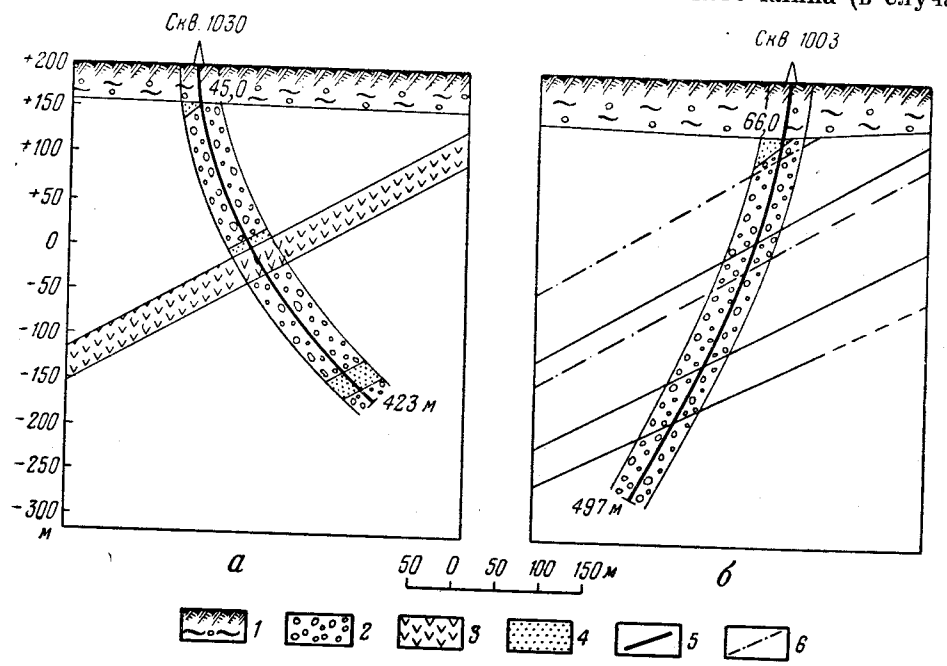


Рис. 226. Примеры искривления стволов скважин (Печорский бассейн)
1 — наносы; *2* — конгломерат; *3* — базальт; *4* — песчаники; *5* — угольный пласт; *6* — линии тектонического нарушения

необходимости определения азимута искривления скважины). Поправки, вносимые в мощность пласта при перебурке скважины, могут быть получены следующим расчетом.

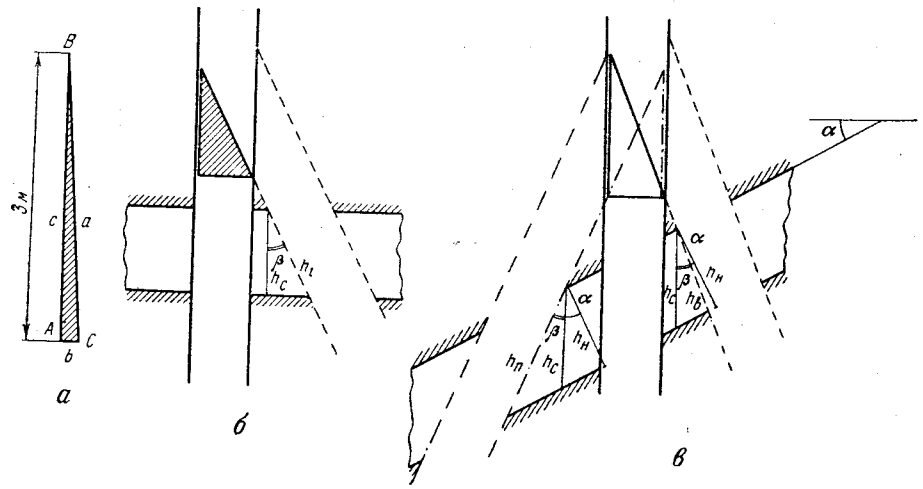


Рис. 227. Схема искривления стволов скважин
а — шток (клин); *б* — горизонтальное залегание пластов; *в* — падение пластов под углом *α*

Шток (клин), при помощи которого осуществляется искривление скважины, в профиле имеет вид треугольника с катетами сторон: C — длина

штока и b — диаметр штока (рис. 227). Угол β, под которым осуществляется искривление ствола скважины, найдем из выражения

$$\beta = \operatorname{arctg} \frac{b}{C}. \tag{104}$$

Рассмотрим первоначально случай перебурки горизонтально залегающего пласта с углом падения $\alpha = 0$ (см. рис. 227, *б*). Очевидно, что в данном случае поправка не зависит от азимута искривления скважины. Из рис. 227 находим:

$$h_c = h_н = h_i \cos \beta.$$

Откуда

$$\Delta h = h_c - h_i = \frac{\cos \beta - 1}{\cos \beta} h_c, \tag{105}$$

где h_c — мощность пласта по скважине;
$h_н$ — нормальная мощность пласта;
h_i — мощность пласта по искривленной скважине;
Δh — разница в значениях мощностей по первоначальному и искривленному стволам скважины.

В случае перебурки наклонного пласта с углом падения α (рис. 227, *в*) поправка будет различной по величине и знаку в зависимости от азимута искривления скважины. Возьмем два предельных случая искривления скважины: по восстанию пласта и падению пласта. Для этих случаев получим:

$$h_c = \frac{h_н}{\cos \beta}; \quad h_в = \frac{h_н}{\cos (\alpha - \beta)}; \quad h_н = h_c \cos \alpha; \quad h_п = \frac{h_н}{\cos (\alpha - \beta)},$$

где $h_в$ — мощность пласта при искривлении скважины в направлении восстания пласта;
$h_п$ — то же при искривлении скважины в направлении падения пласта.

Таким образом, предельные поправки к мощности пласта $\Delta h_в$ и $\Delta h_п$ будут следующими:

$$\Delta h_в = h_c - h_в = \left[\frac{\cos (\alpha - \beta) - \cos \alpha}{\cos (\alpha - \beta)}\right] h_c; \tag{106}$$

$$\Delta h_п = h_c - h_п = \left[\frac{\cos (\alpha + \beta) - \cos \alpha}{\cos (\alpha + \beta)}\right] h_c. \tag{107}$$

Из выражений (106) и (107) видно, что предельная поправка к мощности за искривление скважины по восстанию имеет положительный знак, по падению пласта — отрицательный знак. Следовательно, имеются два азимута, в которых указанная поправка равна нулю. Очевидно, что направление этих азимутов не совпадает с направлением простирания пласта, а смещено в сторону по восстанию пласта. Полученные формулы позволяют при сопоставлении мощностей пласта, полученных по вертикальным и искривленным скважинам, оценивать возможные их отклонения за счет искривления скважины.

§ 60. Наклонометрия

Геофизические методы определения элементов залегания пластов называются наклонометрией.

Элементы залегания пласта, как известно, характеризуются простиранием и углом падения. Они определяются путем сопоставления разрезов трех или большего числа скважин, не расположенных на одной прямой. Угол падения может быть также определен по керну, отобранному из вертикальной скважины. В этом случае для определения азимута паде-

ния пласта необходимо, чтобы образцы были ориентированы относительно направления юг — север, что требует специальных весьма трудоемких приемов отбора керна и возможно только при небольшой глубине скважины. Использование для этой цели магнитной полярности образцов керна затруднено тем, что естественное намагничивание керна не всегда совпадает с направлением современного магнитного меридиана.

В практике промыслово-геофизической службы для определения элементов залегания пластов, пересеченных буровой скважиной, применяют приборы, называемые наклономерами или пандажемерами. Наклономер представляет собой многоэлектродную установку, сопряженную с инклинометром [37, 83, 137]. Изготавливаемые промышленностью (Киевским заводом геофизического приборостроения) наклономеры НП-1 предназначаются для определения угла и азимута падения пластов пород в глубоких скважинах большого диаметра. Наклономеры для аналогичных измерений в скважинах малого диаметра (угольных) пока промышленностью не производятся.

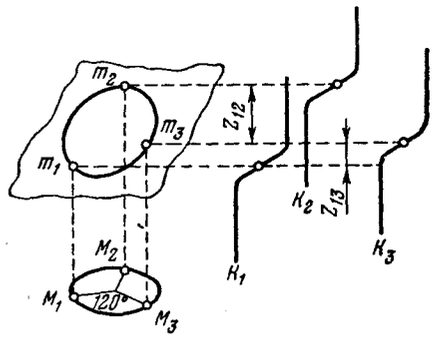


Рис. 228. Принципиальная схема трехточечного (трехэлектродного) пластового наклономера

M_1, M_2 и M_3 — индикаторы измеряемых параметров; K_1, K_2 и K_3 — кривые, зарегистрированные этими индикаторами

Основными частями пластового наклономера являются два центрирующих фонаря — верхний электродный и нижний направляющий, между которыми установлен инклинометр. Измерительная установка наклономера состоит из трех электродов M_1, M_2 и M_3, расположенных по окружности через 120° в плоскости поперечного сечения прибора (рис. 228). С помощью этих электродов при перемещении наклономера по скважине регистрируются три кривые потенциалов собственной $U_{сп}$ или вызванной $U_{вп}$ поляризации пород, или сопротивления заземления R_A (или соответственно тока I_A). Одновременно производят измерения инклинометром с целью определения положения электродов в пространстве, а также угла и азимута искривления скважины.

При негоризонтальном залегании пластов угол встречи вертикальной скважины с пластом отличается от прямого и в этом случае каждый из электродов пересекает границу пласта на разных высотных отметках (см. рис. 228, точки m_1, m_2, m_3), вследствие чего зарегистрированные с трехточечной установкой кривые $U_{сп}$, $U_{вп}$ и R_A (или I_A) соответственно каждому электроду будут смещены по глубине относительно друг друга. Зная величины этих смещений и диаметр скважины, азимут плоскости ν, в которой находится одно из воспринимающих устройств, угол δ и азимут φ искривления скважины, определяют угол α и азимут θ падения пласта [83, 104, 137]. Углы ν, δ и φ находят при помощи инклинометра.

При работе с наклономером предварительно выделяют пласты, на которых следует произвести измерения. С этой целью по диаграммам $U_{сп}$, $U_{вп}$ и R_A (или I_A) находят интервалы разреза с резкими изменениями данных параметров. Такими интервалами обычно являются границы пластов, резко отличающихся друг от друга по своим физическим свойствам. Для измерения α и θ опускают наклономер на 2—4 *м* ниже выделенного интервала и фиксируют на пленке инклинометра значения угла δ, азимута φ искривления скважины и угла i между плоскостью искривления скважины и плоскостью xz, в которой находится заземление M_1.

При последующем подъеме наклономера на всем исследуемом интервале и на 2—4 *м* выше его регистрируются одновременно три кривые с помощью электродов M_1, M_2 и M_3. Кривые записываются с малой скоростью движения прибора в крупных масштабах глубин (1 : 10 или 1 : 20). Затем производят повторную фоторегистрацию углов δ, φ и i. При больших расхождениях в значениях углов δ, φ и i, полученных до подъема и после подъема наклономера, измерения повторяют снова, а при малых расхождениях берут их средние значения. По определенным углам δ, φ, i и величинам смещения кривых рассчитывают искомые углы α и θ падения пластов по формулам [83]

$$\cos\alpha = \cos\gamma\cos\delta + \sin\gamma\sin\delta\cos\varkappa; \tag{108}$$

$$\operatorname{tg}(\theta - \varphi) = \frac{\sin\gamma\sin\varkappa}{\sin\gamma\cos\delta\cos\varkappa - \cos\gamma\sin\delta}, \tag{109}$$

где $\varkappa$ — угол между проекциями направлений падения пород и искривлением скважины в плоскости XY

$$\varkappa = \nu + i; \tag{110}$$

γ — видимый угол падения (угол между перпендикуляром к плоскости напластования и осью скважины)

$$\gamma = \arccos\frac{3r_M}{\sqrt{(z_{1,2}+z_{1,3})^2+3(z_{1,2}-z_{1,3})^2+9r_M^2}}, \tag{111}$$

где $z_{1,2}$ и $z_{1,3}$ — величины смещения аномалий на кривых, зарегистрированных с электродами M_2 и M_3, относительно кривой, записанной с электродом M_1;

r_M — радиус скважины;

ν — азимут плоскости, в которой находится воспринимающее устройство

$$\nu = \operatorname{arcctg}\frac{\sqrt{3}(z_{1,3}-z_{1,2})}{z_{1,2}+z_{1,3}}. \tag{112}$$

С целью повышения точности определений углов α и θ измерения производят не на одной, а на нескольких границах раздела. Аналогичные измерения производят на всех выделенных для наблюдения интервалах разреза скважины. Наиболее точные результаты получаются в случаях определения α и θ при углах падения свыше 10°.

Часть четвертая

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДИАГРАММ

ГЛАВА XVII

ВЫДЕЛЕНИЕ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

§ 61. Выделение угольных пластов в разрезах скважин

Выделение угольных пластов в разрезах скважин и литологическое расчленение вмещающих пород производится по диаграммам поискового комплекса геофизических методов. На угольных месторождениях для поисков угольных пластов в разрезе скважины и их выделения в комплекс входят методы рассеянного гамма-излучения и кавернометрии.

Все угольные пласты на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ отмечаются максимумами рассеянного гамма-излучения. Все вмещающие породы не сопровождаются аналогичными аномалиями на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$, что позволяет однозначно выделять многие угольные пласты в разрезе скважины (см. главу X). Однако это положение справедливо только для скважин с хорошим техническим состоянием, в которых не разрушены стенки и не образовались каверны, что должно быть подтверждено диаграммой кавернометрии. Каверны также фиксируются на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ аномалиями повышенной интенсивности рассеянного гамма-излучения. Они могут быть в углях и вмещающих породах. Поэтому при наличии каверн в скважинах при работе с современной аппаратурой исключается возможность однозначного выделения угольных пластов по диаграммам $I_{\gamma\gamma}$ и кавернометрии.

На диаграмме кавернометрии отмечаются все каверны, имеющиеся в скважине. При сопоставлении диаграмм гамма-гамма-метода и кавернометрии ($I_{\gamma\gamma}$ и Д) выделяются на первых аномалии повышенной интенсивности рассеянного гамма-излучения, которые зафиксированы на интервалах некавернозных участков скважины. Такие аномалии на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ однозначно интерпретируются как угольные пласты (см. рис. 168, 181—186, 196).

Отдельные тонкие угольные пропластки могут не выделиться на диаграммах рассеянного гамма-излучения. Они, как и подавляющее большинство рабочих угольных пластов, обычно достаточно уверенно отмечаются на диаграммах кажущихся сопротивлений с градиент-зондами большого размера на тех месторождениях, где угольные пласты имеют высокое сопротивление. На этих диаграммах тонкие угольные пропластки, обычно, выделяются пиками весьма высокого кажущегося сопротивления с выраженными эффектами экранирования. Таким путем выделяются тонкие угольные прослои, начиная с мощности их в 0,10 *м* и выше. Практическая надобность в выделении подобных тонких прослоев заключается в возможности использования их для корреляционных целей, установления синонимики угольных пластов и нарушений. На месторождениях антрацитов по диаграммам $\rho_к$ можно выделить пласты и пропластки антрацита по зонам «нулевых» кажущихся сопротивлений. Кроме того, на этих месторождениях угольные пласты и пропластки достаточно хорошо выделяются в разрезе по диаграммам потенциалов собственной поляризации. На большинстве месторождений угольные пласты отмечаются отрицательными аномалиями естественного гамма-излучения.

По аномалиям $I_{\gamma\gamma}$, зафиксированным против каверн, не может быть однозначно установлена геологическая природа пласта. Поэтому каждая такая аномалия дополнительно исследуется другими геофизическими методами.

Если каверна имеет небольшую глубину и она приурочена к угольному пласту высокого сопротивления, то на диаграммах $\rho_к$, полученных с градиент-зондом большого размера, этот интервал будет отмечен высоким сопротивлением. На диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ против такого пласта будет зафиксирована аномалия высокой интенсивности рассеянного гамма-излучения, усиленная наличием каверны. Указанные аномалии, одновременно отмеченные на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$, Д и $\rho_к$ на месторождениях с угольными пластами высокого сопротивления, следует интерпретировать как угольный пласт (см. рис. 190, пласт *II*).

Можно возразить против однозначности такой интерпретации на том основании, что высокими сопротивлениями обладают не только угольные пласты, но и некоторые вмещающие породы. Однако из практики известно, что вмещающие породы, обладающие высоким сопротивлением, являющиеся крепкими плотно сцементированными песчаниками, не образуют каверн в скважинах. Если все же допустить практически маловероятную возможность, что на таком участке могла образоваться неглубокая каверна, то в этом случае аномалия на диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ была бы незначительной амплитуды, а иногда и совсем отсутствовала, так как такие породы обычно характеризуются повышенной плотностью и отмечаются при отсутствии каверн на диаграммах $I_{\gamma\gamma}$ отрицательными аномалиями иногда значительной амплитуды (см. рис. 184, пласт песчаника).

В интервалах скважины с неглубокими кавернами на месторождениях антрацита пласты антрацита достаточно четко фиксируются на диаграммах $\rho_к$ зонами очень низкого сопротивления и положительными аномалиями на диаграммах $U_{сп}$. На этих месторождениях с целью повышения точности выделения угольных пластов в кавернозных интервалах скважины целесообразно увеличивать размеры градиент-зонда.

Если глубокая каверна на диаграмме Д отмечается не по всей мощности аномалии рассеянного гамма-излучения и по диаграмме $\rho_к$ в некавернозной части устанавливается высокое сопротивление, то для месторождений с угольными пластами высокого сопротивления это является надежным критерием наличия угольного пласта на данном участке разреза скважины. Однако при этом надо учитывать, что ширина аномалии $I_{\gamma\gamma}$ может значительно превышать мощность угольного пласта, если каверна вышла за пределы его и захватила часть вмещающих пород. Поэтому для уточнения контактов пласта и его изучения необходимо производить дополнительные исследования с помощью метода потенциалов вызванной поляризации (см. рис. 160) и фокусированных зондов, а также использовать диаграмму естественного гамма-излучения, влияние каверн на которую может быть учтено количественно (см. рис. 98).

Если на диаграмме кавернометрии зафиксирована глубокая каверна и в этом интервале разреза скважины на диаграмме $\rho_к$ не отмечается положительная аномалия, то в данном случае наличие диаграмм $\rho_к$ еще не может обеспечить однозначной интерпретации этих материалов, так как на последних угольный пласт может остаться незамеченным. Необходимо дополнительно пользоваться диаграммами методов фокусированных зондов и потенциалов вызванной поляризации, при этом по методу ВП нужно зарегистрировать диаграммы при разной силе поляризующего тока. Наличие аномалии на диаграмме $U_{ВП}$, резко увеличивающейся по амплитуде с увеличением тока питания электродов в кавернозном участке скважины,

указывает на вероятное наличие угольного пласта в разрезе данного интервала скважины (см. рис. 160).

Возрастание аномалий $U_{ВП}$ с увеличением тока питания происходит на угольных пластах всех месторождений, включая и кавернозные участки скважины. При этом наибольшая интенсивность возрастания аномалий $U_{ВП}$ наблюдается на антрацитах и наименьшая на бурых углях. Но даже на буроугольных месторождениях аналогичное возрастание потенциалов вызванной поляризации во вмещающих породах обычно не наблюдается. Последнее объясняется тем, что вмещающие породы, в которых образуются каверны (чаще слабые и рыхлые песчаники и глины), как правило, характеризуются невысокой вызванной активностью.

Диаграммы естественного гамма-излучения могут использоваться на всех группах месторождений для выделения угольных пластов в разрезе скважины, в том числе и на кавернозных ее участках, так как влияние каверн на диаграммы I_γ сказывается значительно слабее, чем на диаграммы $I_{\gamma\gamma}$, $\varrho_к$ и I_A (см. рис. 166—168, 190). На месторождениях антрацитов и тощих каменных углей для определения в разрезе угольных пластов в кавернозных интервалах скважины могут дополнительно использоваться диаграммы потенциалов собственной поляризации. На этом параметре так же, как и на I_γ, влияние каверн сказывается значительно меньше, чем на другие параметры.

Наряду с указанным при выделении угольных пластов в разрезе скважины необходимо во всех случаях широко использовать корреляционные сопоставления (см. рис. 64 и 65). Это необходимо не только для установления синонимики угольных пластов, но и для большей уверенности в правильности их выделения, особенно тонких угольных пластов и пропластков, которые не всегда фиксируются на диаграммах радиоактивных методов. Приведенный комплекс практически обеспечивает выявление всех угольных пластов и пропластков в разрезах скважин без использования данных кернового материала.

Однако последнее не означает, что при интерпретации данных геофизики не следует обращать внимания на материалы геологической документации разрезов скважин. Эти материалы представляют большую ценность, особенно при достаточно надежном подъеме керна и тщательной его документации. В этом случае данные геофизики используются в основном для выделения в разрезе скважины угольных пластов, не отмеченных при бурении, и контроля за точностью определения положения угольных пластов, их структуры и мощности, зафиксированных при бурении скважин. На практике часто допускаются крупные ошибки в геологической документации разрезов скважин по данным бурения: отдельные пласты оказываются совсем пропущенными, а другие неправильно отмеченными (табл. 15).

Из табл. 15 видно, что по геофизическим материалам выявляется большое количество угольных пластов, пропущенных бурением. Эти данные в основном распространяются на значительно больший промежуток времени, чем это указано в таблице. Так, по Печорскому угольному бассейну в целом за 23 года (1940—1962 гг.) по геофизическим материалам было установлено 34% полностью и частично пропущенных при бурении рабочих угольных пластов и 63% пропущенных угольных пропластков. Частично пропущенным пластом называется тот угольный пласт рабочей мощности, который по данным бурения был задокументирован как угольный пропласток нерабочей мощности.

В тех же случаях, когда бурение производится без подъема керна (бескерновое бурение), данные геофизических исследований скважин являются основными и единственными для составления геологического разреза скважины и изучения его продуктивной характеристики.

Таблица 15

Результаты выявления рабочих угольных пластов в разрезах скважин по данным бурения и промысловой геофизики по различным угольным бассейнам за 1962 г.

Наименование бассейнов и геологических управлений	Выявлено рабочих угольных пластов			Пропущено бурением и выявлено по данным геофизики						Переведено по данным геофизики из рабочих в нерабочие	
				полностью пропущено		частично пропущено		всего пропущено			
	по геофизическим данным	по бурению									
		количество	%	количество	%	количество	%	количество	%	количество	%
Управление Центральных районов (доразведка шахтных полей, Мосбасс)	33	31	94,0	2	6,1	—	—	2	6,1	—	—
Приморское ГУ (месторождения Приморского края и Сучанский бассейн)	468	373	79,8	64	13,7	34	7,3	98	21,0	3	0,6
Якутское ГУ (Южно-Якутский угольный бассейн)	214	114	53,3	104	48,6	31	14,5	135	63,1	35	16,4
Красноярское ГУ (Минусинский и Канско-Ачинский бассейн)	1070	1003	93,8	15	1,4	88	8,2	103	9,6	36	3,4
Иркутское ГУ (Иркутский угольный бассейн)	335	310	92,5	17	5,1	20	6,0	37	11,1	12	3,6
Бурятское ГУ (Гусиноозерское, Тункинское и другие месторождения)	149	136	91,3	5	3,3	18	12,1	23	15,4	10	6,7
Западно-Сибирское ГУ (Кузбасс и Итатское месторождение Канско-Ачинского бассейна)	6979	6193	88,7	240	3,4	715	10,3	955	13,7	169	2,4
Новосибирское ГУ (Листвянское месторождение)	134	130	97,0	2	1,5	11	8,2	13	9,7	9	6,7
Ухтинское ГУ (Печорский бассейн)	442	332	75,1	58	13,1	79	17,9	137	31,0	27	6,1
Волго-Донское ГУ (Восточная часть Донбасса)	542	500	92,2	28	5,2	22	4,0	50	9,2	8	1,4
Трест Укргеофизразведка (Главгеология Укр. ССР — Донецкий бассейн)	5543	4782	86,2	497	9,0	402	7,3	899	16,3	138	2,5

§ 62. Литологическое расчленение разрезов скважин

После того, как в разрезе скважины выявлены все угольные пласты и пропластки, необходимо выяснить литологический состав пород, вмещающих угольные пласты. Методика литологического расчленения вмещающих пород в разрезах скважин в принципе одинакова для всех угольных месторождений.

Из поискового комплекса геофизических методов для литологического разделения пород наиболее эффективно используются диаграммы кажущихся сопротивлений. При этом удобно работать с диаграммами $\varrho_к$, зарегистрированными с зондами малых размеров. Практически используются диаграммы $\varrho_к$ стандартных зондов. В этих целях также могут быть применены диаграммы гамма-метода.

При правильно выбранном поисковом комплексе геофизических методов литологическое расчленение пород по геофизическим диаграммам не вызывает затруднений. Для этой цели обычно используются диаграммы поискового масштаба глубин — чаще всего 1 : 200 и реже 1 : 500. На диаграммах масштаба 1 : 200 можно выделить отдельные литологические разности, начиная с мощностей 0,4 *м* и больше. Диаграммы же детализационного масштаба (чаще 1 : 50) позволяют выделять литологические прослои пород, начиная от мощностей 0,10 *м*.

Литологическое расчленение пород целесообразно проводить в следующем порядке. По диаграммам кажущихся сопротивлений выделяются в первую очередь пласты вмещающих пород высокого сопротивления — плотносцементированные песчаники, известняки, конгломераты и конкреции (рис. 229, пласты *I*, *VI*, *VII*, *VIII*, *IX*, *XI*). Из материалов разведки устанавливается, какие конкретно из перечисленных пород могут быть встречены на данном месторождении. Конгломераты и песчаники разграничиваются по конфигурации кривой $\rho_к$, наиболее иззубренные ее части приурочены, как правило, к конгломератам (см. рис. 229, пласт *VIII*). Большая дифференцированность кривой сопротивления на конгломератах вызвана их значительной неоднородностью. Песчаники высокого сопротивления можно разделить по диаграммам $\rho_к$ на крупнозернистые и мелкозернистые. Последние характеризуются более низкими сопротивлениями по сравнению с крупнозернистыми песчаниками (см. рис. 229, пласты *VII*, *IX* и рис. 66).

Плотно сцементированные известняки характеризуются еще более высокими сопротивлениями и более дифференцированной кривой $\rho_к$, чем конгломераты (см. рис. 229, пласт *XI*). Конкреционные прослои обычно имеют небольшую мощность (0,10—0,50 *м*) и также отмечаются высокими сопротивлениями (см. рис. 65).

Мы здесь не приводим абсолютные значения удельных сопротивлений различных пород, так как они резко меняются в породах одинакового литологического состава в зависимости от степени их метаморфизма. Абсолютные значения удельных сопротивлений и другие параметры пород следует рассматривать при интерпретации диаграмм $\rho_к$ по конкретному месторождению или участку разведки.

На диаграммах радиоактивных методов породы высокого сопротивления обычно выделяются минимальными значениями рассеянного и естественного гамма-излучений (см. рис. 166—169, 184, 189). Наиболее низкие значения естественного и рассеянного гамма-излучений приурочены к известнякам, затем к конгломератам. На диаграммах нейтронного гамма-метода плотно сцементированные известняки и карбонатные песчаники отмечаются положительными аномалиями $I_{n\gamma}$ (см. рис. 183, 195).

На диаграммах потенциалов собственной и вызванной поляризации эти породы выделяются повышенными значениями потенциалов, причем кривые имеют иззубренный вид и наибольшей дифференцированностью обычно характеризуются конгломераты и известняки, что обусловлено их неоднородностью (см. рис. 133, 156).

После выделения пластов высокого сопротивления и определения их литологического состава выделяются породы низкого сопротивления. К последним обычно относятся глины, аргиллиты и рыхлые песчаники. Если эти породы не разграничиваются между собой по величине сопротивления, то они расчленяются по характеру конфигурации кривой $\rho_к$. Наиболее спокойная и плавная форма кривых низкого сопротивления обычно наблюдается в глинах и аргиллитах, как наиболее однородных породах, а иззубренная кривая чаще всего приурочена к водоносным рыхлым песчаникам (см. рис. 132).

Аналогичной формой кривых эти породы представлены и на диаграммах потенциалов собственной и вызванной поляризации, а именно: наиболее спокойная форма этих кривых обычно встречается в глинах, и ар-

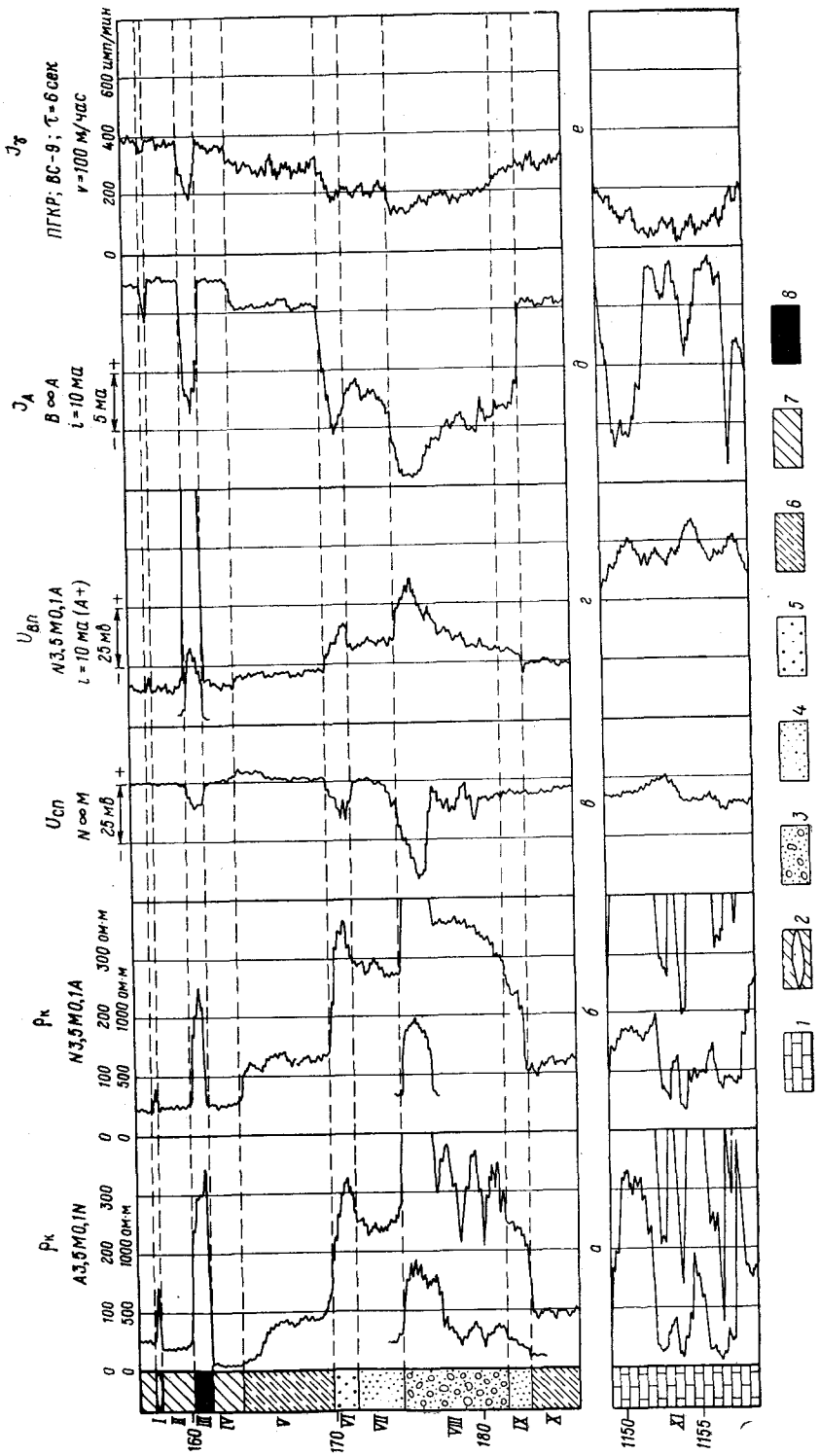


Рис. 229. Типичные геофизические диаграммы разных методов, характеризующие различные литологические разности
1 — известняк; *2* — конкреция; *3* — конгломерат; *4* — песчаник мелкозернистый; *5* — песчаник крупнозернистый; *6* — алевролит; *7* — аргиллит; *8* — уголь

гиллитах, а дифференцированная — в песчаниках (см. рис. 229). Если же к песчаникам приурочены водоносные горизонты, то на диаграммах $U_{сп}$ они обычно отмечаются отрицательными аномалиями при водопоглощающих горизонтах и положительными — при притоках вод в скважину (см. рис. 133).

Диаграммы тока I_A могут быть также эффективно использованы для литологического расчленения пород, так как их конфигурация в некотором приближении является зеркальным отражением диаграмм кажущихся сопротивлений. На диаграммах I_A с большей отчетливостью выделяются тонкие пласты (особенно в случае экранированного зонда), чем на диаграммах $\rho_к$ потенциал и градиент-зондов (см. рис. 83 и 229). Обычно на этих диаграммах отчетливо выделяются конкреции (см. рис. 82). На диаграммах I_γ глины и аргиллиты отмечаются повышенными значениями естественного гамма-излучения, а песчаники — пониженными, что позволяет разграничивать эти породы (см. рис. 166—169).

После выделения пород высокого и низкого сопротивления остаются породы промежуточного сопротивления. Они обычно представлены алевролитами и песчаниками. Их разграничение производится теми же способами, что и разделение пород на песчаные и глинистые. Алевролиты, обладающие более мелкой зернистостью и большим содержанием глинистого материала, более однородны и, как следствие этого, характеризуются менее дифференцированными кривыми $\rho_к$, $U_{сп}$, $U_{ВП}$, I_A и более высокими значениями естественного гамма-излучения по сравнению с песчаниками.

Таким образом, по диаграммам поискового комплекса геофизических методов имеется возможность произвести достаточно детальное литологическое расчленение разрезов скважин. Геологический разрез скважины, составленный по геофизическим материалам, обычно не содержит грубых ошибок и является более точным, чем аналогичный разрез, полученный путем описания керна. Это утверждение представляется парадоксальным, так как грамотное описание керна, казалось бы, должно дать более точные сведения о разрезе скважины, чем это дает геофизика. Однако на практике это не подтверждается в связи со следующими причинами.

1. Современные колонковые долота не позволяют поднимать на поверхность весь керн. В связи с этим составление геологического разреза скважины обычно производится частично по керновому материалу, а частично исходя из тех или иных предположений составителя. Последнее не может обеспечить достаточной точности в составлении геологического разреза по керну, особенно в тех случаях, когда выход его не превышает 50—70%.

2. Даже при полном выходе керна нередко допускаются грубые ошибки при его документации. Эти ошибки возникают вследствие небрежного извлечения керна из колонковой трубы и несоблюдения последовательности его расположения при укладке в керновые ящики.

3. Ошибки при описании керна нередко допускаются коллектором из-за субъективизма в визуальном определении литологического состава керна. Кроме того, в настоящее время при высоких темпах бурения и большом количестве керна исключается возможность систематического контроля со стороны геологической службы за правильностью описания керна коллекторами.

Все вместе взятое обычно приводит к низкому качеству геологической документации разрезов скважин по данным керна. Этим объясняется, что геологические разрезы скважин, составленные по геофизическим данным, обычно оказываются более точными, чем аналогичные разрезы, составленные по данным бурения и керна.

Для подтверждения сказанного приведем один из многочисленных типичных примеров. На рис. 230 даны диаграммы кажущихся сопротивлений и естественного гамма-излучения и геологические разрезы для одной и той же скважины Печорского бассейна, составленные соответственно по данным бурения и геофизическим данным без ознакомления с геологическим разрезом скважины (условно-бескерновое бурение). Третий разрез — контрольный — составлен геологами-литологами при детальном описании керна после сопоставления первых двух разрезов.

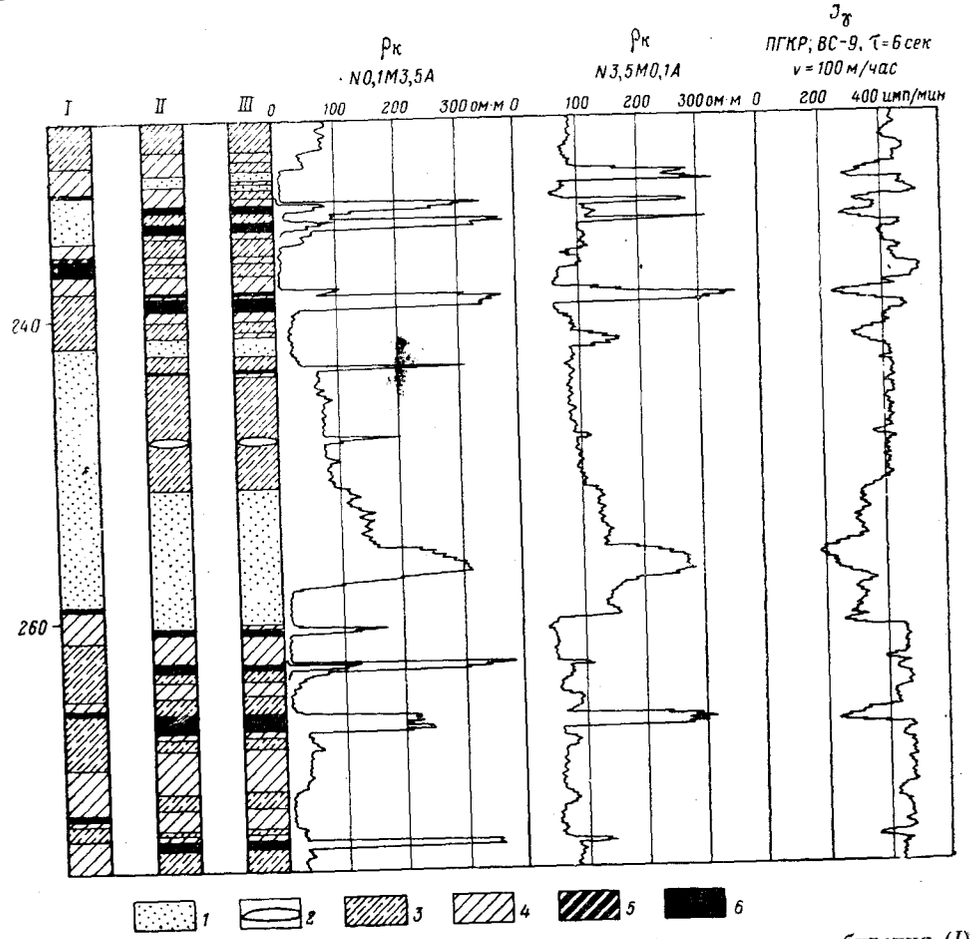


Рис. 230. Сопоставление литологического разреза скважины по данным бурения (*I*), геофизических исследований (*II*) и контрольного описания керна (*III*)

1 — песчаник; *2* — конкреция; *3* — алевролит; *4* — аргиллит; *5* — углистый арги лит; *6* — уголь

На рис. 230 видно, что разрез, полученный по геофизическим данным, в основном совпадает с контрольным разрезом и является более точным, чем разрез, составленный по данным бурения. Подобные сопоставления разрезов многократно проводились на различных месторождениях Печорского бассейна и во всех случаях данные геофизики оказывались более обоснованными и объективными.

Таким образом, материалы поискового комплекса геофизических методов исследования скважин могут широко использоваться не только для исправления погрешностей в геологических разрезах, составленных по керну, но и для составления наиболее точных и детальных геологических разрезов скважин.

ЛАВА XVIII

КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН И ВЫЯВЛЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

§ 63. Корреляция разрезов скважин

Методика использования геофизических диаграмм для корреляции разрезов скважин и выявления тектонических нарушений в принципе одинакова для всех угольных месторождений. Изложим эту методику на опыте Печорского угольного бассейна [48, 54, 57, 60, 63]. Этот опыт может быть использован и в других бассейнах.

Возможность корреляции разрезов скважин по геофизическим диаграммам определяется наличием пластов, которые характерно выделялись бы на этих диаграммах и обладали бы этими свойствами на большой площади. Участки диаграмм, сохраняющие свою характеристику на площади месторождения или участка и приуроченные к определенным выдержанным на этой площади пластам или горизонтам, называются г е о ф и з и ч е с к и м и р е п е р а м и.

Из применяемых методов промысловой геофизики с наибольшей эффективностью для целей корреляции разрезов скважин используются диаграммы кажущихся сопротивлений. Для того чтобы эти диаграммы были сопоставимы между собой, они должны быть зарегистрированы с одним размером и типом зонда во всех скважинах данного месторождения. На практике в различных бассейнах на каждом или группе месторождений геофизические исследования разрезов скважин по методу кажущихся сопротивлений производятся одним и тем же стандартным зондом, принятым применительно к данному району разведки. Диаграммы других геофизических методов — $U_{сп}$, $U_{ВП}$, I_A, I_γ, $I_{\gamma\gamma}$ — могут использоваться для корреляционных целей в качестве вспомогательных, главным образом для однозначного выделения в разрезе угольных пластов и их изучения.

Диаграммы кажущихся сопротивлений, полученные с одной измерительной установкой в различных скважинах на участке или месторождении, обычно имеют много сходного между собой в конфигурации кривых и величине сопротивления. Это позволяет составить средненормальные геолого-геофизические разрезы для отдельных участков или целых месторождений. Построение указанных разрезов осуществляется следующим образом.

Отбираются наиболее типичные диаграммы кажущихся сопротивлений, характерные для данного участка, по тем скважинам, диаметр которых и сопротивление бурового раствора имеют наиболее распространенные значения. Отобранные диаграммы вычерчиваются в поисковом масштабе глубин на одном листе, при этом основной геофизический репер, отчетливо выделяющийся на всех отобранных диаграммах, располагается на условной линии глубины. Затем выявляются другие геофизические реперы. Геофизические реперы должны удовлетворять следующим условиям:

1) должны быть связаны с определенными стратиграфическими горизонтами:

2) обладать выдержанностью на всей площади участка, для которого составляется разрез;

3) выделяться определенной конфигурацией кривой, сохраняющей свои характерные особенности на площади участка.

После выделения реперов на всех отобранных диаграммах и установления их идентичности производится корреляция остальных элементов кривых в межреперных интервалах. Выдержанность кривой по амплитуде и конфигурации в различных межреперных интервалах обычно неодинакова: в одних интервалах она выдерживается хорошо, в других слабо, а в отдельных интервалах и совсем отсутствует. Указанные вариации кривой отображают степень литологической изменчивости отдельных частей разреза. Однако даже при отсутствии постоянства электрической характеристики отдельных межреперных интервалов для них также может быть построена средненормальная кривая $\rho_к$. Она должна отображать доминирующие особенности кривых рассматриваемых участков.

Следует заметить, что выдержанность кривых сопротивлений по площади участка значительно лучше, чем литологическая выдержанность разрезов скважин. Это объясняется субъективными ошибками, допускаемыми отдельными коллекторами при описании керна буровых скважин. Один из таких примеров показан на рис. 231, где отчетливо видна выдержанность электрической характеристики вмещающих уголь пород, залегающих выше мощного угольного пласта (n_{11}—n_{14}) в интервале 25—30 *м* по скважинам, расположенным на разных крыльях Воркутской синклинали и удаленным друг от друга на расстояние до 35 *км*, при считавшемся полном «отсутствии» постоянства в литологии на данном интервале разреза.

Электрическая характеристика указанного интервала при кажущемся отсутствии литологической выдержанности представлена кривой сопротивлений, которую можно разделить на три части, причем средняя из них представлена остроконечными пиками, по обе стороны которой располагаются участки, более однородные по сопротивлению. Это подтверждает сказанное о недостаточной точности документации скважин по кернам, так как выдержанность электрической характеристики данного интервала может быть объяснена только адекватным постоянством литологии разреза. Учитывая это, в ряде случаев при хорошей выдержанности электрических реперов можно производить послойную корреляцию пород, несмотря на кажущееся различие литологического состава этих пород по данным анализа керна.

Скоррелированные кривые $\rho_к$ или других параметров и соответствующие им пласты пород нумеруются. Затем составляются таблицы, в которые заносятся номер каждого пласта, его литология и мощность по каждой взятой скважине, угол падения, вычисленная нормальная мощность, среднее значение сопротивления пласта, и, наконец, вычисленное среднее значение нормальной мощности пласта по участку и среднее значение сопротивления этого пласта для всего участка. По найденным средним значениям нормальных мощностей пластов и их средних кажущихся сопротивлений составляется средненормальный геолого-геофизический (электрический) разрез для участка.

Конфигурация кривой кажущихся сопротивлений построенного средненормального электрического разреза должна отображать характерные особенности выбранных типичных кривых сопротивлений для данного участка месторождения. Для практических целей средненормальный разрез можно составлять, не вычисляя нормальных мощностей (при условии, если не наблюдается больших изменений углов падения пород),

а использовать кажущиеся мощности по скважинам со средними углами падения пород для данного участка месторождения.

Средненормальные геолого-геофизические разрезы, составленные по

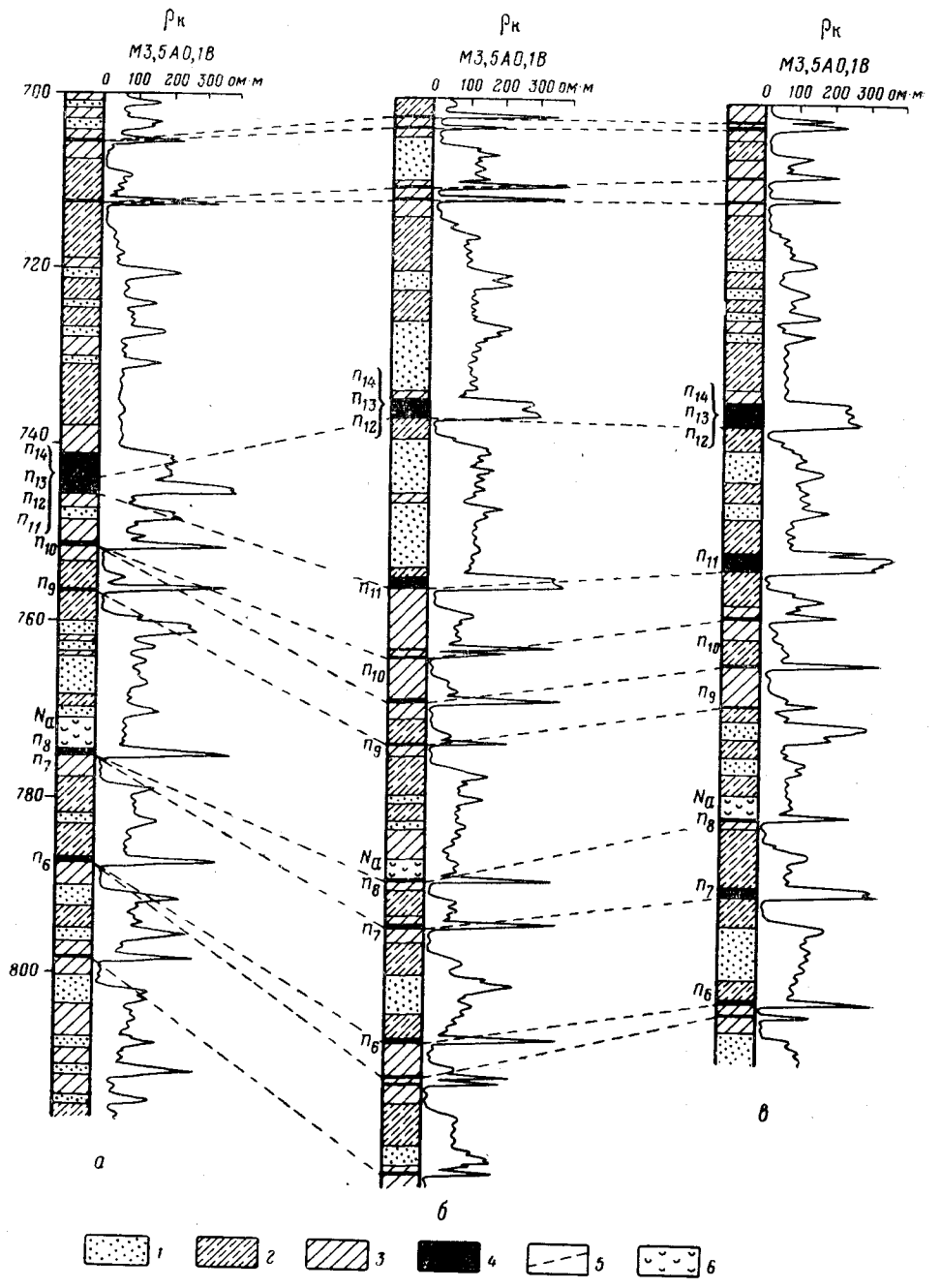


Рис. 231. Нормальные геолого-геофизические разрезы участков и их корреляция

а — северное крыло; *б* — западное крыло; *в* — восточное крыло
1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — линии корреляции; *6* — фаунистический горизонт

отдельным участкам Воркутского месторождения, показали, что угольные пласты выдерживаются достаточно хорошо на всем протяжении этих участков. Непродуктивные породы менее выдержаны и соответственно

этому резче изменяют свои электрические свойства, за исключением мощных (свыше 15 *м*) пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов. Породы с постоянным литологическим составом дают в каждой скважине аналогичные электрические кривые, которые хотя и меняют свою амплитуду, но сохраняют общую конфигурацию. Напластования, представленные дифференциацией тонких пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов, по своим литологическим признакам чрезвычайно изменчивы даже на небольшом протяжении и соответственно этому не имеют строгой выдержанности в электрической характеристике.

С помощью средненормальных геолого-геофизических разрезов по Воркутскому месторождению была правильно установлена синонимика угольных пластов и исправлены погрешности в сводных геологических разрезах. Сводные геологические разрезы нижневоркутской свиты различных крыльев Воркутской синклинали были увязаны геологами на основании фаунистических данных. Используя эту корреляцию, удалось увязать между собой сводные электрические разрезы различных крыльев Воркутской синклинали и составить для месторождения общий разрез не только одной нижневоркутской свиты, а всей угленосной толщи воркутской серии, включающей и верхневоркутскую свиту. На рис. 231 показана одна из частей этой корреляционной схемы. В геолого-геофизическом разрезе всего месторождения с замечательным постоянством выдерживаются угольные пласты и пропластки, которые и являются основными реперами при корреляции разрезов.

Среди вмещающих пород опорных горизонтов мало, в связи с чем геологи при корреляции разрезов скважин принимают за реперы угольные пласты и отдельные фаунистически четко выраженные горизонты, а в некоторых случаях дополнительные методы циклического и конкреционного анализов, разработанные Г. А. Ивановым и А. В. Македоновым [112, 160]. По конкреционным комплексам производится, главным образом, увязка удаленных разрезов в тех случаях, когда нельзя их увязать по фауне и угольным пластам и данных геофизики недостаточно. Послойная же увязка по конкреционным комплексам обычно не производится.

В качестве примера опорных электрических горизонтов среди вмещающих уголь пород укажем на упомянутый выше песчано-алевролитовый пласт мощностью 25—30 *м*, залегающий в кровле мощного угольного пласта (см. рис. 231). Аналогия в электрической характеристике указанного интервала на Воркутском месторождении была подмечена еще в первый год (1940 г.) проведения промыслово-геофизических работ, когда буровые разведочные работы проводились на северном и восточном крыльях Воркутской синклинали. Эти участки разведок были разобщены между собой расстоянием 10—15 *км*.

По геологической увязке разрезов в то время считалось, что угольный пласт N_1 (теперь $n_{11} + n_{12} + n_{13} + n_{14}$) северного крыла является аналогом пласта *IV* (теперь n_{11}) восточного крыла. На основании указанного сходства электрической характеристики горизонта вмещающих пород было тогда же предположено, что пласт N_1 должен синонимизироваться не только с пластом *IV*, но и с пластом «Тройным» (теперь $n_{12} + n_{13} + n_{14}$), а последние два пласта при движении к северному крылу синклинали объединяются в один пласт, что и было подтверждено последующей разведкой.

По данным бурения ряда скважин пласт N_1 является однородным, но по электрическим диаграммам хорошо видно, что он неоднороден и разделен пропластком низкого сопротивления на два пласта. Этот пропласток представлен чередованием очень тонких слоев аргиллита, угля, углистого и углисто-глинистого аргиллитов. Две части пласта N_1, разделенные проводящим прослоем, при движении к восточному крылу месторождения расходятся и образуют *IV* и «Тройной» пласты (последний в свою очередь затем разделяется на *III*, *II* и *I*, или теперь соответственно n_{12}, n_{13} и

n_{14}), при движении к западному крылу образуют два пласта N_1' (теперь $n_{12} + n_{13} + n_{14}$) и N_1 (теперь n_{11}).

Такая бифуркация угольных пластов связана с общим направлением трансгрессий и регрессий пермского моря. Геофизические диаграммы можно использовать для прослеживания характера движения и границ береговой линии пермского моря. Аналогично пласту N_1 ведут себя и некоторые другие угольные пласты (см. рис. 231).

В разрезе Печорского бассейна угленосные породы представлены нижнепермскими и верхнепермскими отложениями. Нижнепермские угленосные отложения являются основными для бассейна и все промышленные разрабатываемые месторождения связаны с ними. Эти отложения имеют кунгурский возраст и выделяются в воркутскую серию. Мощность данной серии в восточных районах составляет более 1500—1800 *м*. Она разделяется на две свиты: нижневоркутскую и верхневоркутскую. Нижневоркутская свита состоит из двух подсвит: аячъягинской и рудницкой. Свиты и подсвиты в свою очередь делятся на пакеты мощностью 100—170 *м*.

Отложения воркутской серии изменяются снизу вверх в сторону все большей континентальности за счет постепенного исчезновения в разрезе горизонтов, выраженных морскими фациями. Вместе с этим закономерно изменяется и угленосность. Наиболее угленосной ее частью является рудницкая подсвита. В разрезе аячъягинской подсвиты отмечается наличие морских фаций. Угленосность ее выражена слабо. В разрезе верхневоркутской свиты, характеризующейся преобладанием континентальных фаций, угленосность также слабее, чем в рудницкой подсвите.

Таков характер угленосности воркутской серии в районе Воркутского месторождения. Однако разрез и угленосность свит и подсвит меняется по площади бассейна. Установлено, что условия формирования угленосной толщи закономерно изменяются с юго-запада на северо-восток и с северо-запада на юго-восток. В направлении к юго-западу от Воркуты морские фации появляются и в более высоких горизонтах разреза.

Геологический разрез с разбивкой на пакеты для нижневоркутской свиты Воркутского месторождения был первоначально построен геологами. При бурении верхневоркутской свиты Воркутского месторождения большое количество пластов было полностью пропущено, а мощность и строение части пластов определены неправильно. В этой свите отсутствуют маркирующие фаунистические горизонты (за исключением одного I_a). Поэтому геолого-геофизический разрез с разбивкой на пакеты для верхневоркутской свиты Воркутского месторождения был впервые построен по геофизическим данным.

В основу разбивки разреза на пакеты было положено правило, согласно которому в основании пакета залегает наиболее устойчивый угольный пласт, дающий на диаграмме характерную пику сопротивлений. При этом мощность пакета бралась в пределах 100—170 *м* — так, чтобы пакет объединял одну или несколько ассоциаций угольных пластов. Такая разбивка на пакеты соответствует и генетическим признакам в соответствии с циклическим характером разреза. Корреляционная схема разбивки разреза на пакеты для верхневоркутской свиты в дальнейшем была принята геологами.

При корреляции геолого-геофизических разрезов отдельных участков месторождения плодотворно используются фаунистические маркирующие горизонты при условии, что они отмечены в разрезе какой-либо скважины. С другой стороны, палеонтологи успешно используют материалы геофизики, особенно в тех случаях, когда неполный комплекс фауны не позволяет однозначно определить маркирующий горизонт и пакет разреза.

На большинстве участков детальной разведки послойная корреляция разрезов скважин осуществляется главным образом по геофизическим данным. На участках бескернового бурения, где подавляющее большинство скважин проходится без отбора керна, геофизические диаграммы являются единственным материалом, на основании которого может проводиться корреляция разрезов этих скважин. Бескерновое бурение в Печорском бассейне осуществлялось на разных участках детальной разведки трех месторождений: Воркутском, Воргашорском и Интинском. Объем бескернового бурения по отношению к общему метражу бурения на этих участках достигал 75%. При этом корреляция разрезов скважин уверенно проводилась по геофизическим данным.

Даже на стадии поисковой разведки в целом ряде случаев корреляцию разрезов скважин удается осуществить только по геофизическим диаграммам. Для подтверждения этого приведем пример по Усинскому месторождению. При его разведке для определения элементов залегания были пробурены три скважины (УК-7, УК-9, УК-10), расположенные треугольником со сторонами в 100 *м*. Только в одной из этих скважин были проведены промыслово-геофизические работы, а две другие не были исследованы. Несмотря на близкое расстояние между скважинами, разрезы их не удалось увязать на основании одних геологических данных, и пробуренные скважины не выполнили своего геологического назначения.

При дальнейшей разведке на Усинском месторождении были пробурены с той же целью еще три скважины (УК-14, УК-16, УК-18), расположенные треугольником со сторонами в 500 *м*. Полученные диаграммы сопротивлений по указанным скважинам были надежно скоррелированы, что позволило определить элементы залегания пород на данном участке разведки (рис. 232). При отсутствии электрометрии геологические разрезы этих скважин не могли бы быть увязаны, так как при бурении большинство угольных пластов было либо пропущено, либо неправильно задокументировано, а опорные фаунистические горизонты в этой части разреза отсутствуют. Так же эффективно используются геолого-геофизические разрезы для корреляции разрезов скважин на других месторождениях.

В производственной практике на некоторых месторождениях Печорского бассейна специальные сводные электрические разрезы по участкам обычно не строятся, а непосредственно используются рабочие диаграммы для целей корреляции. Аналогично поступают и в ряде других угленосных бассейнов [23]. Корреляция становится надежнее, когда имеются диаграммы в поисковом и детализационном масштабах по всему разрезу скважины. В этом случае детализационные диаграммы служат дополнением к поисковым, так как они дают подробную характеристику электрических реперов и межпластовых безугольных интервалов, что значительно облегчает качественную интерпретацию и корреляцию разрезов.

Относительно электрических разрезов следует сделать несколько общих замечаний. Обычно абсолютные значения сопротивлений, а иногда и конфигурации кривых не сохраняются устойчивыми по площади, что вызывается изменениями литологического состава пород. Это позволяет судить об однозначности изменения кривой кажущихся сопротивлений в одноименных пакетах и ожидать сходной, в основных чертах, конфигурации кривой в нормальном разрезе, что дает возможность использовать диаграммы кажущихся сопротивлений для целей корреляции даже при недостаточной устойчивости по площади электрической характеристики отдельных пластов.

Однако надо иметь в виду, что в электрическом разрезе отдельные горизонты в разных пакетах по конфигурации кривой и величине сопротивления схожи, что объясняется сходством их литологических признаков и мешает в ряде случаев проведению уверенной корреляции. Тем не менее целый ряд пакетов воркутской серии на отдельных месторождениях может быть однозначно выделен по электрическим разрезам месторождения при наличии устойчивых электрических реперов, обусловленных выдержанными угольными пластами. Кроме того, при корреляции

по диаграммам сопротивлений целесообразно пользоваться в качестве вспомогательных материалов также диаграммами других геофизических методов: естественной радиоактивности, потенциалов собственной и вызванной поляризации и др.

В тех интервалах разреза того или иного месторождения, где по данным геофизики не может быть однозначно установлен пакет, необходимо опираться на геологические данные. В этом случае, если по фаунисти-

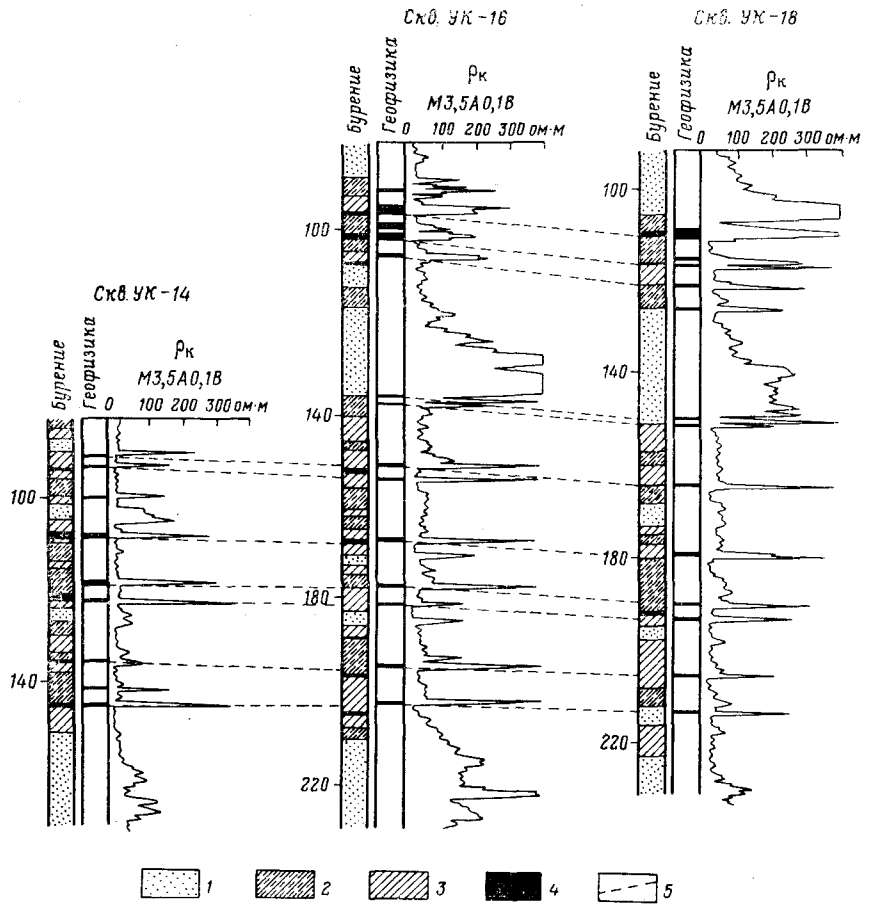


Рис. 232. Корреляция разрезов скважин по диаграммам кажущихся сопротивлений

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — линии корреляции

ческим признакам будет определен пакет, то в его пределах конфигурации кривых сопротивлений и других геофизических методов позволяют выделить еще более узкие единицы разреза, дать синонимику угольных пластов и сопоставить их по площади, в пределах которой характер чередования пик этих кривых обычно достаточно устойчив. Кроме того, имеются некоторые индивидуальные и своеобразные конфигурации кривых сопротивлений и других параметров, соответствующие отдельным группам пластов. Такие кривые не имеют близкой аналогии ни в вышележащих, ни в нижележащих участках разреза и, следовательно, они тоже могут служить маркирующими электрическими горизонтами.

Геолого-геофизические разрезы различных месторождений бассейна также могут быть сопоставлены и увязаны между собой [63]. Такая корреляция становится надежнее, если в этих разрезах месторождений имеются маркирующие фаунистические горизонты.

На площади бассейна наблюдается резкая невыдержанность величин удельных электрических сопротивлений углей и вмещающих их пород, а именно: зафиксировано резкое возрастание их в направлении с юго-запада на северо-восток (Уральское направление) и с северо-запада на юго-восток (Пайхойское направление). Указанные изменения удельных электрических сопротивлений идут в одном направлении для всех пород. Эти вариации в сопротивлении пород обусловлены изменением степени их метаморфизма. Тем не менее, даже в этом случае при удачно подобранных масштабах сопротивлений диаграммы $\rho_к$ могут сопоставляться между собой по площади всего бассейна, особенно тогда, когда масштабы сопротивлений на разных месторождениях устанавливаются в обратной пропорции к изменению удельных сопротивлений пород на этих месторождениях. Вид диаграммы кажущихся сопротивлений на разных месторождениях в основном сохраняется, что значительно облегчает их сопоставление и корреляцию.

По геологическим данным установлено, что мощность угленосных отложений воркутской серии возрастает с северо-запада на юго-восток и наибольшего значения достигает в районах с высоким сопротивлением пород. В таком же направлении, в основном, изменяется и суммарная мощность угольных пластов. Но от этого правила имеются отступления в отдельных участках разведываемых месторождений бассейна. Мощность угленосной толщи указывает на величину общего погружения краевого прогиба в эпоху углеобразования. Однако свойства вмещающих пород и углей определяются не только величиной этого погружения, но и рядом геотектонических факторов.

Степень метаморфизма пород, обусловившая их удельное электрическое сопротивление, определяется геотектонической зональностью и зависит от общей подвижности области, в которой происходило осадконакопление. Проявление этой подвижности происходило неодинаково на рассматриваемой территории и по-разному влияло на физические свойства пород в различных районах. Поэтому геофизические материалы, отображающие различные физические свойства пород, могут быть использованы для выяснения связи различных явлений и значимости отдельных геологических факторов, неодинаково влияющих на метаморфизм пород в отдельных участках бассейна.

§ 64. Петрофизический метод корреляции разрезов угленосных отложений

В Печорском бассейне были проведены в большом объеме (на 17,1 тыс. образцах) исследования изменений физических свойств угленосных отложений пермского возраста, а именно: пористости, плотности, удельного электрического сопротивления и скорости распространения упругих колебаний, т. е. тех параметров, которые регионально и закономерно изменяются в угольных бассейнах (см. гл. II).

По результатам выполненных работ были построены вариационные кривые и по ним определены значения физических свойств песчаников, алевролитов и аргиллитов для каждого пакета воркутской серии различных месторождений бассейна. На рис. 233 видно, что с увеличением стратиграфической глубины закономерно уменьшается пористость и увеличиваются удельное электрическое сопротивление, плотность и скорость распространения упругих волн пород воркутской серии Воргашорского месторождения. Изменения указанных параметров идут в одном направлении для всех пород — песчаников, алевролитов и аргиллитов. Установленная закономерность изменения физических свойств пород по стратиграфическому разрезу наблюдается на всех исследованных месторождениях бассейна, она обусловлена возрастанием степени метаморфизма пород с увеличением их стратиграфической глубины.

Параллельно с изменением физических свойств вмещающих пород наблюдается изменение этих же свойств и степени углефикации углей (правило Хильта). Следовательно, в вертикальном разрезе месторождения так же как и по его площади физические свойства вмещающих пород являются индикаторами марочного состава углей. Это объясняется тем, что как площадная, так и вертикальная закономерности в изменении этих свойств обусловлены одной и той же причиной — метаморфизмом пород. Выяснение закономерности изменения физических свойств пород позволяет предложить новый метод корреляции угленосных отложений.

На рис. 233 видно, что каждому пакету в разрезе месторождения присущи определенные величины средних значений пористости, плотности,

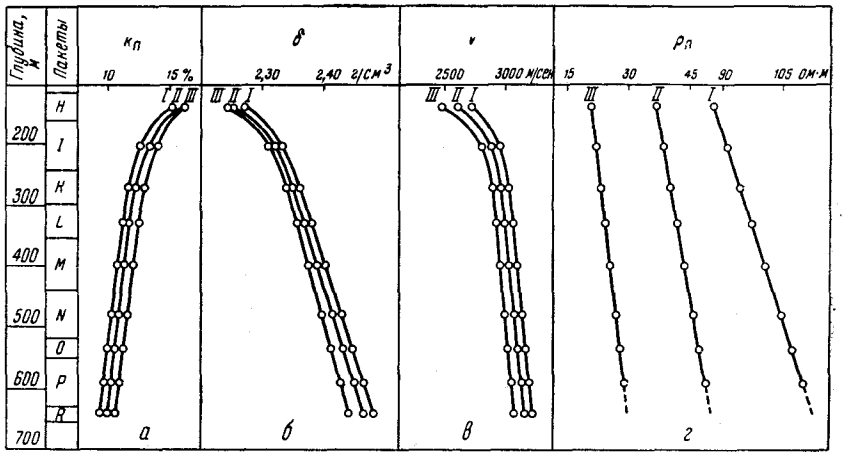


Рис. 233. Кривые изменения физических свойств пород по разрезу Воргашорского угольного месторождения (западное крыло)

а — пористость $к_п$; б — плотность δ; в — скорость распространения ультразвука v; г — удельное электрическое сопротивление $ρ_п$

I — песчаник; *II* — алевролит; *III* — аргиллит

удельного сопротивления и скорости распространения ультразвука. Следовательно, значения этих параметров, отнесенные к определенным стратиграфическим частям разреза — свите, подсвите, пакету и т. п. — являются геофизическими маркирующими горизонтами (реперами). С помощью выявленных реперов, установленных для данного месторождения, можно проводить корреляцию разрезов всех пробуренных скважин. Для этого необходимо произвести определение перечисленных физических свойств вмещающих пород изучаемого разреза скважины и путем привязки их к стратиграфическому разрезу однозначно определить его положение в стратиграфической шкале.

Приведенный пример по Воргашорскому месторождению показывает, что практическое применение петрофизического метода корреляции разрезов скважин не вызывает затруднений. Этот метод доступен для широкого круга геофизиков и геологов. После того, как с помощью петрофизических данных разрез изучаемой скважины разделен на пакеты, дальнейшим этапом геофизической корреляции является определение синонимики пластов внутри каждого из них. Последнее, как уже было показано, осуществляется с помощью сопоставления геофизических диаграмм, позволяющих с высокой точностью произвести литологическое расчленение разрезов скважин с выделением пластов угля, углистых пород, песчаников, алевролитов, аргиллитов и конкреций.

Воргашорское месторождение Печорского угольного бассейна имеет большие размеры и в пределах его наблюдается площадное изменение физических параметров одноименных стратиграфических подразделений.

Направление этих изменений и величины их градиентов были известны на основании ранее проведенных региональных исследований. Поэтому, если скважина удалена на далекое расстояние от опорного разреза, при корреляции ее разреза необходимо в значения геофизических реперов вводить поправки за региональный метаморфизм. Для каждого из рассматриваемых показателей эта поправка будет равна произведению расстояния (в километрах) между опорной и изучаемой скважиной на величину градиента (на 1 *км*) изменения этого параметра в данном направлении.

Петрофизический метод корреляции разрезов может применяться во всех угольных бассейнах, где наблюдается стратиграфическая зональность в изменении физических свойств пород угленосных отложений. Такая зональность будет наблюдаться везде, где имеются региональные изменения физических свойств пород, а они характерны для всех месторождений геосинклинального типа, где распространены угли различного марочного состава. Наиболее чувствительными корреляционными геофизическими параметрами для месторождений низкой степени метаморфизма (с углями марок от Б до Ж) являются пористость, плотность и скорость распространения ультразвука, а для месторождений высокой степени метаморфизма (с углями марок от Ж до А) — удельное электрическое сопротивление (см. рис. 286).

В настоящее время физические свойства пород определяются в лабораторных условиях. Удельное электрическое сопротивление пород успешно определяется по измерениям непосредственно в скважинах. Необходимо совершенствовать методику промыслово-геофизических исследований для непосредственного определения в скважинах и всех других физических свойств пород. В практической работе геофизические методы корреляции должны комплексироваться с методами корреляции по геологическим данным.

§ 65. Выявление тектонических нарушений

Возможность надежной корреляции по данным промысловой геофизики приводит к тому, что часто по электрическим диаграммам устанавливаются геологические нарушения, проходящие между скважинами. Геологические нарушения выявляются обычно по следующим признакам:

1) повторение одноименных пластов в разрезе скважины;

2) выпадение из разреза отдельных пластов;

3) незакономерное изменение мощностей пород, залегающих между синонимизирующими пластами, зарегистрированными в различных скважинах.

Практическое использование этих признаков покажем на конкретных примерах выявления тектонических нарушений по геофизическим диаграммам. На рис. 234 приведен пример установления тектонического нарушения в скважинах УК-170 и УК-173 Усинского месторождения. В обеих скважинах имеется повторное пересечение угольного пласта n_7, что было установлено на основании сопоставления диаграмм сопротивления в поисковом и детализационном масштабах, на которых отчетливо видна идентичность конфигурации пик сопротивления, приуроченных к указанному пласту. На основании корреляции кривых сопротивления по разрезам скважин удалось установить точки пересечения ими линии нарушения. Амплитуда нарушения равна 80 *м*. Тип нарушения — надвиг.

В качестве примера применения второго признака укажем на тектоническое нарушение, выявленное промысловой геофизикой в скв. К-378 Воркутского месторождения. Данная скважина пересекла угленосную толщу от пакета *G* до пакета 0 (рис. 235). Разрез ее с поверхности и до пласта m_1 (на глубине 632 *м*) хорошо увязывается с разрезами соседних скв. К-379 и К-372. Затем увязка нарушается вследствие отсутствия в раз-

резе скв. К-378 основных рабочих пластов N_1' ($n_{12} + n_{13} + n_{14}$) и N_1 (n_{11}). При последующем ее углублении был встречен пласт n_7 на глубине 700 *м* и дальше пересечен нормальный разрез до глубины 802 *м*. На рис. 235 приведен разрез в интервале только 600—740 *м*, он хорошо увязывается по угольным пластам n_7 и n_6 и выше m_1 соседних скважин. Таким образом, скв. К-378 пересекла нормальный разрез толщи отложений в верхней и нижней своих частях и в интервале 635—695 *м* (60 *м*) встретила зону нарушенных пород.

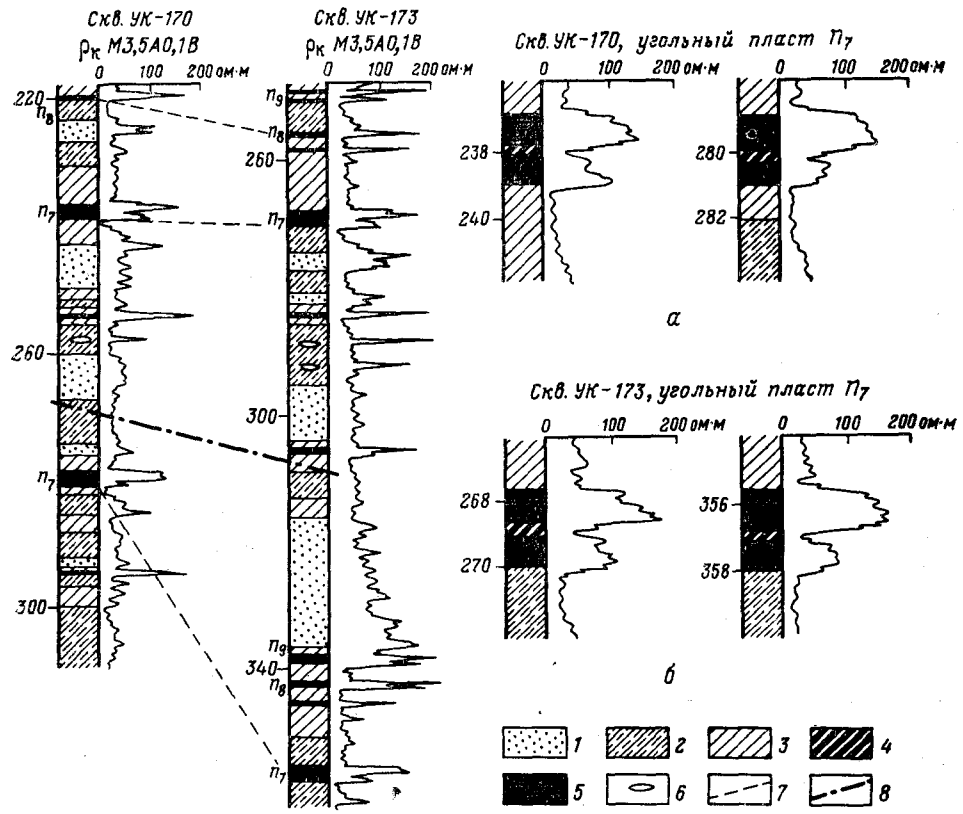


Рис. 234. Пример выявления тектонического нарушения по диаграммам кажущихся сопротивлений

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь; *6* — конкреция; *7* — линии корреляции; *8* — линия нарушения

Геологи первоначально отрицали наличие нарушения и считали, что указанные угольные пласты были пропущены при бурении и не отмечены при геофизических исследованиях. Для проверки возникшего спора была произведена перебурка интервала ожидаемых пластов N_1' и N_1 (649—684 *м*) и были еще раз произведены геофизические исследования этого интервала, подтвердившие их отсутствие. Пробуренные после этого скв. К-497 и К-455, а также данные шахтной проходки подтвердили наличие зоны нарушенных и перемятых пород и определили ширину этой зоны в 40—50 *м*.

На основании использования третьего признака были зафиксированы тектонические нарушения в виде нескольких блоков, опущенных на различные глубины и расколотых поперечными сбросами (рис. 236). Скважины К-405 и К-406, расположенные на расстоянии 20 *м* одна от другой, на Воркутском месторождении пересекли «Тройной» пласт ($n_{12} + n_{13} + n_{14}$) соответственно на глубинах 200 и 110 *м*. Блок скв. К-406, распо-

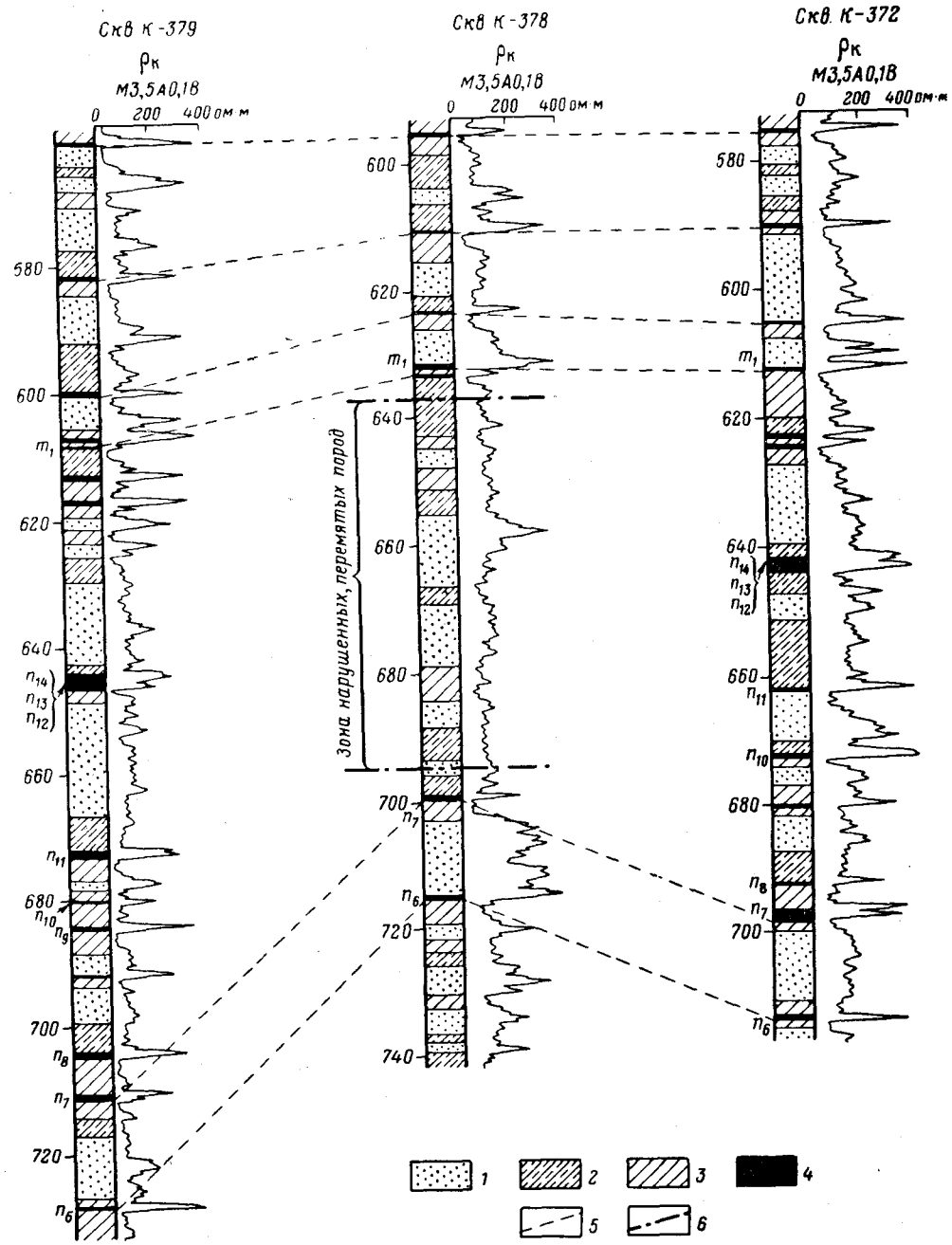


Рис. 235. Пример установления зоны нарушения пород по диаграммам кажущихся сопротивлений

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — линии корреляции; *6* — границы зоны нарушения

ложенный с северной стороны опущенного участка, приподнят относительно скв. К-405 на 90 *м*. Скв. К-406 пересекла линию нарушения на глубине 90 *м*, а скв. К-405 пересекла две линии нарушения на глубинах

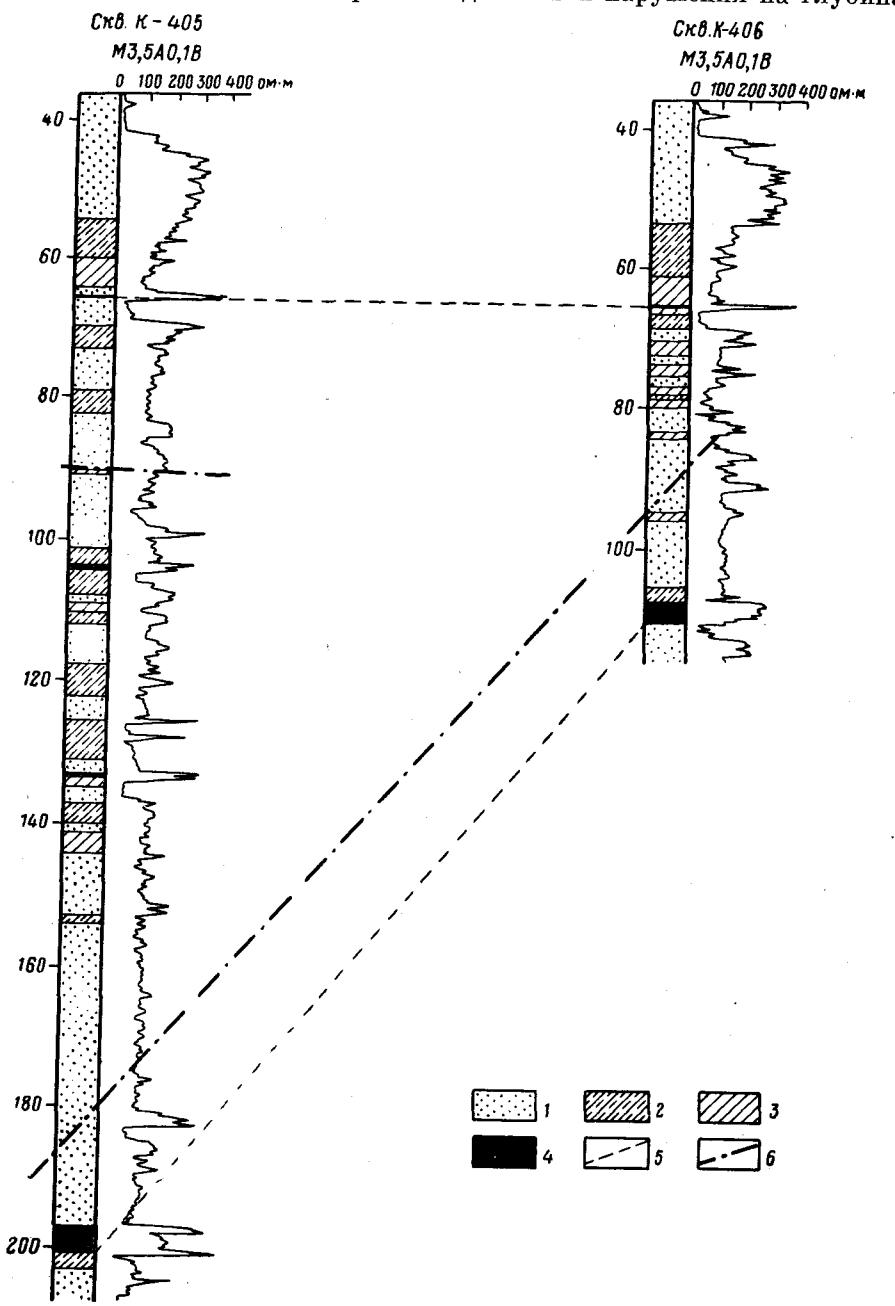


Рис. 236. Пример выявления ряда тектонических нарушений по диаграммам кажущихся сопротивлений

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — линии корреляции; *6* — линии нарушений

90 и 180 *м*. Амплитуда нарушения, являющегося сбросом, равна 90 *м*.

Приведенные материалы иллюстрируют большую эффективность применения геофизических диаграмм для корреляции разрезов скважин и выявления тектонических нарушений.

ГЛАВА XIX

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИН И МОЩНОСТЕЙ ПЛАСТОВ

§ 66. Определение глубин пластов

При проведении литологического расчленения пород и выделении угольных пластов в разрезе скважины по диаграммам поискового масштаба определяются глубины залегания этих пород. Для этого в основном используются диаграммы кажущихся сопротивлений, регистрации тока и, в качестве вспомогательных, диаграммы методов потенциалов собственной и вызванной поляризации, естественного и рассеянного гамма-излучений. Границы пластов проводятся обычно посередине амплитуды соответствующей кривой в участках ее спада или подъема, приуроченных к контактам пластов различного литологического состава (см. рис. 243). Исключением являются диаграммы $\rho_к$ потенциал-зонда, по которым границы пласта определяются в точках начала резкого подъема и конца спада кривой, и диаграммы градиента $U_{сп}$ и $\rho_к$ градиент-зонда в мощных пластах, по которым границы определяются в экстремальных точках.

Для точного определения глубин залегания контактов пластов по геофизическим диаграммам на последних должны быть нанесены отметки глубин через определенные интервалы. С этой целью кабель, на котором опускаются в скважину измерительные приборы, тщательно промеряется и на нем через интервалы в 20 *м*, реже через 10 и 50 *м*, устанавливаются метки глубин.

Измерение кабеля обычно производится при его подъеме из скважины, чтобы сохранялось его натяжение, соответствующее натяжению при регистрации диаграмм. Так как в процессе работы кабель может с течением времени вытягиваться, особенно при прихвате его в скважине, то периодически производят контрольные измерения его длины и исправляют положение меток.

При спуске в скважину кабеля с измерительным прибором (или зондом) глубина его спуска и достижение им забоя скважины приблизительно устанавливаются по счетчику. При регистрации на диаграммах отмечаются метки глубин по мере их выхода из скважины. На бланке диаграммы указывается расстояние от точки записи измеряемого параметра до первой — снизу на кабеле — метки глубин, так называемая цена первой метки. Значения меток глубин обычно оказываются дробными числами и для практического удобства на диаграммах в соответствии с масштабом глубин наносится шкала в округленных до десятков метров цифрах. По этой шкале вычисляются глубины залегания контактов пластов и уточняется глубина забоя скважины.

Точность определения глубин в мелких скважинах при регистрации диаграмм в масштабе 1 : 200 составляет обычно $\pm 0{,}30$ *м*, а по детализационным $\pm 0{,}10$ *м*. Для практических целей такая точность вполне доста-

точна. В случае необходимости повышения точности определения глубин требуется регистрацию диаграмм производить в более крупном масштабе глубин. В глубоких скважинах точность замера глубин может несколько снижаться за счет переменных растяжений кабеля. В этом случае погрешности в определении глубин по геофизическим диаграммам не должны превышать:

Глубина скважин, *м*	Ошибка, *м*
До 500	0,3
» 1000	0,5
» 1500	1,0

Точность замеров глубин по диаграммам зависит от следующих факторов: 1) скольжения кабеля по калиброванному блоку; 2) обмерзания жолоба калиброванного блока, что приводит к искусственному увеличению его диаметра; 3) нарушения положения меток на кабеле во время регистрации при недостаточно прочном их закреплении; 4) длительного отсутствия контрольных промеров кабеля и исправления положения меток после его обрыва; 5) ошибок при измерении кабеля и расстановке на нем меток; 6) скольжения диаграммной бумаги по барабану регистратора во время записи диаграмм.

Погрешности в замере глубин по указанным причинам обычно легко обнаруживаются, так как в этом случае возникают большие неувязки между положением зарегистрированных меток и интервалом между ними. Устранение этих погрешностей по геофизическим данным легко достигается при проявлении необходимых предосторожностей и внимательности. Следует заметить, что даже при отсутствии грубых погрешностей в замере глубин возможны все же некоторые неувязки между положением отмеченных на диаграмме меток и интервалом между ними, отложенным в соответствующем масштабе. Такие неувязки обычно являются небольшими и при копировании диаграмм устраняются путем незначительного пропорционального сокращения или удлинения копируемой диаграммы.

§ 67. Определение мощностей пластов вмещающих пород

Точность определения мощностей пластов по геофизическим материалам обусловливается методикой исследования и интерпретации, а также масштабом и степенью достоверности регистрации диаграмм. Исследование угольных скважин по всему разрезу, как указывалось выше, обычно производится в поисковом масштабе глубин 1 : 200 и реже 1 : 500. Выявленные в разрезе скважины рабочие угольные пласты детализируются в масштабе глубин 1 : 50 и иногда (тонкие пласты) 1 : 20 и 1 : 10. Поэтому определение мощностей вмещающих пород производится по поисковым диаграммам, а угольных пластов — по детализационным. Вследствие этого точность определения мощностей угольных пластов выше, чем вмещающих пород.

Определение мощностей вмещающих пород с наибольшей эффективностью производится по диаграммам кажущихся сопротивлений или диаграммам регистрации тока, потенциалов собственной и вызванной поляризации и естественного гамма-излучения. Для определения мощности исследуемой породы необходимо спроектировать точки, соответствующие ее контактам, на ось глубин диаграммы. Тогда мощность пласта h определится по формуле

$$h = H_{\text{п}} - H_{\text{к}}, \tag{113}$$

где $H_{\text{п}}$ — глубина подошвы пласта;
$H_{\text{к}}$ — глубина кровли пласта.

По диаграммам кажущихся сопротивлений стандартного зонда определяются мощности всех выделенных литологических комплексов. По диаграммам $\varrho_{\text{к}}$ потенциал-зонда и регистрации тока I_A уточняются границы пород, против которых кривая $\varrho_{\text{к}}$ стандартного градиент-зонда искажена эффектами экранирования. По диаграмме потенциалов собственной поляризации определяются границы и мощности зон водопроницаемых пород и других литологических разностей, по диаграммам естественного гамма-излучения уточняются границы и мощности глинистых и песчаных пород.

§ 68. Определение мощностей угольных пластов

Определение мощностей угольных пластов представляет более трудную задачу, так как для них и особенно для пластов, находящихся на пределе рабочей мощности, требуется высокая точность. Рассмотрим методы определения мощностей угольных пластов по геофизическим диаграммам различных параметров.

а) Метод кажущихся сопротивлений

Диаграммы кажущихся сопротивлений, полученные с градиент-зондами, отличаются по конфигурации кривых от диаграмм, зарегистрированных с потенциал-зондами и микрозондами, как это было показано в главе III. Соответственно этим различиям в типах кривых имеется своеобразие и в методике определения по ним мощностей пластов [46, 48, 45, 57, 72, 78, 76, 79, 84, 135, 136].

Угольные пласты второй группы месторождений

Градиент-зонд

Тонкие пласты ($h < AO = L$). При приближении к пласту высокого сопротивления и пересечении его последовательным градиент-зондом кривая $\varrho_{\text{к}}$ будет иметь снизу вверх следующие характерные участки и точки (рис. 237, кривая *I*):

1) участок кривой *ab* возрастания $\varrho_{\text{к}}$ при приближении к пласту удаленного электрода *A* (*M*);

2) точка *b* максимума $\varrho_{\text{к}}$ в момент пересечения электродом *A* (*M*) подошвы пласта;

3) точка *c*, ограничивающая интервал *bc* спада $\varrho_{\text{к}}$ и соответствующая моменту пересечения электродом *A* (*M*) кровли пласта;

4) участок кривой *cd*, очень низкого сопротивления (зона экранного минимума), наблюдающийся при положении пласта между удаленным электродом *A* (*M*) и сближенными *MN* (*AB*);

5) участок кривой *de*, на котором сближенные электроды *MN* (*AB*) непосредственно приближаются к пласту и пересекают его подошву;

6) участок кривой *fg*, соответствующий переходу электродов *MN* (*AB*) через кровлю пласта, и интервал *ef*, на продолжении которого эти электроды пересекают пласт.

Для обращенного градиент-зонда кривая кажущегося сопротивления является, как было показано в главе III, зеркальным изображением кривой $\varrho_{\text{к}}$ для последовательного градиент-зонда в плоскости, проходящей через середину пласта параллельно его кровле и подошве (см. рис. 237, кривая *II*).

На основании разбора приведенных графиков (см. также главу III, § 13) мощность тонкого ($h < AO$) пласта высокого сопротивления может быть определена следующими способами.

1. Величиной проекции экстремальных точек пики экранирования (*b* и *c*) на ось глубин (см. рис. 237, кривые *I* и *II*)

$$h = b'c'. \tag{114}$$

2. Шириной пики сопротивления mn, взятой на продолжении прямой bm, проведенной параллельно оси глубин (оси абсцисс) на высоте пики в той ее части, которая в подошве пласта при последовательном и в кровле пласта при обращенном зонде находится на расстоянии его размеров AO (MO) от точки максимума $\varrho_к$ в пике экранирования (см. рис. 237, кривые I и II)

$$h = mn. \tag{115}$$

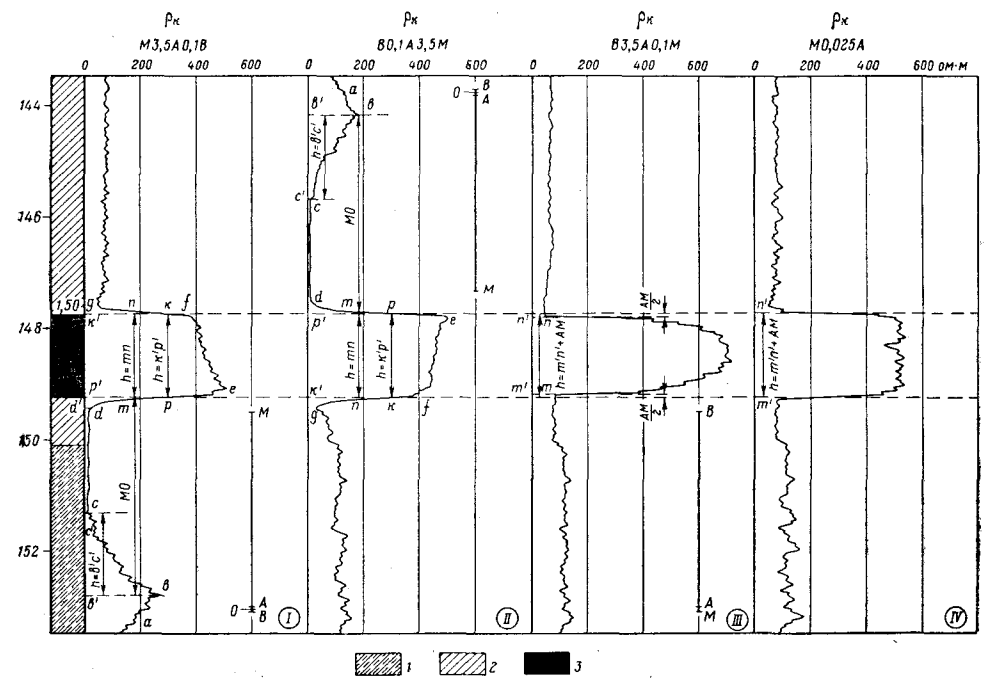


Рис. 237. Определение мощности тонкого угольного пласта высокого сопротивления по диаграммам кажущихся сопротивлений

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — уголь

3. Если точка c не выделяется четко, то глубины контактов и мощность пласта можно определить с помощью двух градиент-зондов по глубинным отметкам $H_{пв}$ и $H_{кв}$ точек $в$ максимума пики экранирования, расположенных ниже подошвы пласта при последовательном градиент-зонде и выше кровли пласта при обращенном градиент-зонде [84]

$$H_п = H_{пв} - AO\,(MO); \tag{116}$$

$$H_к = H_{кв} + AO\,(MO); \tag{117}$$

$$h = H_п - H_к = H_{пв} - H_{кв} - 2AO\,(2MO), \tag{118}$$

где $H_п$ и $H_к$ — глубинные отметки соответственно подошвы и кровли пласта.

4. Если точка $в$ максимума $\varrho_к$ не выделяется четко, а точка c выражена отчетливо, то мощность пласта можно определить по глубинным отметкам $H_{пс}$ и $H_{кс}$, расположенным, соответственно, ниже подошвы пласта (последовательный градиент-зонд) и выше кровли пласта (обращенный градиент-зонд). При этом

$$H_п = H_{кс} + AO\,(MO); \tag{119}$$

$$H_к = H_{пс} - AO\,(MO); \tag{120}$$

$$h = H_п - H_к = H_{кс} - H_{пс} + 2AO\,(2MO). \tag{121}$$

5. Если измерения производились только одним градиент-зондом, то мощность пласта приближенно можно определить по разности между размером зонда и протяженностью зоны экранного минимума, вводя при этом отрицательную поправку на величину проекции первой половины восходящей ветви кривой в подошве пласта при последовательном зонде или такого же участка нисходящей ветви кривой в кровле пласта при обращенном зонде

$$h = L - cd - m'd'. \tag{122}$$

Все эти пять методов связаны с использованием эффекта экранирования и потому могут применяться только для одиночных пластов с мощностью, значительно меньшей размера градиент-зонда. Однако и для одиночных тонких пластов применение этих методов ограничено, так как иногда неясно, где именно локализуется эффект экранирования. В тех случаях, когда явление экранирования выражено отчетливо, наибольшую точность в определении мощности пласта дает первый метод, при котором ошибка в мощности обычно не превышает $\pm 0{,}10$ *м*.

6. Мощность пласта может быть определена по формулам (26)—(30), показывающим зависимость максимального кажущегося сопротивления в пласте и минимального в зоне экранного минимума от мощности пласта, диаметра скважины, размера установки, сопротивления бурового раствора и вмещающих пород [63]. Эти формулы дают небольшую точность определения мощности, что зависит не только от того, что они сами не совсем точны, но и от наличия в скважинах на уровне угольных пластов каверн, при которых эти формулы неприменимы.

7. Мощность пласта может быть выяснена по кривой зависимости отношения фиктивной мощности пласта $h_ф$ к диаметру скважины $d_с$ от отношения истинной мощности пласта h к диаметру скважины (метод В. Н. Дахнова). За фиктивную мощность пласта принимается ширина аномалии кажущегося сопротивления на половине ее амплитуды. Для определения мощности пласта этим методом производят следующие операции [84]:

а) находят величину фиктивной мощности пласта по ширине аномалии на половине ее высоты;

б) вычисляют отношение $\frac{h_ф}{d_с}$;

в) определяют поправку η_{MN} за величину расстояния между электродами, для чего используется специальная палетка зависимости $\eta_{MN} = f\left(\frac{MN}{h_ф}\right)$;

г) вычисляют произведение $\frac{h_ф}{d_с}\eta_{MN}$;

д) по палетке кривых зависимости $\frac{h_ф}{d_с}\eta_{MN} = f\left(\frac{h}{d_с}\right)$ соответствующего модуля $\frac{\varrho_п}{\varrho_р}$ определяют $\frac{h}{d_с}$ и вычисляют h (эта палетка рассчитана для отношения $\frac{AO}{h} < 5$); с увеличением значений $\frac{\varrho_п}{\varrho_р}$, $\frac{\varrho_{вм}}{\varrho_р}$ и $\frac{AO}{h}$ повышается точность определения мощности этим методом.

8. Мощность пласта определяется по ширине аномалии сопротивления на высоте, равной $^2/_3$ ее амплитуды — метод А. И. Железняка [105, 106].

В результате исследований путем сеточного моделирования, проведенного Б. С. Темкиной и Ф. И. Езуповым, установлено, что высота пики A^h, на которой ее ширина равна мощности пласта h, зависит от отношений размера зонда к мощности пласта, мощности пласта к диаметру скважины и сопротивления пласта $\varrho_п$ и вмещающих пород $\varrho_{вм}$ к сопротивлению бурового раствора $\varrho_р$ [84, 220]. На основании этих

зависимостей установлено, что только при достаточно больших отношениях $\frac{\varrho_п}{\varrho_р}$ и $\varrho_{вм} = \varrho_р$ при $\frac{h}{d_с} > 2$ и $\frac{L}{h} > 6$ указанный метод дает правильные результаты.

Для более тонких пластов при $\varrho_{вм} > \varrho_р$ высота пики, на которой ширина ее равна мощности пласта, больше $^2/_3$ амплитуды аномалии, а при $\varrho_{вм} = \varrho_р$, $\frac{\varrho_п}{\varrho_р} < 50$ и $\frac{h}{d_с} > 1{,}5$ меньше $^2/_3$ этой амплитуды. Следовательно, в действительности не существует постоянной части высоты амплитуды аномалии, на которой бы ее ширина равнялась мощности пласта [46, 57].

На основании этих исследований мощность пласта определяется следующим способом:

а) первоначально определяется мощность пласта h по ширине пики на высоте, равной $^2/_3$ ее амплитуды;

б) вычисляют отношение $\frac{h}{d_с}$ и по специальным палеткам зависимости $\frac{A^h}{A_{\varrho_к}} = f\left(\frac{h}{d_с}\right)$ находят высоту пики, на которой ширина аномалии равна мощности пласта [84, 220].

Указанные зависимости были установлены на моделях однородных пластов высокого сопротивления. На практике угольные пласты в большинстве случаев являются неоднородными в электрическом отношении, поэтому точное определение мощности пласта является еще более сложным.

9. Мощность пласта определяется по точкам наибольших значений градиента $\varrho_к$.

Для теоретически рассчитанных кривых $\varrho_к$ тонких пластов весьма высокого сопротивления ширина пики в любой ее точке равна мощности пласта. В этом случае восходящая и нисходящая ветви кривой в подошве и кровле пласта имеют перпендикулярное направление к оси глубин. Отсутствие такой резкой очерченности в практических графиках $\varrho_к$ объясняется влиянием бурового раствора, неоднородностью пласта и вмещающей среды, а также конечным (а не бесконечно малым, принятым для теоретических расчетов) разносом сближенных электродов MN (AB).

По аналогии с теоретическими графиками участки восходящих и нисходящих ветвей кривых у границ пласта, где касательные к ним имеют наибольший угловой коэффициент, характеризуются наибольшим наклоном кривой к оси глубин или наибольшим градиентом $\varrho_к$. Они должны соответствовать моменту перехода сближенных электродов (их середины — точки замера) через контакты пласта (см. рис. 237, кривые I, II и точки m, n). Обычно указанные точки для разных пик сопротивлений находятся на различной высоте в пределах от $^1/_2$ до $^3/_4$ высоты амплитуды аномалии. Кроме того, в зависимости от конфигурации пики точки, соответствующие контактам пласта, могут оказаться на различной ее высоте со стороны подошвы или кровли пласта и поэтому следует брать не расстояние между ними, а расстояние между их проекциями на ось глубин. Проекции этих точек на ось глубин дают положение контактов пласта, а расстояние между ними — его мощность

$$h = H_{\text{макс. град. } \varrho_к \text{ (в подошве пласта)}} - H_{\text{макс. град. } \varrho_к \text{ (в кровле пласта)}}. \quad (123)$$

Метод градиента $\varrho_к$ дает наилучшие результаты и является универсальным, так как позволяет определять мощность всех тонких пластов высокого сопротивления. Точность определения мощности пласта по детализационным диаграммам $\varrho_к$ в масштабе 1 : 50 достигает $\pm 0{,}05$ *м*.

Пласты большой и средней мощностей. При мощности пласта, превышающей размеры зонда $(h > AO)$, кажущееся сопротивление по мере приближения последовательного градиент-зонда к пласту увеличивается

и достигает максимального значения при расположении электродов MN (AB) в подошве пласта (рис. 238, кривые I и II). Точка a (максимум $\varrho_к$) соответствует моменту пересечения сближенным электродом N (B) подошвы пласта; точка $в$ — моменту выхода удаленного электрода A (M) из пласта и точка c (минимум $\varrho_к$) — моменту пересечения сближенным электродом M (A) кровли пласта.

Таким образом, точки максимума и минимума кривых $\varrho_к$ смещаются относительно границ пласта на $\frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right)$ в сторону удаленного электрода A (M), т. е. при последовательном градиент-зонде глубина залегания кровли $H_к$ и подошвы $H_п$ на $\frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right)$ больше, чем глубина точек максимума и минимума $\varrho_к$

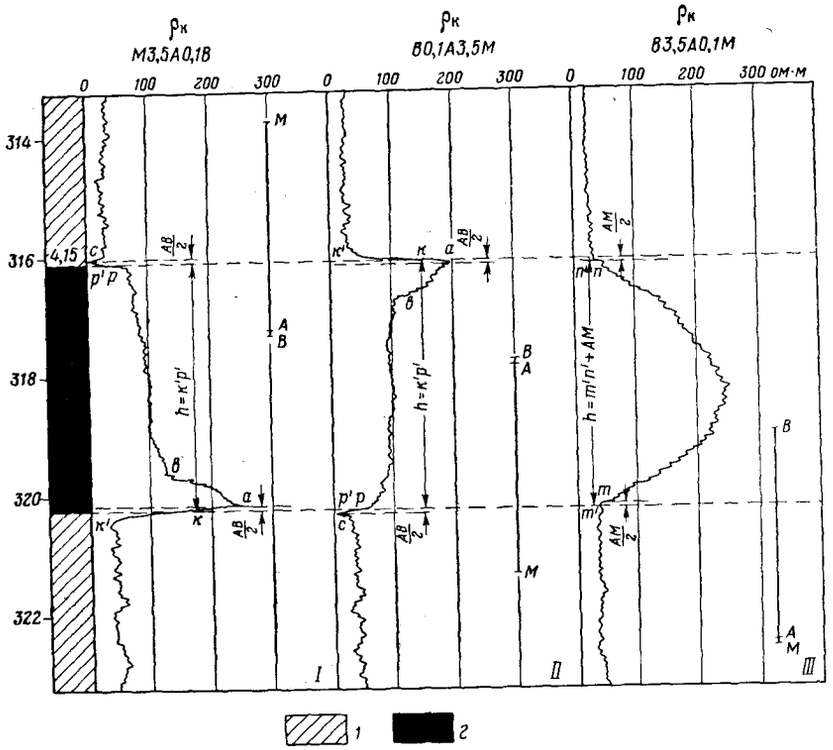


Рис. 238. Определение мощности мощного угольного пласта высокого сопротивления по диаграммам кажущихся сопротивлений

1 — аргиллит; *2* — уголь

$$H_п = H_{\varrho_к^{макс}} + \frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right); \quad (124)$$

$$H_к = H_{\varrho_к^{мин}} + \frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right). \quad (125)$$

Для обращенного градиент-зонда в случае мощных пластов $(h > L)$ график кажущегося сопротивления так же, как и для тонких пластов, является зеркальным отображением графика $\varrho_к$ последовательного зонда в плоскости, проходящей через середину пласта параллельно его грани-

цам. Глубины залегания подошвы и кровли пласта определяются по формулам

$$H_{\text{п}} = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}} + \frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right); \tag{126}$$

$$H_{\text{к}} = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}} + \frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right). \tag{127}$$

Таким образом, мощность пласта в рассматриваемом случае ($h > AO$) может быть определена следующими методами.

1. По разности глубинных отметок экстремальных точек кривой $\varrho_{\text{к}}$, для последовательного градиент-зонда

$$h = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}} - H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}}; \tag{128}$$

и для обращенного зонда

$$h = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}} - H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}}. \tag{129}$$

2. По максимальным точкам кривых $\varrho_{\text{к}}$, зарегистрированных с двумя (последовательным и обращенным) градиент-зондами (точки *a*)

$$h = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}\ (\text{посл. гр.-зонд})} - H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}\ (\text{обр. гр.-зонд})} + MN\,(AB). \tag{130}$$

3. По минимальным точкам кривых $\varrho_{\text{к}}$, зарегистрированных этими зондами (точки *c*)

$$h = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}\ (\text{обр. гр.-зонд})} - H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}\ (\text{посл. гр.-зонд})} - MN\,(AB). \tag{131}$$

4. По глубинным отметкам $H_{в}$ точек *в* резкого спада величины $\varrho_{\text{к}}$ в пласте, отстоящих на расстоянии AO (MO) от кровли пласта при последовательном зонде и от подошвы пласта при обращенном зонде

$$h = H_{в\ (\text{обр. гр.-зонд})} - H_{в\ (\text{посл. гр.-зонд})} + 2AO\,(2MO). \tag{132}$$

5. По проекциям на ось глубин точек наибольшего значения градиента $\varrho_{\text{к}}$ (точки K и P). Этот метод аналогичен методу определения мощности тонких пластов.

Потенциал-зонд

Пласт большой мощности ($h > 10AM$). Для исследования угольных скважин применяются потенциал-зонды малых размеров ($L = AM = 0{,}05$—$0{,}10$ *м*). Для таких зондов все угольные пласты, исключая тонкие пропластки, классифицируются как мощные пласты ($h > 10AM$). В данных пластах точки m и n в начале крутого подъема и спада кривой $\varrho_{\text{к}}$ потенциал-зонда соответствуют моменту пересечения электродом M (A) зонда подошвы пласта и электродом A (M) кровли пласта. В пластах очень высокого сопротивления мощность пласта определяется следующими методами.

1. По точкам кривой, в которых величина сопротивления при $\varrho_{\text{вм}} \leqslant 2\varrho_{\text{р}}$ определяется выражением

$$\varrho_{\text{к}}^{\text{гр}} = 4\varrho_{\text{р}}, \tag{133}$$

а при $\varrho_{\text{вм}} > 2\varrho_{\text{р}}$

$$\varrho_{\text{к}} = \frac{2\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}}{1 + \dfrac{\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}}{\varrho_{\text{к вм}}}}, \tag{134}$$

где $\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}$ и $\varrho_{\text{к вм}}$ — значения максимального кажущегося сопротивления соответственно в пласте и прилегающей к нему породе со стороны изучаемой границы [84].

Мощность пласта равна разности глубинных отметок этих точек

$$h = H_{\text{п}\,\varrho_{\text{к}}^{\text{гр}}} - H_{\text{к}\,\varrho_{\text{к}}^{\text{гр}}}. \tag{135}$$

Для определения величины кажущегося сопротивления по кривой потенциал-зонда в граничных точках пласта применяется специальная номограмма [84].

2. По фиктивной мощности пласта $h_{\text{ф}}$ и палетке зависимости отношения этой мощности к размеру зонда от отношения истинной мощности пласта к размеру зонда — метод В. Н. Дахнова [84]. Для определения мощности по этому методу производят следующие операции:

а) находят фиктивную мощность пласта $h_{\text{ф}}$ по ширине аномалии на высоте половины ее амплитуды;

б) вычисляют отношения $y = \frac{h_{\text{ф}}}{L}$ (ордината палетки) и $\frac{L}{d_{\text{с}}}$ (модуль кривых палетки);

в) по кривой палетки $\frac{h_{\text{ф}}}{L} = f\left(\frac{h}{L}\right)$ соответствующего модуля и вычисленной его ординате находят абсциссу x и определяют мощность $h = xL$.

Глубины контактов пласта определяются по точке максимума сопротивления на пласте:

$$H_{\text{п}} = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}} + \frac{h}{2}; \tag{136}$$

$$H_{\text{к}} = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{макс}}} - \frac{h}{2}. \tag{137}$$

3. По точкам m и n резкого перелома кривой у границ пласта. Указанные точки на кривой $\varrho_{\text{к}}$ в большинстве случаев выделяются наиболее отчетливо. Мощность пласта равна разности глубинных отметок этих точек с положительной поправкой, равной размеру зонда

$$h = H_m - H_n + AM. \tag{138}$$

В этом случае глубины границ пласта будут следующими:
подошвы

$$H_{\text{п}} = H_m + \frac{AM}{2}\left(\frac{MA}{2}\right); \tag{139}$$

и кровли

$$H_{\text{к}} = H_n - \frac{AM}{2}\left(\frac{MA}{2}\right). \tag{140}$$

Определение мощностей тонких пластов ($h < AO$) следует производить по кривым $\varrho_{\text{к}}$ градиент-зондов, используя в ряде случаев (при $h > 1$ *м*) дополнительные данные с потенциал-зондом, а также диаграммы других параметров, особенно методов фокусированных зондов и регистрации тока. Для определения мощностей мощных пластов ($h > AO$) более точным является использование кривых потенциал-зондов.

Микрозонд

При исследовании разрезов скважин микрозондами все угольные пласты и пропластки можно рассматривать как пласты больших мощностей ($h \gg L$).

Диаграммы сопротивлений микропотенциал-зонда не осложнены эффектами экранирования и симметричны относительно пласта (см. рис. 237, кривая *IV*). В этом отношении они имеют сходство с диа-

граммами потенциал-зонда (см. главу III). Отличие их состоит в том, что диаграммы микрозонда более дифференцированы и позволяют выявлять структуру пластов с переслаиванием тончайших пачек угля и углистых пород.

Микрозонд позволяет точно отметить положение границ даже при наличии относительно невысокой разницы их удельных сопротивлений при условии отсутствия кавернозности в исследуемом интервале скважины. Это способствует определению с высокой точностью мощности даже тех угольных пластов, которые относительно слабо выделяются по величине удельных сопротивлений из среды вмещающих пород. Для повышения точности определения мощности пластов, находящихся на пределе рабочей мощности, необходимо регистрировать диаграммы микрозонда в возможно более крупных масштабах глубин (1 : 20 и 1 : 10). Это позволяет довести точность в определении мощности угольных пластов до $\pm 0{,}02$—$0{,}03$ *м*.

Угольные пласты первой и третьей групп месторождений

Угольные пласты этих групп месторождений (бурые и каменные тощие) занимают промежуточное положение между двумя подразделениями пластов высокого и низкого сопротивления и слабо выделяются из среды вмещающих пород (см. § 10). Определение их мощностей нередко представляет большие трудности.

Даже в том случае, когда наличие угольного пласта в разрезе скважины установлено по комплексу геофизических методов или керну, диаграммы $\rho_к$ могут быть использованы для выделения границ пласта и определения его мощности, так как обычно на них отмечается (хотя бы незначительный) перепад в сопротивлениях на границах пласта. Мощность пласта в этом случае может быть определена методами:

а) наибольшего градиента $\rho_к$ по диаграммам градиент-зонда и микрозонда;

б) по точкам m и n кривой $\rho_к$ потенциал-зонда.

Для повышения точности в этих случаях целесообразно производить регистрацию кривых $\rho_к$ в возможно более крупных масштабах сопротивлений.

Угольные пласты четвертой группы месторождений

Градиент-зонд

Определение мощностей пластов антрацита производится по зонам «нулевых» значений $\rho_к$ в тех случаях, когда диаграмма кажущегося сопротивления зарегистрирована в мелком масштабе сопротивлений.

1. Для последовательного градиент-зонда глубины залегания кровли $H_к$ и подошвы пласта $H_п$ и его мощность определяются по отметкам начала (ниже подошвы пласта) и конца (в кровле пласта) зоны «нулевого» сопротивления (рис. 239). При этом:

$$H_к = H_{\rho_к^{мин}(\text{в кровле пл.})} - \frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right); \tag{141}$$

$$H_п = H_{\rho_к^{мин}(\text{в подошве пл.})} - AO\,(MO); \tag{142}$$

$$h = H_п - H_к = H_{\rho_к^{мин}(\text{в подошве пл.})} + \frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right) - AO\,(MO) - H_{\rho_к^{мин}(\text{в кровле пл.})}. \tag{143}$$

Для обращенного градиент-зонда соответственно будем иметь

$$H_к = H_{\rho_к^{мин}(\text{в кровле пл.})} + AO\,(MO); \tag{144}$$

$$H_п = H_{\rho_к^{мин}(\text{в подошве пл.})} + \frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right); \tag{145}$$

$$h = H_п - H_к = H_{\rho_к^{мин}(\text{в подошве пл.})} + \frac{MN}{2}\left(\frac{AB}{2}\right) - H_{\rho_к^{мин}(\text{в кровле пл.})} - AO\,(MO). \tag{146}$$

Эти правила определения глубин залегания $H_п$, $H_к$ и мощностей являются общими для пластов как больших, так и малых мощностей.

2. Мощность пласта может быть также определена по протяженности общей зоны $d'd'$ минимального сопротивления на кривых $\rho_к$ последовательного и обращенного градиент-зондов

$$h = d'd' + MN\,(AB) = H_{\rho_к^{мин}(\text{в кровле пл. посл. гр.-зонд})} - H_{\rho_к^{мин}(\text{в кровле пл. обр. гр.-зонд})} - 2AO\,(2MO). \tag{147}$$

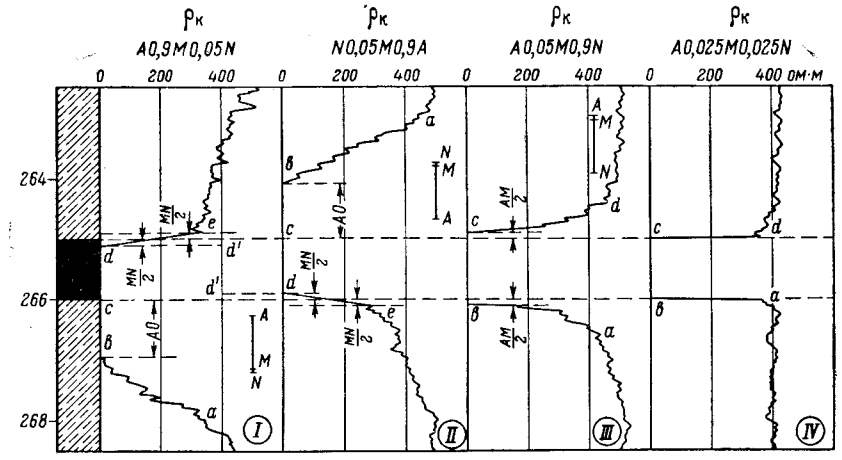


Рис. 239. Определение мощности пласта антрацита по диаграммам кажущихся сопротивлений

1 — алевролит; *2* — антрацит

Границы этой зоны дают возможность определить глубины залегания подошвы пласта с поправкой на величину $\frac{MN}{2}$ положительного знака и кровли пласта с такой же поправкой отрицательного знака.

Следует отметить, что точность определения по диаграммам $\rho_к$ градиент-зондов мощностей антрацитов (проводящих пластов) несколько ниже, чем пластов высокого сопротивления. Это связано с тем, что не всегда достаточно отчетливо локализуются начало и конец зоны «нулевого» сопротивления, особенно при приближении удаленного электрода к пласту, когда кажущееся сопротивление снижается постепенно. С наибольшей эффективностью для определения мощностей пластов антрацита используются диаграммы потенциалов собственной поляризации, особенно кривые градиента $U_{сп}$, о чем будет сказано ниже.

Потенциал-зонд

При приближении потенциал-зонда к пласту низкого сопротивления (антрациту) кажущееся сопротивление понижается и достигает минимального, практически «нулевого», значения в момент пересечения первым сближенным электродом нижнего контакта пласта (см. рис. 239, кривая *III*, ветвь *ав*). Это минимальное значение сопротивления сохраняется на протяжении всего пласта, а по выходе из него нижнего сближенного

электрода (точка *c*) резко возрастает. Положение границ и мощность пласта определяются по глубинным отметкам точек начала и конца зоны минимальных сопротивлений

$$H_{\text{п}} = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}(\text{в подошве пл.})} - \frac{AM}{2}\left(\frac{MA}{2}\right); \tag{148}$$

$$H_{\text{к}} = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}(\text{в кровле пл.})} + \frac{AM}{2}\left(\frac{MA}{2}\right); \tag{149}$$

$$h = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}(\text{в подошве пл.})} - H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}(\text{в кровле пл.})} - AM. \tag{150}$$

Микрозонд

По кривой $\varrho_{\text{к}}$ микрозонда в некавернозном интервале скважины наиболее точно определяются границы и мощность пласта по конечным точкам глубинных отметок зоны «нулевого» сопротивления

$$h = H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}(\text{подошва пл.})} - H_{\varrho_{\text{к}}^{\text{мин}}(\text{кровля пл.})}. \tag{151}$$

В тех случаях, когда регистрация диаграмм $\varrho_{\text{к}}$ производится в столь крупном масштабе, при котором $\varrho_{\text{к}}$ против пластов антрацита и графитизированных сланцев имеют конечные фиксируемые на диаграммах значения, границы и мощности этих пластов определяются по правилам нахождения определения границ и мощностей пород низкого удельного сопротивления [79, 84].

б) Методы регистрации тока и фокусированных зондов

Диаграммы методов регистрации тока I_A и фокусированных зондов I_Φ в угольных пластах имеют в основном сходную конфигурацию

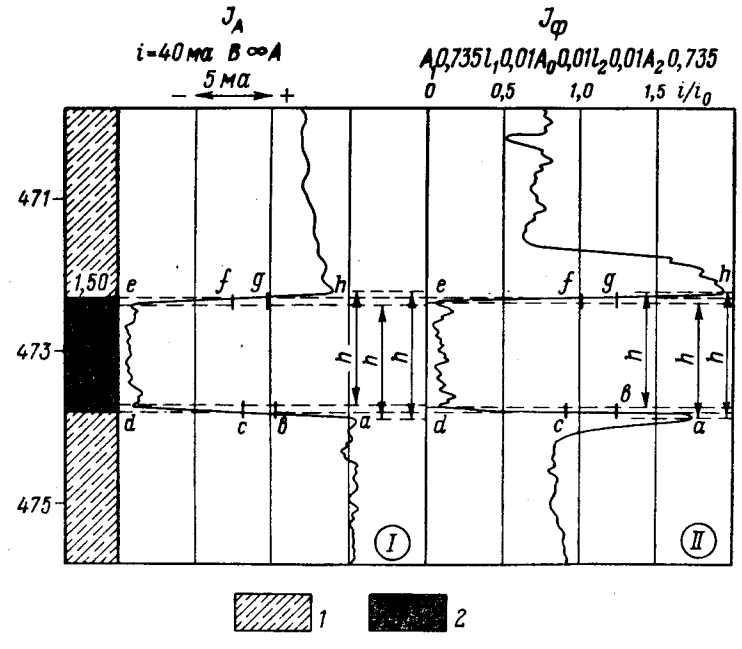


Рис. 240. Определение мощности угольного пласта по диаграммам токометрии

1 — алевролит; *2* — уголь

(рис. 240) и методика определения по ним положения границ и мощностей угольных пластов одинакова.

Мощность пласта высокого сопротивления по кривым I_A и I_Φ находится следующими методами.

1. По глубинным отметкам точек наибольшего значения градиентов I_A и I_Φ (точки *в* и *д*)

$$h = H_{\text{п макс. град. } I_A} - H_{\text{к макс. град. } I_A}. \tag{152}$$

2. По глубинным отметкам точек начала крутого спада кривых I_A и I_Φ в подошве пласта и начала крутого подъема их у кровли пласта (точки *а* и *е*)

$$h = H_{I_A^{\text{макс}}(\text{в подошве пл.})} - H_{I_A^{\text{мин}}(\text{у кровли пл.})}. \tag{153}$$

3. По проекциям на ось глубин или по глубинным отметкам точек минимума кривых I_A и I_Φ у подошвы пласта (точка *d*) и максимума их в кровле пласта (точка *h*)

$$h = H_{I_A^{\text{мин}}(\text{у подошвы пл.})} - H_{I_A^{\text{макс}}(\text{в кровле пл.})}. \tag{154}$$

Указанные точки *a*, *e*, *d* и *h* незначительно смещены: первые вниз, а вторые вверх относительно пласта. Однако это смещение незначительно и его можно не учитывать при определении глубин контактов пласта.

4. По ширине пик I_A и I_Φ, взятой на высоте половины их амплитуд (точки *c* и *f*),

$$h = H_{I_A^{1/2\ \text{макс}}(\text{у подошвы пл.})} - H_{I_A^{1/2\ \text{макс}}(\text{у кровли пл.})}. \tag{155}$$

Все перечисленные способы определения мощностей пластов по кривым I_A и I_Φ дают практически точность одного и того же порядка, так как разница в определяемой ими величине мощности обычно находится в пределах $\pm 0{,}05$ *м* при регистрации диаграмм в масштабе глубин 1 : 50. Однако в большинстве случаев все же более точным является метод максимального градиента I_A или I_Φ. Целесообразность применения того или другого способа в каждом конкретном случае определяется конфигурацией кривых I_A и I_Φ, позволяющей более надежно выяснять положение определенных точек, фиксирующих положение границ пласта и его мощность.

Изложенные способы определения мощностей угольных пластов по кривым I_A и I_Φ применимы и для углей низкого сопротивления (антрацитов) с той лишь разницей, что эти пласты выделяются не отрицательными, а положительными аномалиями на диаграммах тока.

в) Метод потенциалов собственной поляризации

Изменение — увеличение или уменьшение — потенциала начинает фиксироваться на диаграмме собственной поляризации $U_{\text{сп}}$ несколько раньше момента входа электрода M в пласт (рис. 241, *а* и *б*, кривые *I*, точки *а*). При пересечении границы пласта происходит наиболее резкое изменение величины потенциала (точка *m*), что также наблюдается при выходе электрода из пласта, но с обратным знаком.

В случае однородной среды в пласте с мощностью, превышающей четыре диаметра скважины ($h > 4d_c$), точки со значениями потенциалов $U_{\text{сп}}$ на половине амплитуды аномалии ($\Delta U_{\text{сп}}^{\text{гр}} \approx 0{,}5\, U_{\text{сп}}^{\text{макс}}$) определяют положение границ пласта; ширина аномалии на этой высоте равна мощности пласта.

При положительной аномалии

$$h = H_{1/2\ U_{\text{сп}}^{\text{макс}}(\text{подошва пл.})} - H_{1/2\ U_{\text{сп}}^{\text{макс}}(\text{кровля пл.})}; \tag{156}$$

при отрицательной аномалии

$$h = H_{1/2\,U_{сп}^{мин}(подошва\ пл.)} - H_{1/2\,U_{сп}^{мин}(кровля\ пл.)}. \qquad (157)$$

С уменьшением мощности пласта ($h < 4d_c$) и при повышении удельного сопротивления пород по отношению к удельному сопротивлению бурового раствора граничные точки сдвигаются по высоте амплитуды аномалии $\Delta U_{сп}$ к ее сводовой части.

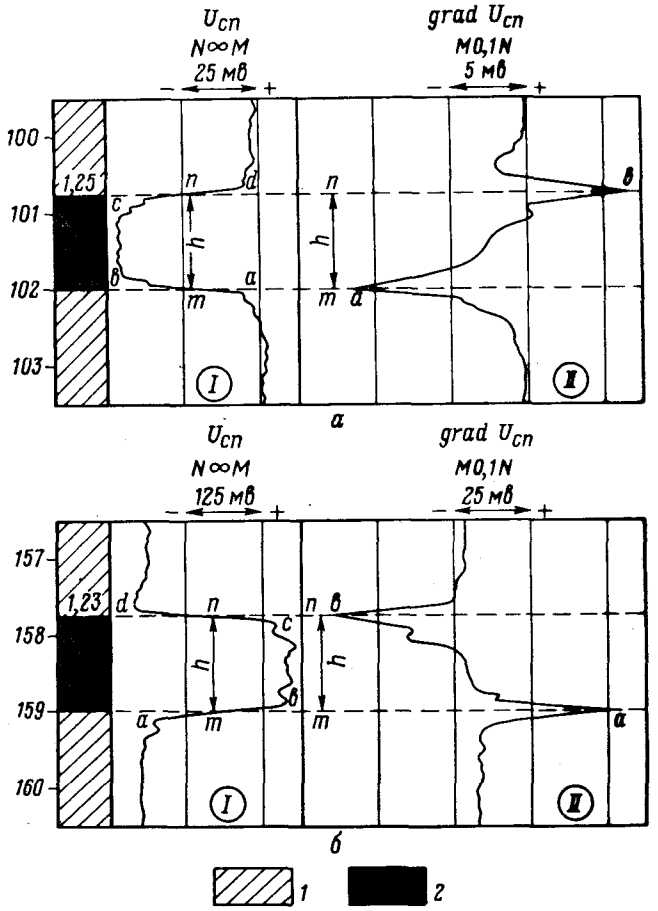


Рис. 241. Определение мощности пласта каменного угля (*а*) и антрацита (*б*) по диаграммам $U_{сп}$ и градиента $U_{сп}$

1 — аргиллит; *2* — уголь, антрацит

На диаграммах градиента потенциала собственной поляризации контакты пласта отмечаются экстремальными точками градиента $U_{сп}$ (см. рис. 241, кривые *II*, точки *а* и *в*). Мощность пласта определяется как расстояние между проекциями на ось глубин этих точек.

В случае положительной аномалии $U_{сп}$

$$h = H_{макс.\ град.\ U_{сп}} - H_{мин.\ град.\ U_{сп}}; \qquad (158)$$

в случае отрицательной аномалии

$$h = H_{мин.\ град.\ U_{сп}} - H_{макс.\ град.\ U_{сп}}. \qquad (159)$$

Указанные точки градиента $U_{сп}$ обычно четко фиксируются на диаграммах и по ним мощность пластов определяется с большей точностью,

чем по диаграммам $U_{сп}$. Однако надо иметь в виду, что это положение справедливо только в том случае, если градиент $U_{сп}$ регистрируется при малых расстояниях между электродами MN. С увеличением этого расстояния экстремальные точки удаляются друг от друга и интервал ab тем более превышает мощность пласта, чем больше $\overline{MN}$ [192]. При $\overline{MN} \leqslant 10$ *см* поправку за величину расстояния $\overline{MN}$ можно не вводить. Точность определения мощностей угольных пластов по детализационным диаграммам градиента $U_{сп}$ в масштабе глубин 1 : 50 обычно составляет $\pm 0{,}05$ *м*, т. е. имеет тот же порядок, что и точность определения h по диаграммам кажущихся сопротивлений. При увеличении масштаба глубин диаграмм градиента $U_{сп}$ до 1 : 20 и 1 : 10 точность определения мощности может быть повышена до $\pm 0{,}02$—$0{,}03$ *м*.

г) Метод потенциалов вызванной поляризации

Диаграммы потенциалов вызванной поляризации по конфигурации кривых в известной мере сходны с диаграммами потенциалов собственной поляризации (см. гл. IX). Поэтому и мощность пласта по этим диаграммам обычно определяется тождественными способами, а именно.

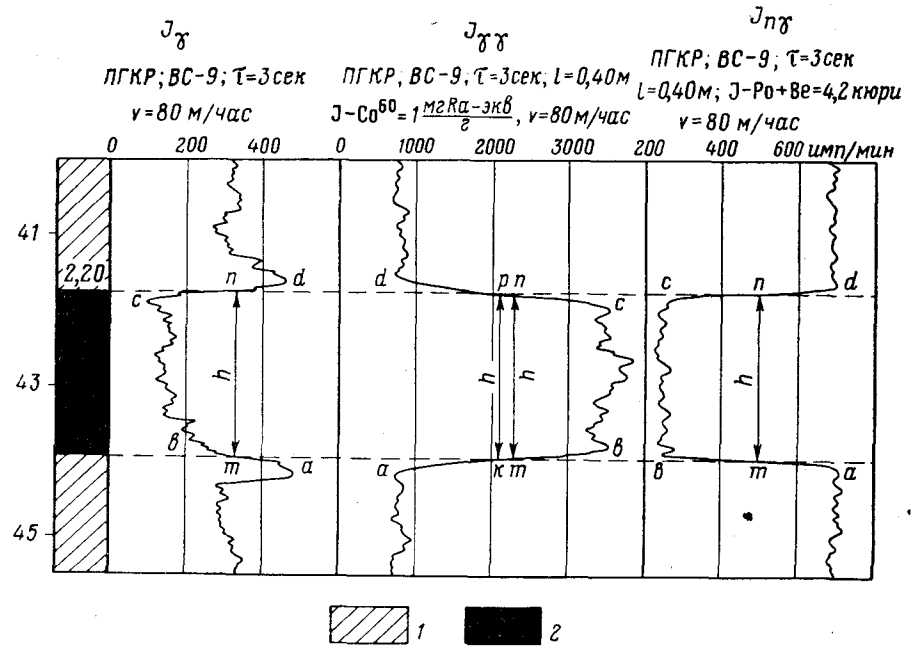


Рис. 242. Определение мощности угольного пласта по диаграммам радиометрии (I_γ, $I_{\gamma\gamma}$ и $I_{n\,\gamma}$)

1 — аргиллит; *2* — уголь

1. По глубинным отметкам точек перегиба кривой на ее восходящей и нисходящей ветвях — точки m и n (см. рис. 151)

$$h = H_m - H_n. \qquad (160)$$

Эти точки обычно находятся на высоте примерно половины амплитуды аномалии $U_{вп}$. На тонких пластах они смещаются в сторону максимума пики $U_{вп}$.

2. По фиктивной мощности пласта $h_ф$ и палетке зависимости отношения этой мощности к диаметру скважины d_c от отношения истинной мощности пласта h к диаметру d_c [84]. Данным методом фиктивная

мощность пласта определяется по ширине аномалии на половине ее высоты. Затем вычисляется $y = \frac{h_\Phi}{d_c}$ и по палетке $\frac{h_\Phi}{d_c} = f\left(\frac{h}{d_c}\right)$ находится абсцисса x и мощность пласта

$$h = xd_c. \tag{161}$$

д) Радиоактивные методы

Как уже было показано, угольные пласты обычно отмечаются отчетливыми аномалиями на диаграммах радиоактивных методов, причем на диаграммах рассеянного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$ положительными аномалиями, на диаграммах радиационного гамма-излучения $I_{n\gamma}$ отрицательными аномалиями и на диаграммах естественного гамма-излучения I_γ чаще всего тоже отрицательными аномалиями (см. гл. X, XI, XII). Ширина оснований аномалий на этих диаграммах обычно несколько больше мощности пласта (рис. 242). Мощность пласта по диаграммам I_γ, $I_{\gamma\gamma}$ и $I_{n\gamma}$ определяется следующим способом.

1. По проекциям на ось глубин точек наибольшего градиента восходящих и нисходящих ветвей кривых (точки m и n)

$$h = H_{\text{макс. град. } I_\gamma \text{ (у подошвы пл.)}} - H_{\text{макс. град. } I_\gamma \text{ (у кровли пл.)}}. \tag{162}$$

Эти точки обычно находятся на высоте примерно половины амплитуды аномалии и часто совпадают с точками перегиба кривых. В тонких пластах они смещаются в сторону сводовой части пики.

Данное правило определения мощности пласта по диаграммам радиоактивных методов справедливо при условии, что параметр скорости регистрации $W = v\,\tau \leqslant 90$ *м·сек/час* (см. § 46). При этом условии точность определения мощности пласта по диаграммам I_γ, $I_{\gamma\gamma}$ и $I_{n\gamma}$ (при $h > 0{,}5$ *м* и масштабе глубин 1 : 50) может быть близка, но не выше точности определения мощности пласта по диаграммам $\varrho_к$, I_A и I_Φ.

2. При больших значениях параметра W указанные точки, определяющие положение границ пласта, смещаются в направлении движения зонда. Величина этого сдвига определяется по специальной палетке или номограмме [84].

В результате работ, выполненных различными исследователями, предложено большое число способов определения мощностей пластов по

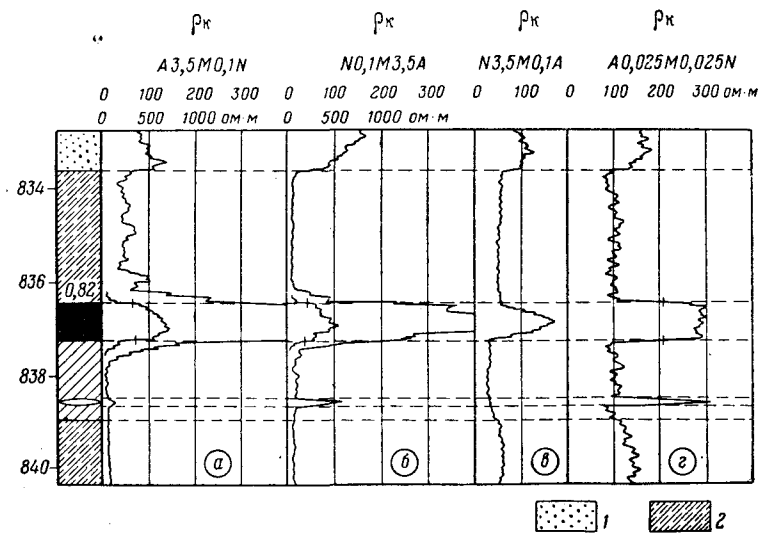


Рис. 243. Пример определения мощности угольного пласта

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — конкреция; *5* — уголь

диаграммам рассеянного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$ [21, 22, 36, 38, 99, 100, 157, 159], из которых отметим следующие.

1. По ширине аномалии на высоте половины ее амплитуды — точки k и p [21, 159]

$$h = H_{I_{\gamma\gamma}^{1/2}\text{ макс (у подошвы пл.)}} - H_{I_{\gamma\gamma}^{1/2}\text{ макс (у кровли пл.)}} \tag{163}$$

2. По ширине аномалии в точках резкого перелома кривой в основании пики $I_{\gamma\gamma}$ с отрицательной поправкой на размер зонда — точки a и d [21, 36, 100]

$$h = H_{I_{\gamma\gamma}^{\text{мин}}\text{ (в подошве пл.)}} - H_{I_{\gamma\gamma}^{\text{мин}}\text{ (в кровле пл.)}} - L. \tag{164}$$

3. По расстоянию между проекциями на ось глубин точек резкого излома кривой в основании пики в подошве пласта и в своде пики у его кровли — точки a и c [21, 36, 38, 100]

$$h = H_{I_{\gamma\gamma}^{\text{мин}}\text{ (в подошве пл.)}} - H_{I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}\text{ (у кровли пл.)}}. \tag{165}$$

4. По расстоянию между проекциями на ось глубин точек резкого излома кривой в своде пики у подошвы пласта и в основании пики в его кровле — точки b и d [100]

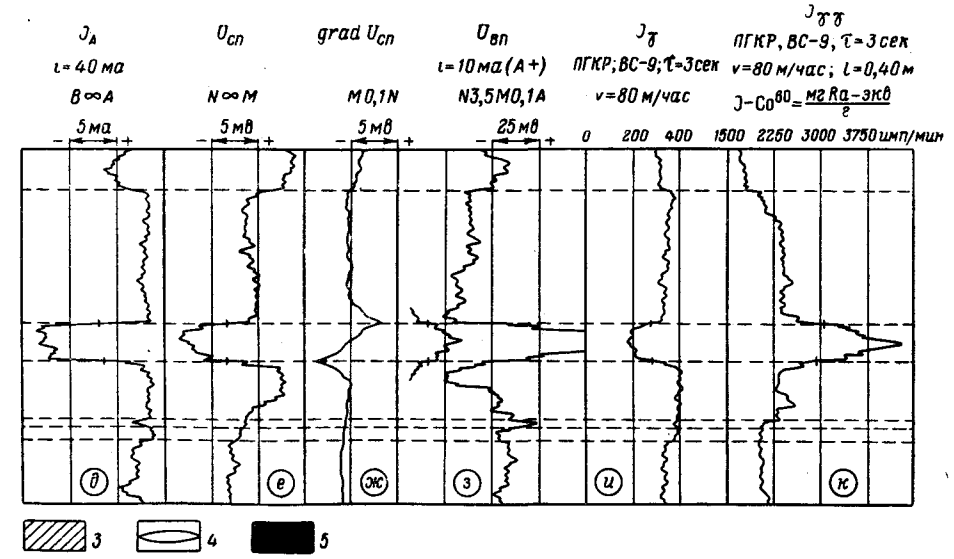
$$h = H_{I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}\text{ (у подошвы пл.)}} - H_{I_{\gamma\gamma}^{\text{мин}}\text{ (в кровле пл.)}}. \tag{166}$$

Точки a и c, b и d асимметричны относительно середины пласта и смещены от его границ первые вниз, а вторые вверх на половину размера зонда, что необходимо учитывать при определении глубин.

5. По ширине аномалии в точках резкого перелома кривой в сводовой части пики с положительной поправкой за размер зонда — точки b и c

$$h = H_{I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}\text{(у подошвы пл.)}} - H_{I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}\text{(у кровли пл.)}} + L. \tag{167}$$

6. По ширине пики $I_{\gamma\gamma}$ на высоте ее, определяемой по палетке [22]. Порядок нахождения мощности при этом следующий:



по диаграммам различных геофизических методов

гиллит; *4* — конкреция; *5* — уголь

а) по диаграмме $I_{\gamma\gamma}$ отсчитываются максимальное значение аномалии $I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}$ в пласте и среднее значение $I_{\gamma\gamma_0}$ во вмещающей среде;

б) вычисляется отношение $x = \dfrac{I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}}{I_{\gamma\gamma_0}}$;

в) по палетке зависимости $\dfrac{\Delta I_{\gamma\gamma}^{\text{гр}}}{\Delta I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}} = f\left(\dfrac{I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}}{I_0}\right)$ определяется значение $y = \dfrac{\Delta I_{\gamma\gamma}^{\text{гр}}}{\Delta I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}}$, где $\Delta I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}}$ — максимальное значение амплитуды аномалии в пласте по отношению к вмещающим породам; $\Delta I_{\gamma\gamma}^{\text{гр}}$ — значение амплитуды аномалии в граничной точке пласта по отношению к вмещающей породе;

г) находится значение $\Delta I_{\gamma\gamma}^{\text{гр}} = \Delta I_{\gamma\gamma}^{\text{макс}} y$, и соответствующая ему ширина аномалии принимается за мощность пласта.

Если покрывающие и подстилающие породы характеризуются различной величиной $I_{\gamma\gamma_0}$, то указанным способом находятся граничные точки в отдельности для кровли и подошвы пласта и мощность пласта определяется как разность между глубинными отметками этих точек.

Все перечисленные способы, а также и другие [15, 26, 99] дают точность одного порядка. Наиболее достоверным из них является первый способ. В зависимости от конфигурации кривой $I_{\gamma\gamma}$ в каждом конкретном случае применяется тот способ, для которого наиболее отчетливо выделяются характерные точки кривой.

———••———

Из всех разобранных методов определения мощностей пластов наибольшей точностью обладают методы, основанные на использовании диаграмм кажущихся сопротивлений (градиент-зонд, потенциал-зонд, микрозонд), регистрации тока, фокусированных зондов и градиента потенциала собственной поляризации. Диаграммы методов фокусированного зонда и регистрации тока особенно рекомендуется использовать при определении мощностей пачек пластов, из которых отдельные пласты оказываются заэкранированными на диаграммах кажущихся сопротивлений градиент-зонда и не выделяются достаточно четко на диаграммах потенциал-зонда вследствие их малой мощности. На рис. 243 дан пример определения положения границ пласта и его мощности по данным исследования скважины широким комплексом различных методов.

§ 69. Влияние угла наклона пласта на определение его мощности

Все приведенные выше данные об использовании кривых различных параметров для определения мощностей угольных пластов справедливы при условии пересечения пласта скважиной по перпендикуляру к его кровле и подошве, например, горизонтального пласта вертикальной скважиной. Однако на многих месторождениях угольные пласты имеют наклонное залегание, доходящее иногда до вертикального. Крутопадающие пласты обычно разведываются при помощи наклонных скважин, которые часто уклоняются от заданного направления и пересекают угольные пласты под разными углами (см. § 60).

Рассмотрим влияние угла встречи пласта скважиной на диаграммы кажущихся сопротивлений и потенциалов собственной поляризации. Действие этого фактора на конфигурации диаграмм токометрии и радиометрии аналогично влиянию на диаграммы кажущихся сопротивлений, зарегистрированных потенциал-зондом, в связи с чем специально на этом вопросе в дальнейшем мы останавливаться не будем.

Метод кажущихся сопротивлений

Конфигурация кривой кажущегося сопротивления в пластах, пересекаемых скважиной под углом встречи пласта $\beta = (90 - \alpha) < 90°$, отличается от кривых $\rho_к$ пластов, пересекаемых скважиной по нормали. * Теоретические кривые кажущегося сопротивления для этого случая были рассчитаны под руководством С. Я. Литвинова [155, 156] для двух случаев:

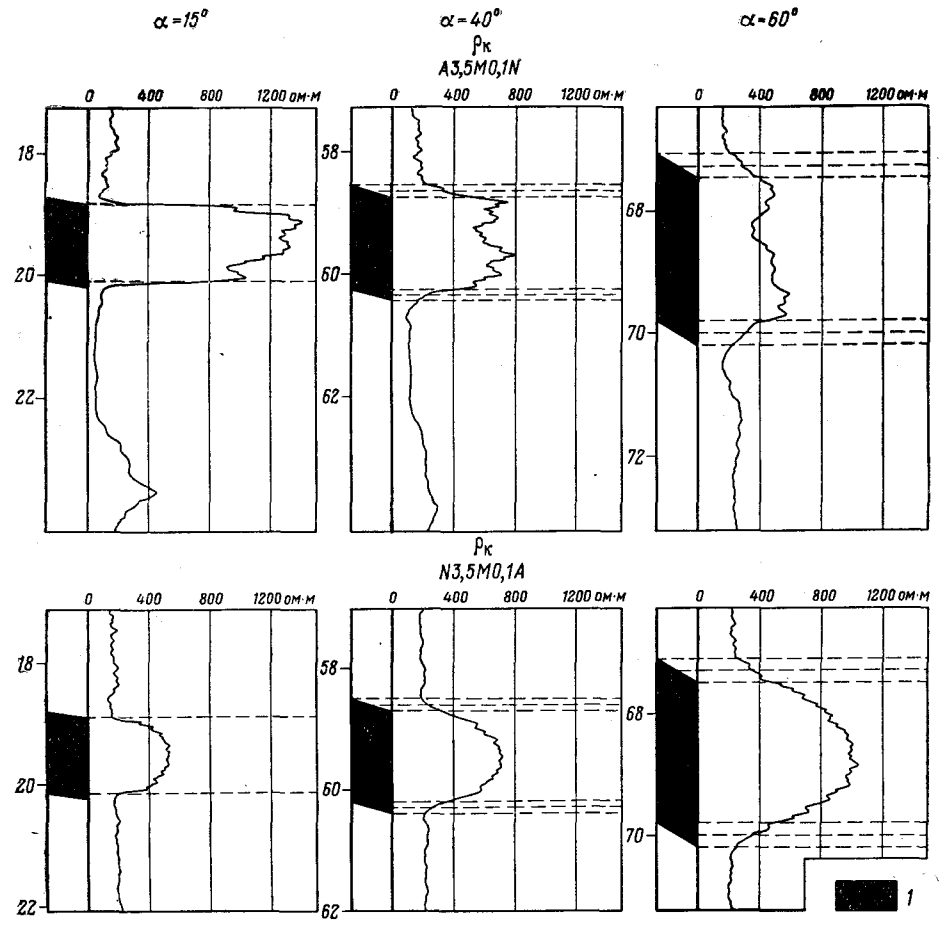


Рис. 244. Конфигурация кривых кажущихся сопротивлений при изменении угла падения пластов

1 — пласт угля

1) пласта конечного сопротивления без учета влияния скважины;

2) пласта бесконечно высокого сопротивления, пересеченного скважиной конечного диаметра, заполненной раствором, сопротивление которого равно удельному сопротивлению вмещающей пласт среды.

Из сопоставления фактических кривых кажущихся сопротивлений, получаемых на наклонных угольных пластах, с теоретическими графиками следует, что фактические кривые для угольных пластов высокого сопротивления имеют наибольшее сходство с теоретическими графиками для пластов бесконечного сопротивления.

Рассмотрим кривые кажущегося сопротивления, зарегистрированные с последовательным градиент-зондом и потенциал-зондом, для одного

* α — угол падения пласта.

угольного пласта высокого сопротивления при различных углах его падения — от 15 до 60° — в нескольких скважинах одного участка (рис. 244). Пласт имеет простое строение, видимая мощность его меньше размера градиент-зонда ($h_в < AO$) и значительно больше размера потенциал-зонда ($h_в > 10\,AM$). Сопоставляя эти диаграммы с аналогичными диаграммами на угольных пластах такого же высокого сопротивления, но с пологими (близкими к горизонтальному залеганию) углами падения и нормальными мощностями, равными видимым по скважине мощностям пласта при различных углах его падения, можно сделать следующие выводы.

При углах падения α до 40° кривая $\varrho_к$ градиент-зонда (размера $L = AO > h$) мало искажается за счет падения пласта, и на ней отчетливо выделяются границы пласта и фиксируется экранный эффект. Несколько лишь уменьшается величина пики экранирования, что затрудняет использование ее для определения мощности пласта. Поэтому при $\beta \geqslant 50°$, $\alpha \leqslant 40°$ (в случае вертикальной скважины) полностью распространяются методы определения мощностей пластов, изложенные выше для случая горизонтального залегания и вертикальной скважины — $\alpha = 0$, $\beta = 90°$. Это справедливо и для мощных пластов ($h > AO$).

При углах падения $\alpha > 40°$ на кривой сопротивлений градиент-зонда ($h < AO$) наблюдаются следующие изменения:

а) уменьшается, а затем исчезает экранный максимум;

б) выполаживается зона экранного минимума;

в) исчезает ложный минимум сопротивления в кровле пласта при последовательном и в подошве его при обращенном зондах;

г) уменьшается крутизна восходящей и нисходящей ветвей кривой на границах пласта.

Эти особенности кривых $\varrho_к$ угольных пластов высокого сопротивления позволяют установить крутое падение последних. Указанные изменения кривой $\varrho_к$ затрудняют точное определение положения границ и видимой мощности пласта способами, используемыми при определении этих величин в случае полого залегающих пластов. В каждом конкретном случае в зависимости от конфигурации кривой $\varrho_к$ для определения h используется тот из указанных способов, по которому наиболее отчетливо выделяются границы пласта, чаще всего способ наибольшего градиента.

В мощных угольных пластах ($h_в > AO$) высокого сопротивления при крутых углах падения ($\alpha > 40°$) с увеличением угла α (уменьшении угла β) наблюдаются следующие искажения кривой $\varrho_к$, зарегистрированной градиент-зондом:

а) уменьшается кажущееся сопротивление в подошве пласта при последовательном и в кровле его при обращенном зондах (точка максимума сопротивления);

б) точка максимума $\varrho_к$ смещается к середине пласта;

в) протяженность аномалий высокого сопротивления сокращается и при размерах зонда, близких к видимой мощности пласта, высокое сопротивление отмечается только на небольшом участке близ подошвы пласта при последовательном зонде или близ кровли пласта при обращенном зонде.

При таких изменениях конфигурации кривой $\varrho_к$ в мощных пластах высокого сопротивления при крутом их падении часто не представляется возможным определить мощность по одной кривой $\varrho_к$ градиент-зонда. Поэтому ее следует определять по двум диаграммам последовательного и обращенного градиент-зондов [84]

$$h_г = H_{\varrho_к^{макс}(посл.\ гр.\text{-}зонд)} - H_{\varrho_к^{макс}(обр.\ гр.\text{-}зонд)} + MN, \qquad (168)$$

где $h_г$ — видимая («геофизическая») мощность пласта по диаграмме $\varrho_к$;

$H_{\varrho_к^{макс}(посл.\ гр.\text{-}зонд)}$ — глубина точки максимального значения сопротивления при последовательном градиент-зонде в подошве пласта;

$H_{\varrho_к^{макс}(обр.\ гр.\text{-}зонд)}$ — то же при обращенном градиент-зонде в кровле пласта.

На практике мощность таких пластов чаще всего определяется по кривым $\varrho_к$ потенциал-зонда и микрозонда. Кривые кажущегося сопротивления потенциал-зонда в пластах, пересеченных скважиной под углом встречи $\beta < 90°$, по своей конфигурации мало отличаются от аналогичных кривых $\varrho_к$ для $\beta = 40°$. Отличие выражается в том, что с увеличением угла падения (а следовательно, и увеличением видимой мощности пласта) наблюдается уменьшение крутизны восходящих и нисходящих ветвей кривых и увеличение кажущегося сопротивления в середине пласта. Поэтому видимая мощность $h_г$ наклонных пластов по кривым $\varrho_к$ потенциал-зонда определяется так же, как и истинная мощность в случае горизонтальных пластов и вертикальной скважины.

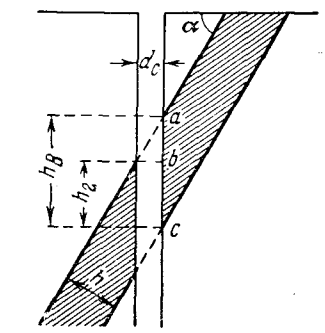


Рис. 245. Схема определения мощности наклонных пластов по данным геофизических исследований скважин

При определении мощности наклонного пласта необходимо учитывать, что скос краев пласта по стенке скважины приводит к некоторому уменьшению видимой мощности, определяемой по кривым $\varrho_к$ градиент-зонда и потенциал-зонда (рис. 245). Видимая «геофизическая» мощность пласта $h_г$, равная bc, меньше видимой геометрической мощности пласта $h_в$, равной ac. Следовательно, нормальная мощность пласта

$$h = (h_г + d_c \operatorname{tg} \alpha) \cos \alpha = h_в \cos \alpha, \qquad (169)$$

где d_c — диаметр скважины;

α — видимый угол падения пластов, равный углу падения при вертикальной скважине или углу падения между кровлей (или подошвой) пласта и плоскостью, перпендикулярной оси искривленной скважины.

Так как угольные скважины имеют небольшой диаметр, то поправка $d_c \operatorname{tg} \alpha$ к видимой мощности пласта обычно весьма мала.

При определении мощности наклонного пласта по кривой микрозонда указанную поправку не следует вводить, так как получаемое при этом значение мощности пласта практически соответствует его видимой мощности $h_в$. Следовательно, нормальная мощность наклонного пласта по кривой микрозонда

$$h = h_в \cos \alpha. \qquad (170)$$

Микрозонд позволяет наиболее точно определять видимую мощность наклонного пласта методом наибольшего градиента.

Если скважина не вертикальная, а задается наклонно, то в этих случаях истинная мощность пласта определяется по формуле [78, 79, 84]

$$h = h_в \frac{\cos(\alpha' \pm \delta)}{\cos \alpha'} \cos \alpha, \qquad (171)$$

где $h_в$ — видимая мощность пласта;

α — истинный угол падения пласта;

δ — угол искривления скважины (угол, образованный направлением скважины с вертикалью);

α' — угол кажущегося падения пласта в вертикальной плоскости,

в которой искривлена скважина;

$$\alpha' = \operatorname{arctg} \frac{\operatorname{ctg} \alpha}{\cos(\Theta - \varphi)}, \qquad (172)$$

где Θ — азимут падения пород;

φ — азимут искривления скважины.

Для облегчения вычислений h по формуле (171) и α' по формуле (172) применяются специальные номограммы [78, 79, 84]. Приведенные формулы показывают, что при небольших диаметрах крелиусных скважин практически поправка за наклон пласта составляет ничтожную величину.

Влияние угла наклона пласта на кривую потенциалов собственной поляризации исследовалось В. В. Поповым на пластах антрацита в Донбассе [191]. В результате этой работы установлено, что при углах паде-

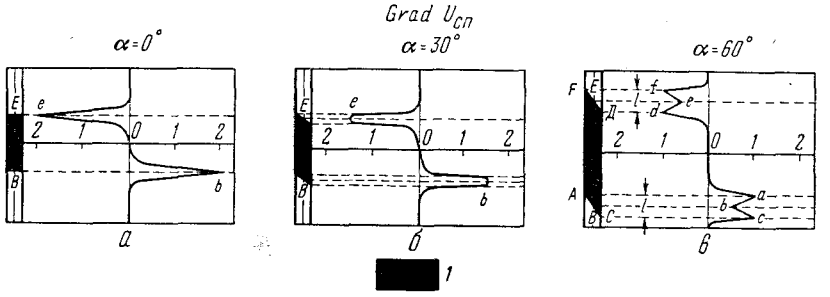


Рис. 246. Теоретические кривые градиента $U_{сп}$ для различных углов наклона и мощностей пласта [191]

1 — пласт антрацита

ния до 40° характер кривой $U_{сп}$ в пласте видимой мощности практически не отличается от соответствующей кривой $U_{сп}$ на аналогичном пласте горизонтального залегания с нормальной мощностью h, равной видимой мощности $h_в$ наклонного пласта. При дальнейшем увеличении угла падения пласта кривая $U_{сп}$ на границах пласта становится пологой. Кривая градиента потенциала $U_{сп}$ в экстремальных точках на границах пласта становится расплывчатой в пределах изменения угла падения до 40° (рис. 246, кривая *б*, точки *b* и *e*), а затем раздваивается на два максимума, каждый из которых соответствует одному из краев наклонного пласта (кривая *b*, точки *a*, *c*, *d* и *f*). С увеличением угла падения раздвоение увеличивается. Расстояние между проекциями этих точек на ось глубин

$$l = d \operatorname{tg} \alpha. \qquad (173)$$

Практически указанное раздвоение градиента $U_{сп}$ в экстремальных точках можно регистрировать при условии, если расстояние между измерительными электродами MN меньше расстояния l (т. е. необходимо, чтобы $MN \leqslant 5$ *см*). Если пласт в подошве и кровле представлен чередованием тонких прослоев углей, сланцев и аргиллитов, то в этом случае значительно затрудняется выделение экстремальных значений градиента потенциала $U_{сп}$, обусловленных падением пласта.

Видимая по скважине мощность наклонного пласта определяется по кривой градиента $U_{сп}$.

1. По расстоянию между проекциями на ось глубин крайних экстремальных точек с отрицательной поправкой на величину расстояния между двумя смежными максимумами или смежными минимумами на границах пласта

$$h_в = H_{п_1 \text{ макс. град. } U_{сп}} - H_{к_2 \text{ мин. град. } U_{сп}} - l, \qquad (174)$$

где $H_{п_1}$ — проекция на ось глубин первого снизу максимума градиента $U_{сп}$ в подошве пласта (глубинная отметка);

$H_{к_2}$ — проекция на ось глубин второго снизу минимума градиента $U_{сп}$ в кровле пласта (глубинная отметка).

2. По расстоянию между проекциями на ось глубин внутренних экстремальных точек с положительной поправкой на величину расстояния между двумя смежными максимумами или смежными минимумами на границах пласта

$$h_в = H_{п_2 \text{ макс. град. } U_{сп}} - H_{к_1 \text{ мин. град. } U_{сп}} + l, \qquad (175)$$

где $H_{п_2}$ — проекция на ось глубин второго снизу максимума градиента $U_{сп}$ в подошве пласта (глубинная отметка);

$H_{к_1}$ — проекция на ось глубин первого снизу минимума градиента $U_{сп}$ в кровле пласта (глубинная отметка).

В обоих случаях нормальная мощность пласта

$$h = h_в \cos \alpha.$$

Наличие двух экстремумов градиента $U_{сп}$ на каждой границе пласта позволяет при вертикальной скважине определить для крутопадающих пластов их угол падения

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{l}{d_c}. \qquad (176)$$

Для точности измерения α целесообразно применять для зонда прижимное устройство, обеспечивающее передвижение электродов зонда по одной образующей скважины, и производить регистрацию диаграмм градиента $U_{сп}$ в масштабе глубин 1 : 10.

§ 70. Техническая погрешность в определении мощности пласта

На определение мощности пласта, помимо уже указанных факторов — методики исследования скважины, масштаба диаграммы и методики интерпретации, — оказывает влияние ряд технических погрешностей, а именно:

а) скорость движения измерительной установки во время регистрации диаграммы;

б) точность записи диаграммы при полуавтоматической или автоматической регистрации;

в) точность перечерчивания диаграммы;

г) точность определения на кривой точек, соответствующих контактам пласта;

д) точность вычисления мощности по масштабной линейке.

Разберем влияние этих причин на примере интерпретации диаграммы $\rho_к$, чаще всего используемой для определения мощностей угольных пластов высокого сопротивления.

После предварительной обработки поисковых диаграмм и выявления угольных пластов рабочих мощностей эти пласты регистрируются в детализационном масштабе глубин. При этом оператор может рационально регулировать скорость передвижения зонда (подъема кабеля), уменьшая ее перед встречей угольного пласта и при его прохождении. При регистрации диаграмм кажущихся сопротивлений для регулировки скорости подъема кабеля можно использовать эффекты экранирования $\rho_к$ на диаграммах последовательного градиент-зонда. Пика экранирования и экранный минимум в этом случае указывают на приближение зонда к тонкому ($h < L$) пласту высокого сопротивления и позволяют замедлить движение кабеля перед встречей измерительными (сближенными) электродами исследуемого пласта. Замедленная скорость передвижения

зонда позволяет опытному оператору обеспечить предельно точную регистрацию диаграмм. При необходимости пики высокого сопротивления регистрируются повторно в более мелком масштабе $\rho_к$.

Геофизические диаграммы либо регистрируются тонким следом блика зеркальца гальванометра, либо вычерчиваются тонко отточенным карандашом полуавтоматического регистратора и затем обводятся тушью

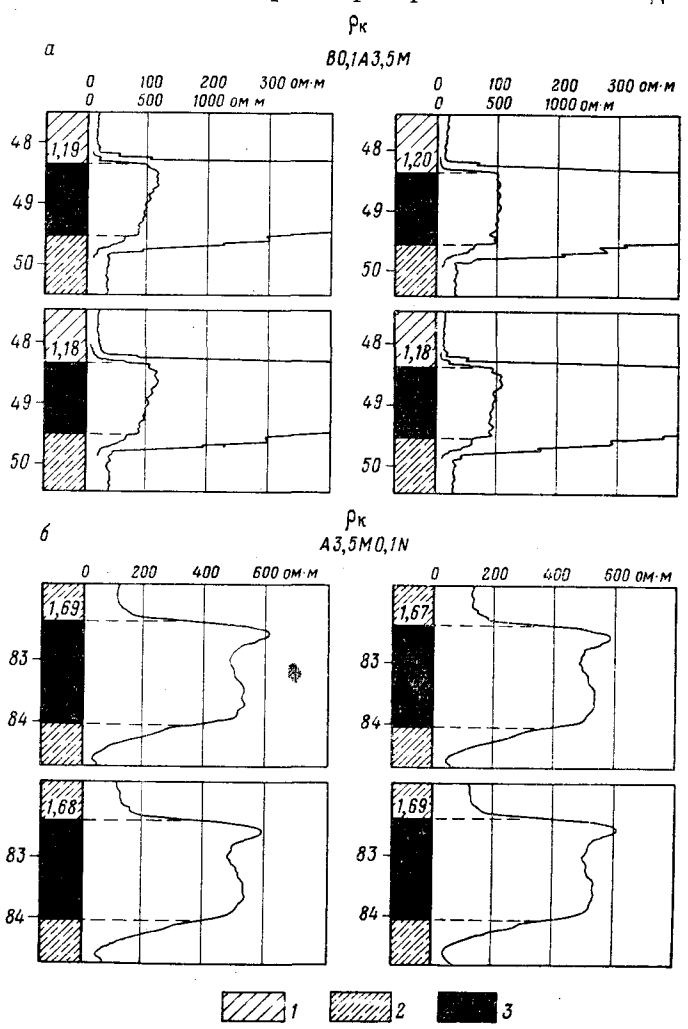


Рис. 247. Четырехкратная регистрация диаграмм кажущихся сопротивлений на полуавтоматической (*а*) и автоматической (*б*, АКС-1500) станциях

1 — аргиллит; *2* — алевролит; *3* — уголь

по середине карандашной линии, что не вносит искажений в зарегистрированные кривые и позволяет достаточно точно определить на них точки, соответствующие контактам пласта. В ряде случаев возможно производить чернильную запись кривой непосредственно при регистрации диаграмм. По масштабной линейке можно производить отсчеты с точностью до 0,2 *мм*, что при масштабе диаграмм 1 : 50 соответствует 1 *см* разреза скважин.

С целью суммарного вычисления технической погрешности определения мощности пласта в некоторых скважинах производилась многократная регистрация диаграмм сопротивлений для одного и того же участка разреза и с одним и тем же зондом (рис. 247). Регистрация этих

диаграмм осуществлялась при тех же технических условиях и с той же скоростью, что принято при обычной регистрации диаграмм $\rho_к$. В обоих случаях максимальное отклонение от средней величины составляло ± 1 *см*, а максимальный разброс между крайними значениями только 2 *см*.

Наименьшая техническая погрешность в определении мощности наблюдается у пластов рабочих мощностей и простого строения. Она увеличивается при исследовании сложных пластов и пачек пластов и особенно в случае тонких переслаиваний. Можно считать, что для пласта рабочей мощности средняя техническая погрешность определения мощности по диаграммам $\rho_к$ в масштабе глубин 1 : 50 составляет $\pm 0{,}03$ *м*, а для отдельных тонких прослоев, включенных в сложную пачку переслаиваний, может достигать $\pm 0{,}05$ *м*.

§ 71. Сопоставление результатов геофизических исследований по определению мощностей угольных пластов с данными бурения, контрольных перебурок и горных выработок

Из разобранного выше материала следует, что методы промысловой геофизики позволяют достаточно уверенно выявлять в разрезах скважин угольные пласты и определять их мощность с высокой точностью, которая, как правило, на практике в методах геологической документации материалов бурения не достигается. Тем не менее в практической работе отдельных геологоразведочных организаций вопросы достоверности и точности определения мощностей угольных пластов методами геофизики остаются до настоящего времени предметом спора между геологами и геофизиками. Этому способствуют еще упущения и недостатки, допускаемые отдельными геофизиками в практической работе по методике исследований разрезов скважин и доброкачественности их выполнения. Некоторые геологи эти недостатки ошибочно отождествляют с реальными возможностями современной промысловой геофизики.

Объективным критерием для разрешения указанных споров могут служить материалы сопоставления результатов определения мощностей угольных пластов по данным бурения и геофизики с фактическими материалами контрольных перебурок и особенно горных выработок. Эти сопоставления были выполнены в нескольких угольных бассейнах, причем были получены сходные результаты. Приведем их по Печорскому угольному бассейну, где в отличие от других бассейнов, начиная с 1940 г., мощности и строение угольных пластов, необходимых для подсчета запасов, определяются по геофизическим данным.

Контрольные перебурки

Контрольные перебурки угольных пластов производятся в двух случаях: при полном пропуске в процессе бурения угольного пласта, т. е. когда угольный пласт по данным бурения отсутствовал, но был зафиксирован на геофизических диаграммах, и при больших расхождениях в мощностях пластов, по данным бурения и геофизики.

Перебурки угольных пластов в подавляющем большинстве случаев осуществляются путем искривления ствола скважины на интервале исследуемого угольного пласта при помощи металлического клина (штока), помещаемого в стволе скважины в нескольких метрах выше перебуриваемого интервала. В редких случаях перебурки производятся путем бурения с поверхности новой скважины на расстоянии 0,5—2,0 *м* от первой. Перебурка исследуемых интервалов осуществляется в большинстве случаев со всей тщательностью и в присутствии компетентных комиссий.

Всего по бассейну было произведено в первые годы проведения геофизических работ 28 контрольных перебурок. Из них на пропущенные

бурением угольные пласты приходится 11 перебурок и на уточнение мощностей отмеченных бурением пластов 17 перебурок. Типичные примеры указанных сопоставлений приведены на рис. 248, *а*. В результате контрольных перебурок были подтверждены все зафиксированные электрометрией и пропущенные бурением угольные пласты.

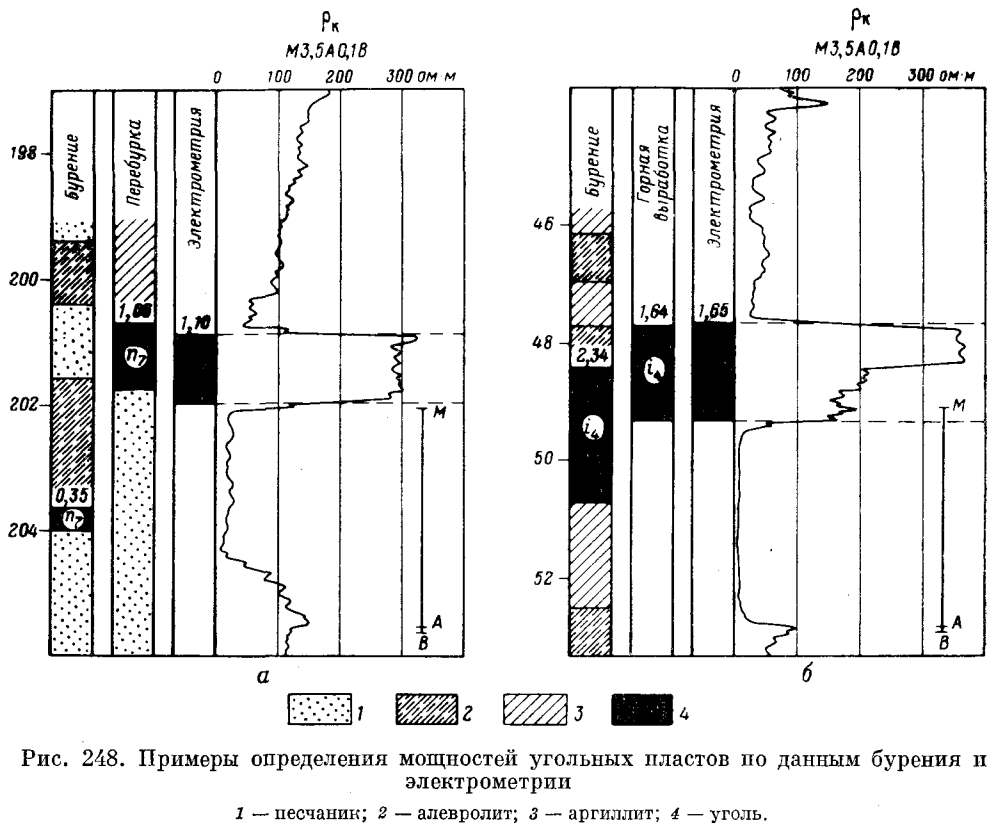


Рис. 248. Примеры определения мощностей угольных пластов по данным бурения и электрометрии

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь.

Перебурками были также подтверждены во всех без исключения случаях данные электрометрии по определению мощностей угольных пластов и установлены грубые ошибки в документации по бурению. Во всех перебурках расхождения в мощностях между данными электрометрии и контрольных перебурок не превышают ± 5 *см*. Это служит фактическим доказательством высокой точности определения мощностей угольных пластов геофизическими методами.

Горные выработки

В отдельных шахтах горными выработками пересечены стволы буровых скважин, в которых ранее были проведены геофизические исследования. Для сопоставления мощностей угольных пластов, определенных по данным бурения и электрометрии, использовались материалы горных выработок (шахт) по документации угольных пластов в местах пересечения этими выработками стволов скважин или поблизости от них — до 20 *м* — при условии хорошей выдержанности угольного пласта.

Всего произведено 218 наблюдений в 26 шахтах и шурфах. Из этих наблюдений следует особо остановиться на случаях, один из которых приведен на рис. 248, *б*. В этом примере мощность угольного пласта по данным бурения $h_б = 2{,}34$ *м* с выходом керна 100%. По геофизическим данным мощность пласта $h_г = 1{,}65$ *м*, т. е. была на 0,69 *м* меньше мощности пласта на основании геологической документации разреза сква-

жины. Отдельные геологи принимали аналогичные примеры, как «факт явной ошибки» геофизиков по определению мощностей пластов. Многочисленные материалы выработок во всех аналогичных случаях подтвердили геофизические данные по определению мощности, а также и строения пласта. Указанные примеры свидетельствуют, наоборот, о грубых ошибках в геологической документации материалов бурения. Увеличение количества керна из угольного пласта может быть объяснено следующими причинами. В процессе порейсовой проходки пласта при бурении между рейсами могли происходить обрушения стенок скважины, что приводит к общему суммарному подъему керна в количестве, превышающем мощность пласта. Указанная ошибка могла быть легко замечена при наличии точных замеров глубины спуска снаряда при каждом рейсе

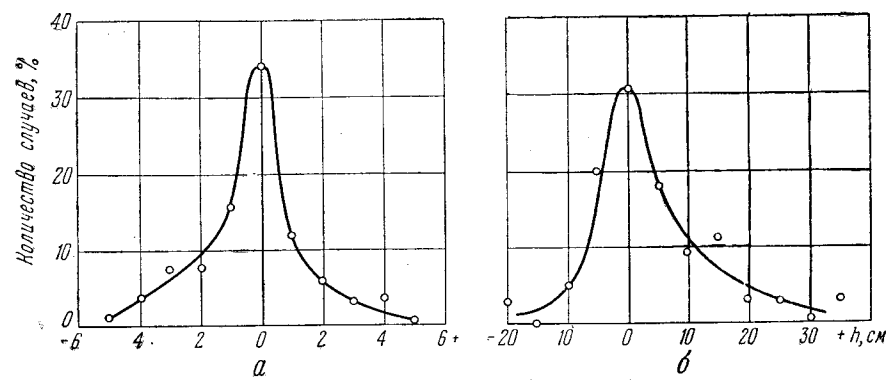


Рис. 249. Вариационные графики погрешностей определения мощностей угольных пластов по геофизическим данным

а — Печорский бассейн (по материалам горных выработок); *б* — Донецкий бассейн (материалы горных выработок, по А. Ф. Михедько и В. В. Попову)

проходки пласта. Кроме того, у разведчиков существует тенденция преувеличивать количество выхода керна с целью получения «хороших» показателей разведки, так как выход керна является одним из основных показателей качества разведочного бурения. На практике это может приводить к завышению количества керна сверх мощности пласта.

Результаты сопоставлений геофизических данных с горными выработками представлены на вариационном графике, где по оси абсцисс отложены величины ошибок по определению мощностей пластов методами электрометрии, а по оси ординат — количество случаев, зафиксировавших эти ошибки (рис. 249, *а*). Все ошибки заключены в пределах ± 5 *см*.

При бурении, наряду с полным пропуском угольных пластов, нередко допускаются грубые ошибки в определении их мощностей. Так, по Печорскому бассейну за 23 года (1940—1962 гг.) в среднем ошибки в пределах 20 *см* и больше в определении мощностей рабочих пластов, по данным бурения, составляют 36%. Подавляющее большинство этих ошибок направлено в сторону уменьшения мощностей угольных пластов, вследствие неточной и часто запаздывающей фиксации момента встречи угольного пласта буровым инструментом в процессе бурения. Особенно велики ошибки в случае бурения пачек угольных пластов, разъединенных небольшими аргиллитовыми и углисто-аргиллитовыми прослоями, когда нет ощутимого контакта в переходе с одного пласта на другой по ходу рычага бурового станка.

Горными выработками также подтверждены данные электрометрии по определению глубин контактов пластов. Подавляющее большинство погрешностей в данных бурения по определению глубин залегания пластов направлено в сторону их увеличения. В отдельных скважинах

отмечены погрешности по бурению в определении глубин пластов до 10 *м*. Еще бóльшие погрешности зафиксированы в определении глубин забоев отдельных скважин.

Высокая точность определения глубин и мощностей угольных пластов геофизическими методами служит основанием тому, что в Печорском бассейне с 1940 г. геологами принимаются для подсчета запасов мощности и строение угольных пластов по геофизическим данным. Многолетняя эксплуатация шахт на тех полях, где запасы были подсчитаны по геофизическим материалам, полностью их подтверждает. Аналогичные результаты геофизических работ по определению мощностей угольных пластов имеются в Донбассе и в ряде других бассейнов (см. рис. 249, *б*).

Следует заметить, что приведенные результаты обобщений геометрии угольных пластов относятся к первым годам проведения промыслово-геофизических работ, которые выполнялись в основном методом кажущихся сопротивлений со стандартными зондами. В настоящее время в связи с расширением комплекса геофизических методов и применением микрозондов и фокусированных зондов указанная точность определения мощностей пластов может быть повышена при регистрации диаграмм в более крупных масштабах глубин.

ГЛАВА XX

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Современное состояние промысловой геофизики позволяет с достаточной для практики точностью выявлять строение угольных пластов геофизическими методами. Для подавляющего большинства месторождений каменного угля эта задача с наибольшей эффективностью может быть решена методами кажущихся сопротивлений, фокусированных зондов, регистрации тока, а для месторождений антрацита также и методом потенциалов собственной поляризации [45, 47, 48, 50, 52, 61, 62, 68]. Поэтому можно было бы в дальнейшем ограничиться разбором использования только перечисленных методов. Однако на практике в отдельных случаях не все диаграммы удается зарегистрировать, а из зарегистрированных в осложненных геолого-геофизических условиях диаграмм не все проинтерпретировать с достаточной полнотой. Таким образом, в ряде случаев приходится пользоваться диаграммами менее эффективных методов, в связи с чем целесообразно рассмотреть способы определения структуры пластов по всем применяемым методам геофизических исследований угольных скважин.

а) Метод кажущихся сопротивлений

Угольные пласты второй группы месторождений

Градиент-зонд. В угольных пластах чаще всего встречаются прослои аргиллита, углистого и углисто-глинистого аргиллита. Сопротивление таких пород ниже сопротивления каменного угля. Наличие в разрезах скважин песчаников, конгломератов и известняков, обладающих высоким сопротивлением, не служит препятствием для разграничения структуры угольных пластов по диаграммам $\rho_к$ после того, как эти пласты однозначно выделены в разрезе по комплексу геофизических методов.

Для изучения структуры пласта в нем исследуется изменение кажущихся сопротивлений. Эти изменения обусловлены наличием породных прослоев в пласте и каверн в скважине, а также различием по зольности отдельных слоев угля. Наличие каверн в интервале исследуемого угольного пласта однозначно определяется по кавернограмме, используя которую можно на диаграмме $\rho_к$ выделить участки пониженного сопротивления, обусловленные кавернами.

Практический интерес представляет отыскание способа выделения породных прослоев в угле и разграничения их на прослои углистого аргиллита, углисто-глинистого аргиллита и аргиллита. Рассмотрим кривые кажущегося сопротивления, полученные с последовательным и обращенным градиент-зондами в угольном пласте сложного строения, при $h < L$ (рис. 250, *а* и *б*). Из этих графиков видно, что различным пачкам угля и углистых пород соответствуют разные значения кажущегося

сопротивления. Наиболее низкие значения кажущегося сопротивления в пласте угля приурочены к аргиллиту, затем к углисто-глинистому аргиллиту и углистому аргиллиту. Следовательно, степень глубины прогиба кривой $\rho_к$ градиент-зонда качественно характеризует прослой.

Характеристика прослоев была бы более обоснованной, если бы имелась возможность определения их истинных удельных сопротивлений. Однако в настоящее время отсутствуют способы, позволяющие определять истинные удельные сопротивления каждого тонкого прослоя в отдельности. Поэтому на практике целесообразно использовать относительные величины кажущихся сопротивлений, зарегистрированные с градиент-зондом. В качестве такого параметра для угольных пластов мощностью

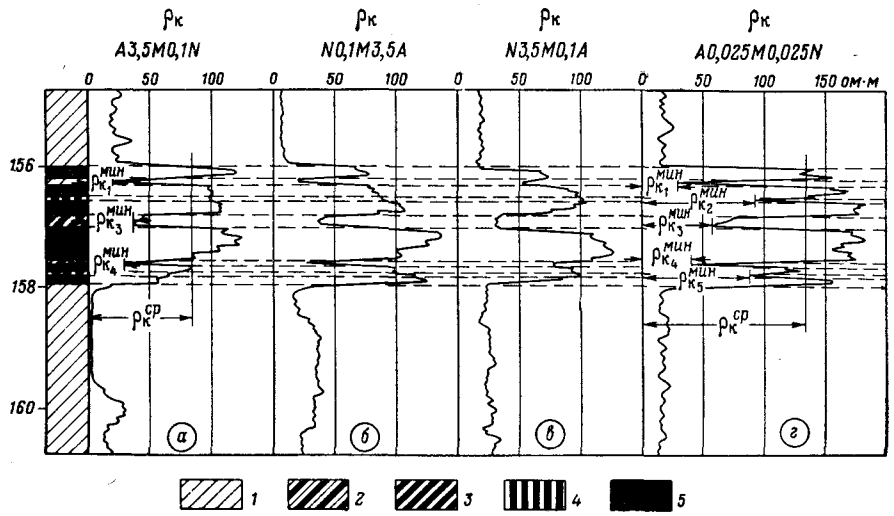


Рис. 250. Определение структуры угольного пласта по диаграммам кажущихся сопротивлений, зарегистрированных различными зондами

1 — аргиллит; *2* — углисто-глинистый аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — высокозольный уголь; *5* — уголь

$h < L$ примем отношение минимального сопротивления проводящего прослоя в пласте к среднему сопротивлению всего пласта (в процентах)

$$A_1 = \frac{\rho_к \text{ мин. прослоя}}{\rho_к \text{ сред. пласта}} \cdot 100\%.$$

Среднее кажущееся сопротивление пласта можно получить путем планиметрирования площади аномалии повышенного сопротивления в пределах пласта и отнесения полученного результата к его мощности.

В результате исследований, проведенных, в частности, в Печорском бассейне [47, 50, 52, 57, 62], было установлено, что значения параметра $A_1 = 30—55\%$ характеризуют прослои углистого аргиллита, $A_1 = 20—30\%$ определяют прослои углисто-глинистого аргиллита и, наконец, значения A_1 в пределах до 20% соответствуют прослоям аргиллита (рис. 251). Эти соотношения справедливы для аналогичных угольных пластов и в других бассейнах. Следует, однако, иметь в виду, что иногда в угольных пластах встречаются конкреционные включения и карбонатные прослои, обладающие высоким сопротивлением. Такие прослои в углях (они встречаются весьма редко) по диаграммам $\rho_к$ могут не выделяться.

Довольно значительная ширина указанных диапазонов изменения величины параметра A_1 в пределах прослоев, одинаковых по литологии, объясняется неоднородностью самих прослоев и различной их мощностью. Удельное сопротивление углистого и углисто-глинистого аргиллита в основном определяется процентным содержанием в нем углистого вещества, обладающего высоким сопротивлением. В зависимости от процентного содержания золы и характера структуры углистые породы разделяются на различные типы [205]. Среди этих типов пород выделяются указанные нами: а) углистый аргиллит с зольностью 46—65%; б) углисто-глинистый аргиллит с зольностью 66—85%; в) аргиллит с зольностью свыше 85% (см. рис. 251).

Неоднородные углистые породы легко поддаются динамическим деформациям. Поэтому иногда они представлены «мятым» сажистым углем, а пачки однородного угля или прослойки однородного углистого аргиллита в этих же условиях остаются неизменными. Такие прослойки «мятого угля» по электрической диаграмме выделяются так же, как и углистый аргиллит. Прослойки «мятого угля» и черепики на практике встречаются редко.

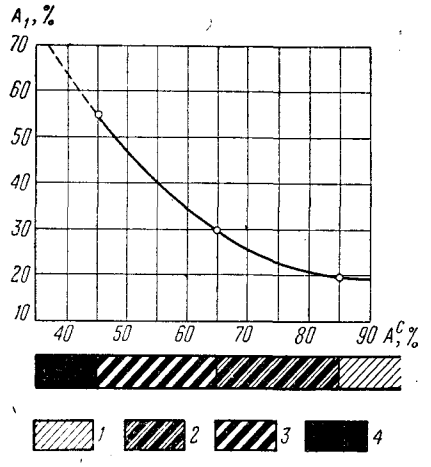


Рис. 251. Зависимость параметра A_1 от литологического состава углистых пород

1 — аргиллит; *2* — углисто-глинистый аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

Изменение диапазона параметра A_1 очевидно зависит от величины средней зольности самого пласта. Повышение средней зольности пласта приводит к некоторому выполаживанию провала кривой в прослое углистой породы за счет снижения среднего сопротивления всего пласта и, следовательно, некоторого увеличения значения A_1. Приведенные соотношения (см. рис. 251) составлены для угольных пластов средней зольности (20—30%).

Метод кажущихся сопротивлений с градиент-зондом на месторождениях с угольными пластами высокого сопротивления позволяет выявлять прослои углистых пород в этих пластах мощностью от 0,05—0,10 *м* и выше. В случае мощности породных прослоев, меньших разноса электродов MN (AB) градиент-зонда (обычно $MN = 0{,}05—0{,}10$ *м*), при всех положениях зонда в зону сопротивления между измерительными электродами, помимо тонкого проводящего породного прослоя, включается часть угольной массы высокого сопротивления, что приводит к сглаживанию прогиба кривой $\rho_к$ против этого прослоя и к увеличению диапазона изменения параметра A_1 в пределах одноименных прослоев. Поэтому более тонкие породные прослои не удается отчетливо выделить на диаграмме $\rho_к$ со стандартным градиент-зондом, например, с зондом $A3{,}5M0{,}1N$.

Для выявления более тонкой структуры пласта по диаграммам $\rho_к$ градиент-зонда необходимо применять метод корреляционных сопоставлений электрических характеристик пласта, полученных в различных точках разведываемого участка. В большинстве случаев структура пластов выдерживается по площади отдельных участков, но при этом мощность породных прослоев может изменяться. В тех точках, где она достигает 0,10 *м* и больше, прослои отбиваются на диаграммах $\rho_к$ отчетливо. Корреляционные сопоставления позволяют выделить их и в других точках пересечения пластов на данном участке, где эти прослои имеют небольшую мощность и отбиваются на диаграммах слабо. Методом корреляционных сопоставлений необходимо пользоваться при обработке диаграмм прошлых лет, до начала применения микрозондов и фокусированных зондов.

На основании зависимости, приведенной на рис. 251, составлена номограмма (рис. 252). Использование этой номограммы облегчает реше-

ние задачи. На оси ординат номограммы нанесена литологическая колонка высотой, не меньше максимально возможной величины амплитуды пики сопротивления (8 *см* на диаграмме при полуавтоматической регистрации и 14,4 *см* на диаграмме автоматической регистрации). Литологическая колонка разделяется снизу вверх на следующие породы: аргиллит в интервале от 0 до 20% высоты колонки, углисто-глинистый аргиллит — от 20 до 30% высоты колонки, углистый аргиллит — от 30 до 55% высоты колонки, уголь в интервале от 55% и выше. На оси абсцисс отложен отрезок в 1,2 ÷ 1,5 раза больше высоты литологической колонки. Конец этого отрезка соединяется лучами с границами пород на литологической колонке. Верхний луч номограммы назовем номограммной линией среднего сопротивления пласта, так как он относится именно к значению параметра $A_1 = 1$.

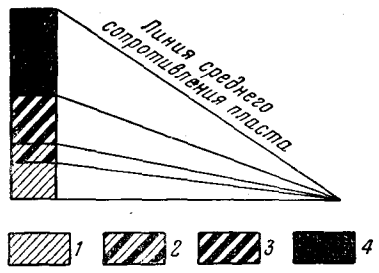


Рис. 252. Номограмма для определения литологического состава углистых пород по данным параметра A_1

1 — аргиллит; *2* — углисто-глинистый аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

Использование номограммы сводится к следующему. Вычисляется указанным выше способом среднее кажущееся сопротивление пласта и на уровне значения его проводится через пику $\rho_к$ прямая, параллельная оси абсцисс (оси глубин), с вычисленной ординатой. Назовем эту прямую линией среднего сопротивления пласта. Через точку минимума $\rho_к$ в зоне прогиба сопротивления, соответствующей породному прослою, вычерчивается прямая, параллельная оси ординат (оси сопротивления), до пересечения с линией среднего значения $\rho_к$. Точку пересечения назовем точкой учета прослоя. На кривую $\rho_к$ накладывается номограмма. Совмещая ось абсцисс номограммы с осью глубин, передвигают номограмму вдоль интерпретируемой диаграммы до совмещения номограммной линии среднего сопротивления пласта с точкой учета прослоя. В этом случае минимум сопротивления на кривой $\rho_к$, соответствующий проводящему прослою, попадает в один из секторов номограммы, определяющий литологический состав прослоя.

Необходимо подчеркнуть, что эти выводы относятся к исследованию структуры угольных пластов мощностью меньше размеров градиент-зонда. Для исследования структуры угольных пластов с мощностью $h > L$ стандартного зонда необходимо применять дополнительный градиент-зонд с размерами, превышающими мощность пласта. Для угольных пластов мощностью больше 5 *м* применение градиент-зондов с размерами, превышающими мощность пластов ($L > h$), нецелесообразно. Структуру таких пластов следует изучать с помощью потенциал-зонда, микрозонда и фокусированного зонда. При изучении структуры пласта по кривым градиент-зонда необходимо, чтобы удаленный электрод A (M) находился в однородной среде в период пересечения пласта сближенными электродами зонда.

Известно, что при наличии смежных угольных пластов отдельные пласты отмечаются слабыми локальными максимумами $\rho_к$, расположенными на фоне экранного минимума, созданного другим пластом. Структура этих пластов не может быть изучена по данным измерений $\rho_к$ одним зондом. В этом случае необходимо применять последовательный и обращенный градиент-зонды и дополнительно потенциал-зонд (см. рис. 250, *а*, *б*, *в*), а в пачке пластов произвести измерение с градиент-зондами различных размеров или применять фокусированные зонды и микрозонды.

Мощность прослоев определяется по кривой $\rho_к$ градиент-зонда как разность глубинных отметок подошвы и кровли прослоя на высоте пики, на которой определяется мощность пласта в целом. В том случае, когда

минимум $\rho_к$ не достигает этой отметки в средней ее части (по ординате), мощность прослоя принимается равной ширине данной локальной депрессии $\rho_к$, созданной углистым или породным прослоем.

Потенциал-зонд. Диаграммы потенциал-зонда могут использоваться только для качественного разграничения структуры пласта на укрупненные пачки (см. рис. 250, *в*) и в подавляющем большинстве случаев не позволяют выделить всю совокупность тонких угольных прослоев, составляющих пласт. Для потенциал-зонда не могут быть также использованы установленные для градиент-зонда соотношения между параметром A_1 и литологическим составом углистых пород. Когда мощность прослоев становится близкой к размеру потенциал-зонда, они начинают выделяться более четко, но и в этом случае обычно фиксируются повышенным значением кажущегося сопротивления.

Микрозонд. По диаграмме кажущихся сопротивлений микрозонда при отсутствии значительных каверн четко выделяются все прослои, составляющие пласт (см. рис. 250). С помощью микрозонда при условии регистрации диаграмм $\rho_к$ в крупном масштабе глубин — 1 : 20 или 1 : 10 — можно выделить прослои мощностью до 2—3 *см*. Литологическое расчленение породных прослоев на аргиллит, углистый аргиллит и углисто-глинистый аргиллит по кривым $\rho_к$ микрозонда можно производить с помощью номограммы, приведенной на рис. 252. Однако при этом надо иметь в виду, что использование данных микрозонда для изучения структуры угольных пластов возможно только при отсутствии каверн (см. главу III, § 16). Кроме того, в пластах очень высокого сопротивления (угли марки К, ОС, Т) микрозонды в некоторых случаях даже при отсутствии каверн плохо дифференцируют разрез.

Угольные пласты первой и третьей групп месторождений

Пласты бурого угля наиболее низкой степени углефикации и тощие каменные угли высокой степени углефикации обладают относительно невысоким сопротивлением по сравнению с вмещающими их породами. В этих углях возможно выявлять глинистые и сланцевые прослои, так как в большинстве случаев они имеют более низкое сопротивление, чем угли (см. рис. 57, 58, 138, 143, 254). Однако разграничение этих прослоев по литологическому составу обычно представляет значительные трудности, и для данных целей более успешно может применяться метод потенциалов вызванной поляризации.

Угольные пласты четвертой группы месторождений

В пластах антрацита и полуантрацита сланцевые и аргиллитовые прослои выделяются более высокими сопротивлениями. Для этой цели обычно используются данные измерения $\rho_к$ потенциал-зондом малых размеров (см. рис. 31, 86). При этом диаграммы $\rho_к$ необходимо регистрировать в очень крупном масштабе сопротивлений. Наиболее отчетливо структура пластов антрацита выявляется микрозондом (см. рис. 89).

б) Методы регистрации тока и фокусированных зондов

На диаграммах регистрации тока I_A и фокусированных зондов $I_ф$ прослои углистых пород в угольных пластах выделяются достаточно четко (см. главы IV и V). В угольных пластах второй группы месторождений эти прослои имеют меньшее сопротивление по сравнению с углем, и поэтому на фоне общей отрицательной аномалии (I_A или $I_ф$) в пласте они проявляются повышенными значениями силы тока (см. рис. 84, 97, 256). Наиболее детально расчленяется тонкая структура угольных пластов с помощью фокусированных зондов.

о диаграммам $I_ф$ возможно выделять в углях тонкие прослои углистых ород, начиная с мощности 2—3 *см* и выше. Для этого необходимо, чтобы ентральный электрод зонда имел малые размеры ($AO = 1—2$ *см*) и регистрация диаграмм производилась в крупном масштабе глубин — 1 : 20 и 1 : 10. При изучении тонкой структуры угольных пластов метод фокусированных зондов имеет очевидные преимущества перед методом регистрации тока (см. рис. 97, *а*, *г*). Этот метод так же, как и метод кажущихся сопротивлений, позволяет определять литологический состав породных прослоев (см. гл. XXI).

Диаграммы I_A и $I_ф$ оказывают особенно значительную помощь при исследовании сложных угольных пластов большой мощности и их пачек. Мощность породного прослоя в угольном пласте определяется по ширине локальной аномалии тока, обусловленной этим прослоем, на той высоте, на которой определяется общая мощность пласта. Если значение тока в прослое не достигает указанного уровня, то мощность прослоя определяется по ширине аномалии на высоте ее половины или, что точнее, по разности глубин точек, в которых отмечается наибольшее значение градиента тока $\frac{dI}{dH}$.

Использование скользящих контактов увеличивает расчленяющую способность метода регистрации тока при отсутствии каверн и дает возможность изучать структуру угольных пластов в сухих скважинах.

На угольных пластах первой и третьей групп месторождений диаграммы I_A, $I_{ск}$, $I_ф$ обладают меньшей расчленяющей способностью. Тем не менее прослои углистых и глинистых пород в этих пластах характеризуются, как правило, более низкими сопротивлениями и поэтому отмечаются на этих диаграммах хотя и незначительными, но все же заметными увеличениями тока.

В пластах антрацита и полуантрацита — месторождения четвертой группы — прослои сланцев и аргиллита характеризуются более высоким сопротивлением, чем включающие их пласты, и поэтому на диаграммах I_A и $I_ф$ на фоне общей положительной аномалии указанные прослои выделяются пониженным значением силы тока (см. рис. 86, 89). Детальность расчленения структур пластов антрацитов может быть повышена при использовании зондов со скользящими контактами. Мощность породных прослоев в пластах антрацита определяется по диаграммам I_A, $I_ф$ так же, как пластов высокого сопротивления (см. гл. XIX).

в) Методы потенциалов собственной и вызванной поляризации

Применение метода потенциалов собственной поляризации для разграничения структуры большинства угольных пластов первой и второй групп месторождений не является достаточно эффективным, как это было показано в главе VIII. Правда, в ряде случаев по диаграммам $U_{сп}$ удается в угольных пластах выделить прослои углистых пород (рис. 253, *а*). Мощность этих прослоев вычисляется по правилам определения мощности пород различного литологического состава (см. гл. XIX). Разграничить данные прослои по литологическому составу с помощью диаграмм $U_{сп}$ до сих пор не удавалось.

Метод потенциалов собственной поляризации обладает большой эффективностью для исследования структуры тощих каменных углей с высокой степенью их углефикации — месторождения третьей группы — и особенно антрацитов и полуантрацитов — месторождения четвертой группы (см. рис. 253, *б*). В этих углях аргиллитовые и сланцевые прослои выделяются по диаграммам $U_{сп}$ достаточно четко. По этим же диаграммам возможно литологическое

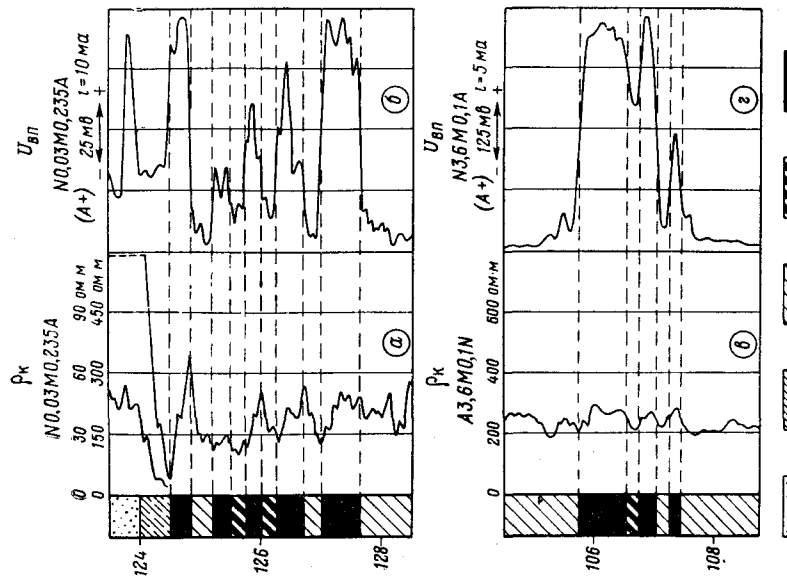


Рис. 254. Расчленение бурых (*а*, *б*) и тощих (*в*, *г*) углей по диаграммам кажущихся сопротивлений и потенциалов вызванной поляризации

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

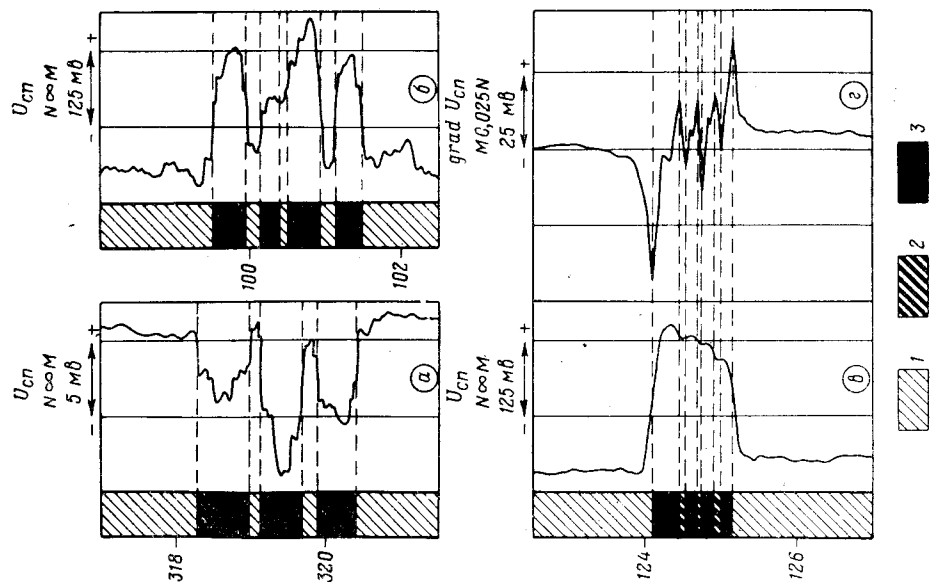


Рис. 253. Расчленение пластов (*а*, *б*) и определение мощности угля (*б*, *в* и антрацита (*б*, *г*) по диаграммам потенциалов собственной поляризации

1 — аргиллит; *2* — углистый аргиллит; *3* — каменный уголь и антрацит

расчленение данных прослоев в зависимости от их зольности (см. гл. XXI). Очень тонкие породные прослои — мощностью 0,05—0,08 *м* — на диаграммах $U_{сп}$ выделяются плохо (см. рис. 253, *в*). Однако такие прослои достаточно отчетливо могут быть прослежены на диаграммах градиента $U_{сп}$ (см. рис. 253, *г*). Мощность прослоев определяется по разности глубинных отметок верхнего контакта подстилающей угольной пачки и нижнего контакта покрывающей угольной пачки, по экстремальным точкам кривой градиента $U_{сп}$ (см. гл. XIX).

Метод потенциалов вызванной поляризации может применяться практически с одинаковым успехом на всех угольных месторождениях для изучения структуры угольных пластов (см. гл. IX). Угольные пласты выделяются на диаграммах $U_{вп}$ положительными аномалиями при положительной полярности заземления (электрода A), помещаемого в скважине (рис. 151, 157, 254). Высокозольные и породные прослои в угольных пластах отмечаются понижением амплитуды аномалии $U_{вп}$.

Практически этот метод следует применять для изучения структуры угольных пластов на месторождениях первой и третьей групп, где методы кажущихся сопротивлений и токометрии оказываются менее эффективными (см. рис. 254). На этих месторождениях после того, как в их разрезах по диаграммам радиометрии и кавернометрии выделены угольные пласты, с целью изучения последних целесообразно производить регистрацию нескольких диаграмм $U_{вп}$ при разных силах поляризующего тока, что позволяет наиболее отчетливо выявить прослои углистых пород. Даже на месторождениях второй и четвертой групп, где другие электрические методы более эффективны для изучения структуры пластов, чем метод ВП, последний все же целесообразно использовать для решения данной задачи в отдельных частных случаях, например, при наличии сильной кавернозности.

г) Методы радиометрии

На диаграммах радиоактивных методов I_γ, $I_{\gamma\gamma}$ и $I_{n\gamma}$ прослои углистых пород в угольных пластах выделяются с меньшей эффективностью,

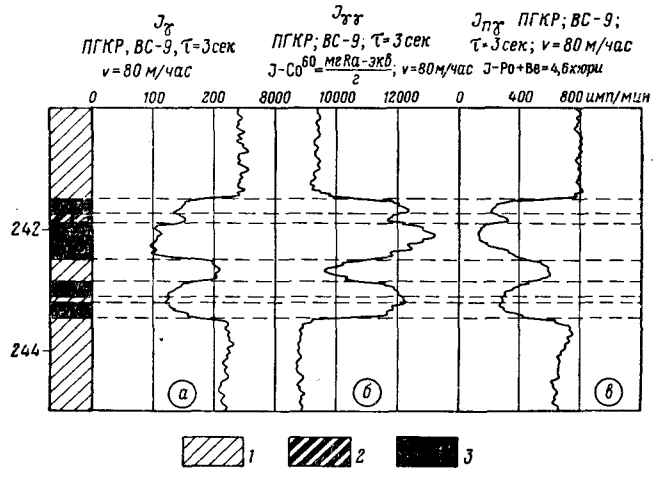


Рис. 255. Расчленение угольного пласта по диаграммам радиометрии

1 — аргиллит; *2* — углистый аргиллит; *3* — уголь

чем на диаграммах $\rho_к$, I_A и $I_ф$. Прослои углистых пород на диаграммах I_γ обычно выделяются на фоне общей отрицательной аномалии некоторым повышением интенсивности гамма-излучения (см. рис. 170, 255, *а*). Аналогично они фиксируются и на диаграммах $I_{n\gamma}$ (см. 197, 255, *в*). Эти же прослои на диаграммах $J_{\gamma\gamma}$ характеризуются на фоне общей положительной аномалии снижением интенсивности рассеянного гамма-излучения (см. рис. 170, 186, 188, 255, *б*).

Применение метода рассеянного гамма-излучения для выделения породных прослоев возможно только в тех пластах, в которых отсутствуют каверны (см. гл. XI). С помощью радиоактивной аппаратуры, используемой в настоящее время, удается в угольных пластах выявлять только те прослои углистых пород, мощность которых превышает 0,15 *м* (рис. 256).

Таким образом, из всех рассмотренных геофизических методов изучения структуры пластов каменных углей наиболее точными являются методы фокусированных зондов, скользящих контактов, регистрации тока и кажущихся сопротивлений (особенно с микрозондами). Для исследования структуры антрацитов успешно применяется метод потенциалов собственной поляризации, особенно в модификации измерения градиента $U_{сп}$. Другие геофизические методы обладают меньшей разрешающей способностью и поэтому могут применяться в качестве вспомогательных, в основном в тех случаях, когда по какой-либо причине диаграммы более эффективных методов не регистрируются или оказываются забракованными. Для исследования угольных пластов, перекрытых обсадными трубами, единственными являются радиоактивные методы. Для изучения кавернозных скважин эффективно применяется метод потенциалов вызванной поляризации. В итоге на практике обычно для исследования структуры угольных пластов приходится в той или иной степени использовать данные всех геофизических методов.

Рассмотрим пример комплексного исследования структуры угольных пластов различными геофизическими методами (см. рис. 256). Из всех диаграмм наиболее дифференцированными являются диаграммы метода фокусированных зондов (кривая *е*) и диаграмма $\rho_к$ микрозонда (кривая *г*), затем следуют диаграммы I_A (кривая *д*) и кажущихся сопротивлений градиент-зондов (кривые *а*, *б*). Наименее дифференцированной является диаграмма $I_{\gamma\gamma}$ метода рассеянного гамма-излучения (кривая *и*).

По диаграмме тока $I_ф$ в угольном пласте A выявлено пять прослоев углистых пород, в пласте B — четыре прослоя и в пласте C — один прослой. По этой же диаграмме видно, что все эти прослои, а также и угольные пачки неоднородны и каждый из них содержит более тонкие пропластки. Например, в пласте A прослои углистых пород разделяются каждый на три или на два слоя различной зольности. С такой же детальностью выявляется структура угольных пластов по диаграмме $\rho_к$ микрозонда (см. кривую *г*).

На диаграмме I_A метода регистрации тока выделяются основные породные прослои и угольные пачки, но с меньшей детальностью. При этом в тонких угольных пачках с уменьшением их мощности уменьшается амплитуда отрицательной аномалии на кривой I_A при неизменной зольности пачек. Самые тонкие пачки (при $h \leqslant 5$ *см*) обычно не выделяются.

Диаграммы $\rho_к$ обоих градиент-зондов искажены эффектами экранирования, обусловленными как соседним угольным пластом, так и смежными угольными пачками данного пласта. Например, на кривой последовательного градиент-зонда (см. кривую *а*) в пластах A и B сильно заэкранированы нижние угольные пачки влиянием вышележащих пачек, составляющих эти пласты.

На кривой $\rho_к$ обращенного градиент-зонда в пластах A и B заэкранированы нижние угольные пачки соседними нижележащими угольными пластами, вследствие чего кривая $\rho_к$ обращенного градиент-зонда подобна

кривой последовательного градиент-зонда. На заэкранированных участках кривых $\rho_к$ основные угольные пачки и породные прослои выделяются недостаточно точно, что не позволяет установить по этим кривым литологический состав породных прослоев.

Менее четко прослеживается структура пластов на кривых $\rho_к$ потенциал-зонда (кривая *в*), $U_{вп}$ (кривая *ж*) и I_γ (кривая *з*), на которых от-

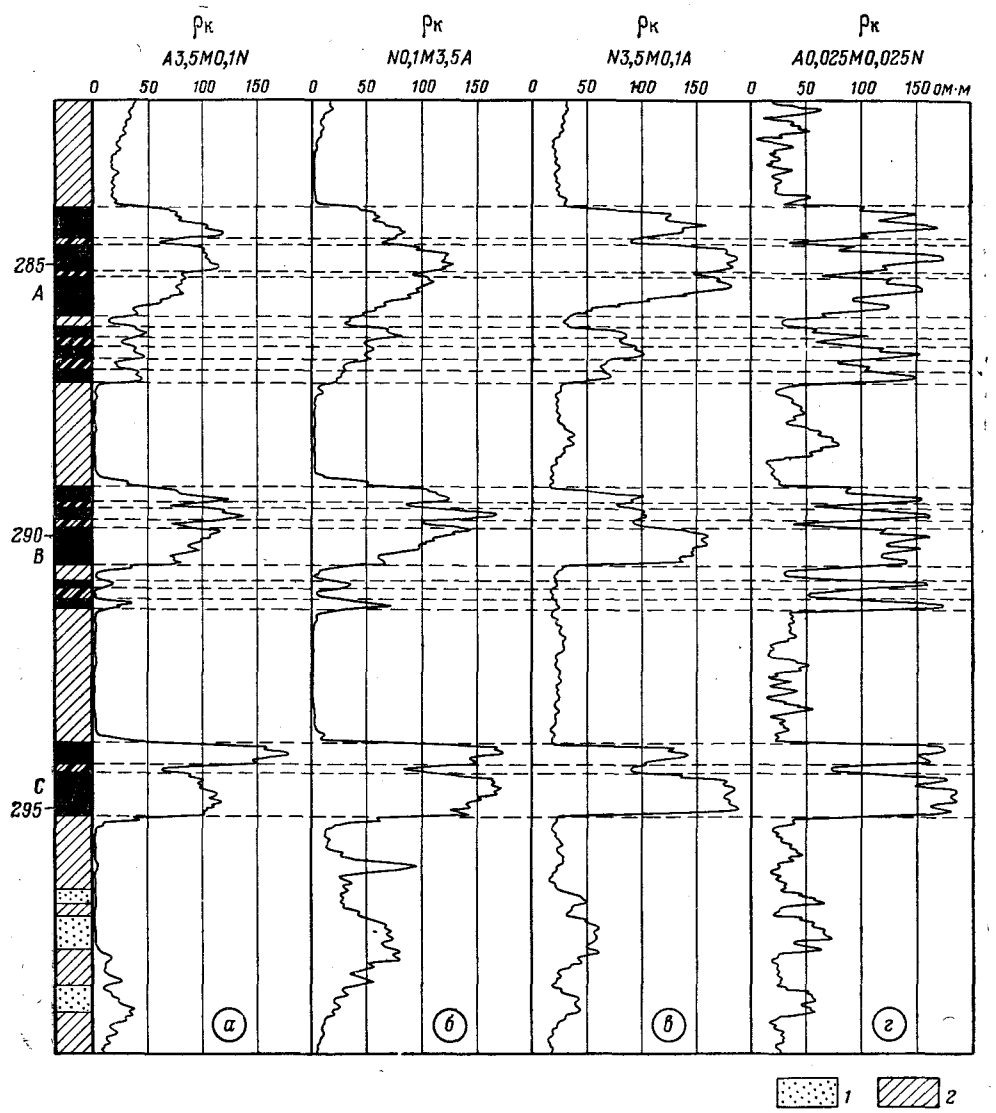


Рис. 256. Определение структуры угольных пластов по данным ис
1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — углисто-глини

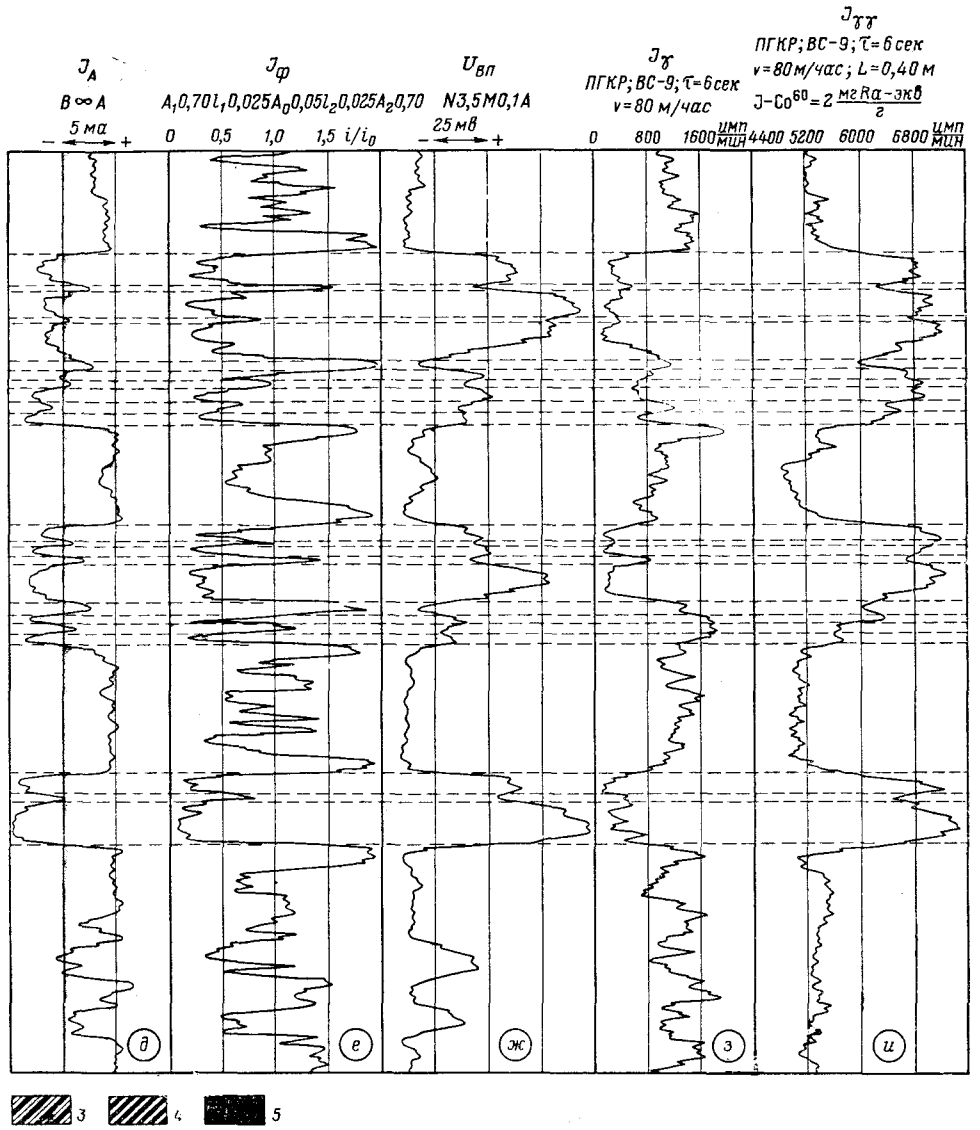
дельные тонкие прослои не расчленяются, а объединяются в более крупные пачки.

В пределах рассматриваемого участка скважины каверны отсутствуют. При наличии каверн их влияние сказывалось бы на конфигурации кривых в различной степени.

Наблюдаемые некоторые отличия в результатах различных методов по выявлению структуры пласта являются следствием разной разреша-

ющей способности этих методов, что определяет их неодинаковую геологическую эффективность в части выявления тонкой структуры угольных пластов.

Определение структуры угольных пластов по данным промысловой геофизики позволяет провести изучение изменений структуры отдельных пластов по площади разведываемых участков и выявить закономерности



следования скважины комплексом различных геофизических методов
стый аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

поведения угольных пластов на отдельных участках бассейна. Так как при бурении прослои пород в пластах угля отмечаются не всегда, то геофизические данные о структуре пласта, как правило, являются наиболее точными.

ГЛАВА XXI

ИЗУЧЕНИЕ КАЧЕСТВА УГЛЕЙ

§ 72. Основные показатели качества углей и их определение по керну

Качество углей характеризуют следующие основные показатели: влага (*W*), зола (A), выход летучих веществ (*V*), углерод (C), водород (H), кислород (O), азот (N), сера (S), фосфор (P), коксуемость, выход смолы, обогатимость и теплота сгорания [44, 108, 111, 114, 117, 118, 160, 228, 231, 248]. Определение указанных основных параметров производится по данным анализов, выполняемых на пробах — воздушно-сухих или подсушенных при температуре 50°±5° C до состояния, приближающегося к влажности воздушно-сухого угля. Результаты анализов пересчитываются на абсолютно сухое вещество, условную горючую массу и рабочее топливо.

Наиболее важным показателем качества углей является их зольность. В отличие от других параметров зольность — показатель качества всех углей без исключения, определяющий основные направления использования углей. В то же время она наиболее изменчива по разрезу месторождений и площади распространения угольных пластов. Поэтому при разведке угольных месторождений для качественной характеристики угля необходимо значительно чаще определять зольность, чем другие параметры, которые могут быть изучены на участке по более редкой сети скважин.

Изучение зольности углей по материалам керновых проб имеет существенные недостатки, связанные с неполным выходом керна и его загрязненностью шламом перебуриваемых пород. Для примера приведем вариационный график выхода керна по Воркутскому месторождению (рис. 257, *а*). По этому графику видно, что выход керна из угольных пластов изменяется от 10 до 100%, причем только по относительно наибольшему количеству пластов (25%) выход керна составляет 70%. При этом следует учесть, что данные о выходе керна часто являются преувеличенными, так как в большинстве случаев угольный керн извлекается в разрушенном состоянии и при его линейном измерении допускаются неточности.

Наиболее достоверным было бы определять выход перемятого керна по его весовому количеству. Однако практически это не делается несмотря на то, что керновые пробы часто взвешиваются в лаборатории. Это позволило бы, зная мощность и строение пласта, удельный вес его пачек и диаметр поднятого керна, вычислить погрешности в определении выхода керна при его линейном измерении. Обобщенные данные этих погрешностей по Воркутскому месторождению приводятся на вариационном графике (см. рис. 257, *б*). Из этого графика видно, что в основном искусственное завышение выхода керна при его линейном измерении составляет 50% по отношению к истинному количеству. Следовательно, данные,

изображенные на рис. 257, *а* по выходу керна, в большинстве случаев преувеличены на 50%, и поэтому чаще всего фактический выход угольного керна по Воркутскому месторождению не превышает 50%.

Поднятый из пласта керн, как правило, относится к нижней части пласта, а недостающий керн — к его верхней части, вследствие того, что момент встречи угольного пласта часто несвоевременно отмечается при бурении (см. рис. 257, *в*). Нередки случаи, когда керн совсем отсутствует и пласт при бурении полностью пропускается (см. гл. XVII и табл. 14).

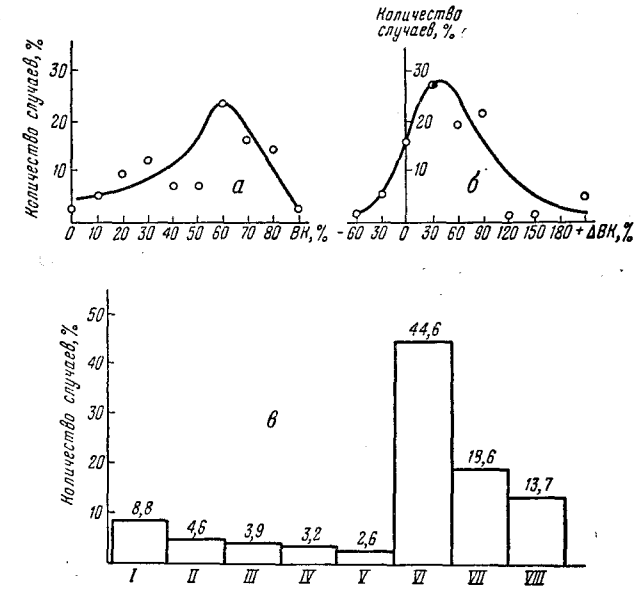


Рис. 257. Данные геологической документации буровых скважин по Воркутскому месторождению

а — вариационная кривая выхода керна (общее количество случаев $n = 66$); *б* — вариационная кривая погрешностей определения выхода керна при линейном способе его измерения (общее количество случаев $n = 56$); *в* — диаграммы распределения выхода керна по разрезам рабочих угольных пластов (общее количество случаев $n = 307$)

I — нулевой выход керна (пласт пропущен бурением); *II* — керн не привязан к определенной части пласта; *III* — керн отобран из верхней части пласта; *IV* — керн отобран из средней части пласта; *V* — керн отобран из верхней и нижней частей пласта; *VI* — керн отобран из нижней части пласта; *VII* — керн отобран из нескольких частей пласта; *VIII* — керн отобран по всему пласту

Результаты сопоставлений определения зольности угольных пластов по керну и пробам из шахтных выработок представлены на вариационных кривых (рис. 258). Из этих кривых видно, что при выходе керна в количестве 80—100% (см. рис. 258, *а*) точность определения зольности по керну практически составляет ±6%. Однако при этом во многих случаях (33%) зольность определена без погрешностей. В 14% определений погрешность доходит до ±9%. С уменьшением выхода керна до 60—80% (см. рис. 258, *б*) для большего числа измерений (40%) зольность определяется по керну с завышением на 5%. В отдельных случаях (до 10%) погрешность определения зольности достигает 10—15%.

При выходе керна в количестве 20—40% (см. рис. 258, *в*) наиболее вероятное значение погрешности достигает +8%. Увеличивается также количество измерений с погрешностью от +3 до +12% (38%) и от —3 до —12% (18%). Указанные данные о зольности относятся к пластам, из которых был получен керн. Кроме того, следует учесть, что отдельные пласты (18%) пропускаются бурением и данные об их зольности совсем отсутствуют.

На разведываемых месторождениях различных бассейнов редко удается получить керн полностью из всего угольного пласта, в котором все петрографические разности представлены полностью в естественной последовательности их залегания. В подавляющем большинстве случаев керн извлекается в измельченном и перемешанном виде, что полностью исключает возможность определения зольности каждого отдельного угольного прослоя. При этом могут быть также перемешаны с углем отдельные породные прослои (углистый и углисто-глинистый аргиллит), залегающие в кровле и подошве угольного пласта, что завышает зольность в данной точке опробования. Наоборот, в другой скважине на этом же участке при подъеме керна из того же пласта породный прослой не будет перемешан с углем. Результаты анализа данной пробы соответствуют зольности чистого угля и будут ниже зольности, определенной

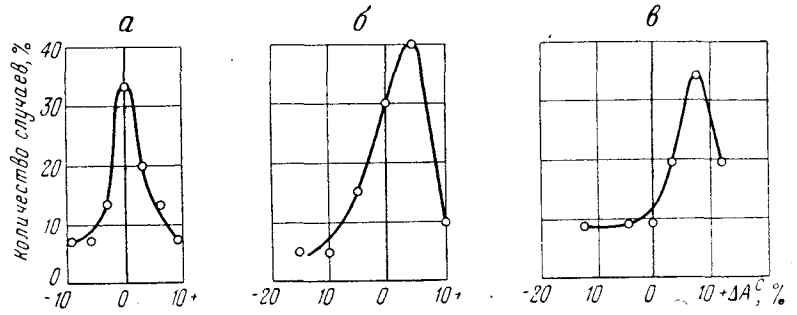


Рис. 258. Вариационные кривые расхождения значений зольности угольных пластов на Воркутском месторождении, определенных по керну и горным выработкам

а — при выходе керна 80—100 %; *б* — при выходе керна 60—80 %; *в* — при выходе керна 20—40 % (общее количество случаев $n = 66$)

в предыдущей точке опробования. Все это может привести к ложному заключению о резких изменениях зольности на разведуемом участке и неправильному определению ее средней величины.

Подобные ошибочные заключения о резких изменениях зольности и неправильном определении ее среднего значения нередко отмечались последующими горными выработками пласта. Так, например, на Хальмерюском месторождении горными выработками было установлено, что зольность отдельных угольных пластов по данным кернового опробования была завышена на 50% по отношению к их истинной зольности [58]. Наибольшие ошибки в определении зольности угля по кернам наблюдаются на сложных угольных пластах. На однородных пластах простого строения эти ошибки невелики, так как в данных случаях количество выхода керна из пласта практически не отражается на точности определения зольности.

Средняя зольность неоднородных угольных пластов простого строения по участкам детальной разведки Печорского бассейна при определении ее по керну в среднем завышается на 3%, что составляет относительную погрешность 23%. Для таких пластов абсолютные погрешности определения зольности на отдельных участках достигали +15,8% и —9,0%. Средняя зольность угольных пластов сложного строения определяется по Печорскому бассейну с погрешностью, достигающей абсолютной величины 9,2% и относительной 59% для пластов со средней зольностью от 7,6% до 30%. Большинство погрешностей направлены в сторону увеличения зольности, что объясняется потерей в керне малозольных хрупких угольных пачек, сохранением высокозольных, а также загрязненностью керна шламом бурового раствора. Абсолютные погрешности в определении зольности сложных пластов на отдельных участках достигали +40%.

Таблица 16

Сопоставление результатов определения различных параметров углей по данным керна и горных выработок для участков разведки Воркутского месторождения

Наименование параметра	Индекс пласта	По горным работам			По материалам керна			Погрешность определения, %	
		Шахтное поле	Количество определений	Среднее значение	Количество определений	Среднее значение	Пределы колебаний	абсолютная	относительная
Выход летучих V^r	$n_{14}+13+12$	25, 26, 27	248	32,4	38	31,1	22,6—34,4	—1,3	—4,0
	n_{11}	25, 26, 27	157	32,2	44	31,0	26,2—38,0	—1,2	—3,7
	n_7	17, 18, 19, 32	69	33,2	42	32,5	29,3—36,1	—0,7	—2,1
	n_6	17, 18, 26, 27	14	33,8	47	31,6	27,7—36,7	—2,2	—6,5
	n_1	17, 18, 27	64	32,5	30	31,5	25,2—36,3	—1,0	—3,1
Сера общая $S^c_{общ}$	$n_{14}+13+12$	26, 27	226	0,66	15	0,60	0,26—1,10	—0,06	—9,1
	n_{11}	26, 27	148	0,66	15	0,60	0,34—0,90	—0,06	—9,1
	n_7	17, 19, 32	68	0,70	14	0,81	0,54—1,72	+0,11	+15,7
	n_6	17, 27	9	1,05	9	0,85	0,53—1,30	—0,20	—19,0
	n_1	18, 27	46	1,35	8	1,48	0,30—2,10	+0,13	+9,6
Теплота сгорания Q^r	$n_{14}+13+12$	27	155	8345	3	8391	8270—8490	+46	+0,6
	n_{11}	26, 27	148	8400	6	8360	8127—8500	—40	—0,5
	n_7	19, 32	39	8300	3	8254	8121—8330	—46	—0,6
	n_6	27	6	8415	1	8386	8386	—29	—0,3
	n_1	18	42	8335	1	8436	8436	+101	+1,2

В редких случаях зольность пластов по керну занижалась за счет искусственного обогащения пробы путем исключения из керна породных пачек.

Другие качественные параметры угольных пластов претерпевают меньшую изменчивость по участку разведки чем зольность и поэтому в большинстве случаев удается определять их по керну без больших погрешностей. Из табл. 16 видно, что определение по кернам выхода летучих веществ, сернистости и теплоты сгорания в большинстве случаев производится с достаточной для практики точностью. Аналогичные результаты получаются и по другим качественным параметрам угля, кроме зольности. Это объясняется тем, что большая часть этих показателей изменяется по площади и разрезу угольных пластов значительно меньше чем их зольность [58].

Возможность определения зольности угольных пластов геофизическими методами имеет большое производственное значение. При бескерновом бурении грунтоносные пробы и геофизические диаграммы являются единственным материалом для определения зольности пластов и других качественных параметров угля.

§ 73. Определение зольности угольных пластов по грунтоносным пробам

Техника отбора грунтоносных проб и методика их использования для изучения зольности и других качественных показателей угля одинакова для всех угольных месторождений. Изложим ее по результатам опытов Печорского бассейна, где были проведены специальные исследования [63].

Для получения чистых угольных проб с помощью грунтоносов следует перед их отбором промыть скважину чистой водой, чтобы ее стенки были освобождены от глинистой корки. Если это сделать невозможно, то глинистая корка, попавшая в грунтоносную пробу, должна быть удалена при разборе пробы. Последнее нетрудно сделать после ее просушки, когда посторонние примеси шлама и глины становятся легко различимы по цвету.

Установлено, что чистота получаемых грунтоносных проб из угольных пластов различна на разных месторождениях. Слабометаморфизованные породы даже при бурении скважин на чистой воде образуют глинистую корку на стенках скважины, от которой не всегда удается полностью освободиться. Получаемые в подобных условиях грунтоносные пробы загрязнены и при недостаточной очистке дают резко завышенную зольность. На месторождениях высокой степени метаморфизма (с углями марки Ж и выше) при применении в качестве бурового раствора чистой воды грунтоносные пробы получаются достаточно чистые даже без специальной промывки скважины. При применении глинистых буровых растворов для получения чистых грунтоносных проб необходима тщательная промывка скважины чистой водой.

Способы отбора грунтоносных проб из пластов однородного и сложного строения и использование этих проб для определения зольности угля различны.

Угольный пласт простого однородного строения

Зольность пластов простого и относительно однородного строения легко определяется по нескольким грунтоносным пробам (рис. 259).

Средняя зольность пласта рассчитывается по формуле

$$A^c_{ср} = \frac{A^c_1 + A^c_2 + \ldots + A^c_n}{n} = \frac{\sum_1^n A^c_i}{n}, \qquad (177)$$

где $A^c_{ср}$ — средняя зольность пласта;

$A^c_1, \ldots, A^c_n$ — зольности грунтоносных проб;

n — количество проб.

Для пласта однородного строения возможен и другой способ определения его средней зольности — путем объединения отдельных проб в одну общепластовую и получения по ней средней зольности пласта, что повышает точность анализа, уменьшает количество анализов и исключает необходимость в последующем расчете среднеарифметической зольности пласта.

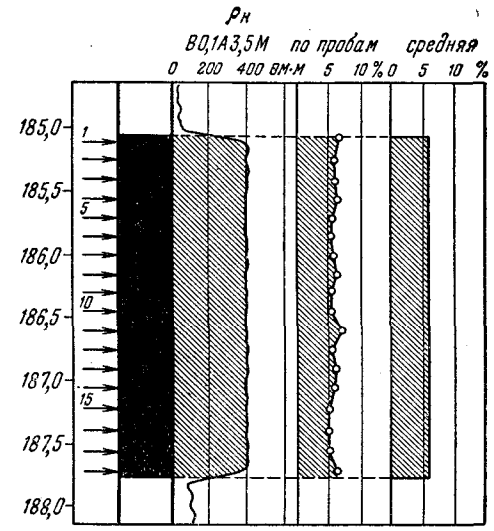


Рис. 259. Пример определения зольности угольного пласта простого строения по грунтоносным пробам

Угольные пласты неоднородного простого и сложного строения

Горизонтальное залегание пласта, каверна в скважине отсутствует. Большинство угольных пластов простого строения являются неоднородными. Для выяснения представительности грунтоносных проб и размеров погрешностей определенной по ним зольности угольных пластов необходимо произвести сопоставление данных определения зольности по грунтоносным пробам и керну. Однако керн может служить критерием верного определения зольности угольных пластов только в том случае, если он поднят по всему пласту, что является исключением для большинства марок угля. Поэтому целесообразнее производить исследование угольных пластов по данным грунтоносных проб с контролем их отбором проб в горных выработках — шахтах.

Для этого поступают следующим образом. По пластово-дифференциальной пробе, отобранной из пласта в шахте, определяется послойно истинная зольность, и далее подсчитывается средневзвешенная зольность пласта по формуле

$$A^c_{ср} = \frac{A^c_1 h_1 \delta_1 + A^c_2 h_2 \delta_2 + \ldots + A^c_n h_n \delta_n}{h_1 \delta_1 + h_2 \delta_2 + \ldots + h_n \delta_n} = \frac{\sum_1^n A^c_i h_i \delta_i}{\sum_1^n h_i \delta_i}, \qquad (178)$$

где $A^c_1, A^c_2 \ldots A^c_n$ — зольности отдельных пачек, составляющих пласт;

$h_1, h_2 \ldots h_n$ — мощности пачек;

$\delta_1, \delta_2 \ldots \delta_n$ — удельные веса пачек.

Удельные веса δ находятся по кривой зависимости удельного веса от зольности угля (см. рис. 4) или приближенно рассчитываются по формуле Фермора [108]

$$\delta = \delta_y + 0{,}01\, A^c, \qquad (179)$$

где δ_y — удельный вес чистого (безминерального) угля;

A^c — зольность в пересчете на сухое вещество.

Удельный вес чистого угольного вещества увеличивается с повышением степени его метаморфизма (см. рис. 5).

Далее из того же пласта в том же месте отбираются грунтоносные пробы через интервал $l = 2{,}5$ *см*. Для каждой из грунтоносных проб определяется зольность. Эта зольность относится к слою пласта мощностью, равной интервалу между грунтоносами (рис. 260). Границами слоя являются середины интервалов между смежными грунтоносными пробами. Разделив таким путем пласт по грунтоносным пробам на усло-

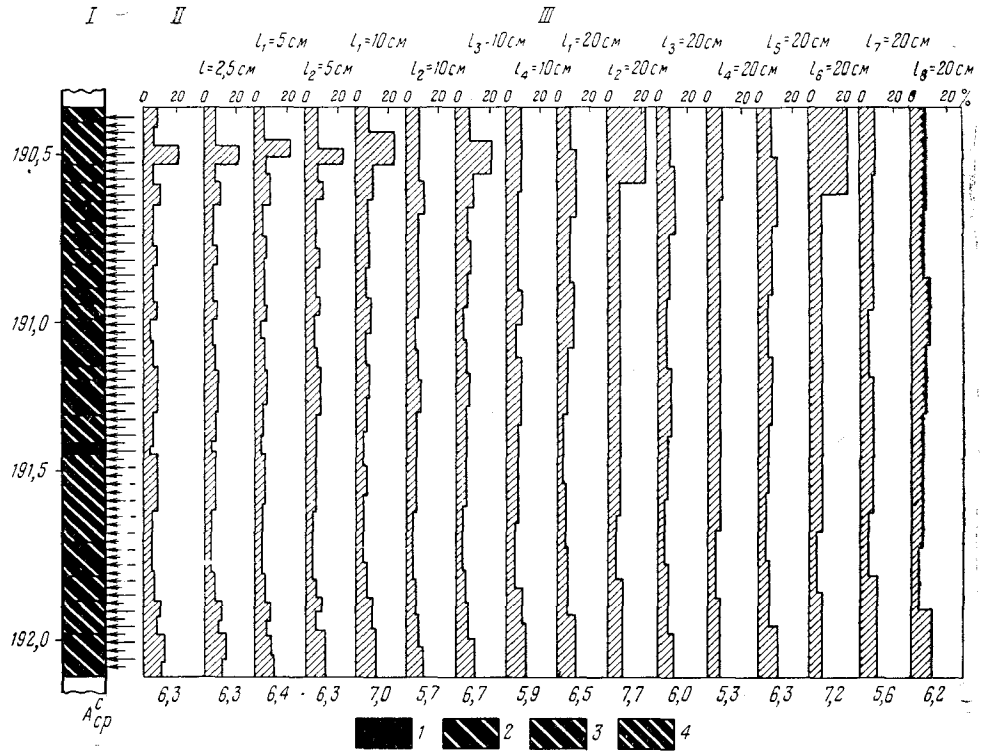


Рис. 260. Определение зольности угольного пласта по пластово-дифференциальной и условным грунтоносным пробам

I — петрографический разрез пласта; *II* — диаграмма зольности пласта по пластово-дифференциальной пробе; *III* — диаграммы зольности пласта по грунтоносным пробам при различном интервале *l* их отбора

1 — уголь однородный; *2* — блестящий полосчатый уголь; *3* — тусклоблестящий уголь; *4* — полублестящий уголь

ные слои одинаковой мощности $h_i = l$, подсчитывают средневзвешенную зольность пласта по формуле

$$A^c_{ср} = \frac{A^c_1 \delta_1 + A^c_2 \delta_2 + \ldots + A^c_n \delta_n}{\delta_1 + \delta_2 + \ldots + \delta_n} = \frac{\sum_1^n A^c_i \delta_i}{\sum_1^n \delta_i}, \qquad (180)$$

где $A^c_1, A^c_2, \ldots A^c_n$ — зольности отдельных грунтоносных проб;
$\delta_1, \delta_2 \ldots \delta_n$ — удельные веса грунтоносных проб.

Разделим по порядку грунтоносные пробы на четные и нечетные, получим две серии проб с интервалами между ними $l_1 = l_2 = 5$ *см*. Для этих серий аналогичным путем строятся диаграммы зольности по разрезу пласта. Далее аналогичным способом выделяются четыре серии грунтоносных проб с интервалами между ними $l_1 = l_2 = \ldots = l_4 = 10$ *см* и вычерчиваются соответствующие им диаграммы зольности. Затем составляется восемь серий проб с интервалами между ними $l_1 = l_2 = \ldots l_8 = 20$ *см* и диаграммы зольности. Полученные результаты

опробования грунтоносами угольных пластов в горных выработках в рассмотренном простейшем случае — горизонтальное залегание без каверн — легко перенести на условия изучения угольных пластов в буровых скважинах.

На рис. 260 представлен пример подобного изучения пласта простого строения со средней зольностью 6,3%, мощностью 1,70 *м*. По петрографическому составу в пласте выделена 21 пачка с мощностями, изменяющимися от 3 до 19 *см* и с зольностью от 3,4 до 20,7%. По грунтоносным пробам при интервале их отбора $l = 2{,}5$ *см* средняя зольность пласта

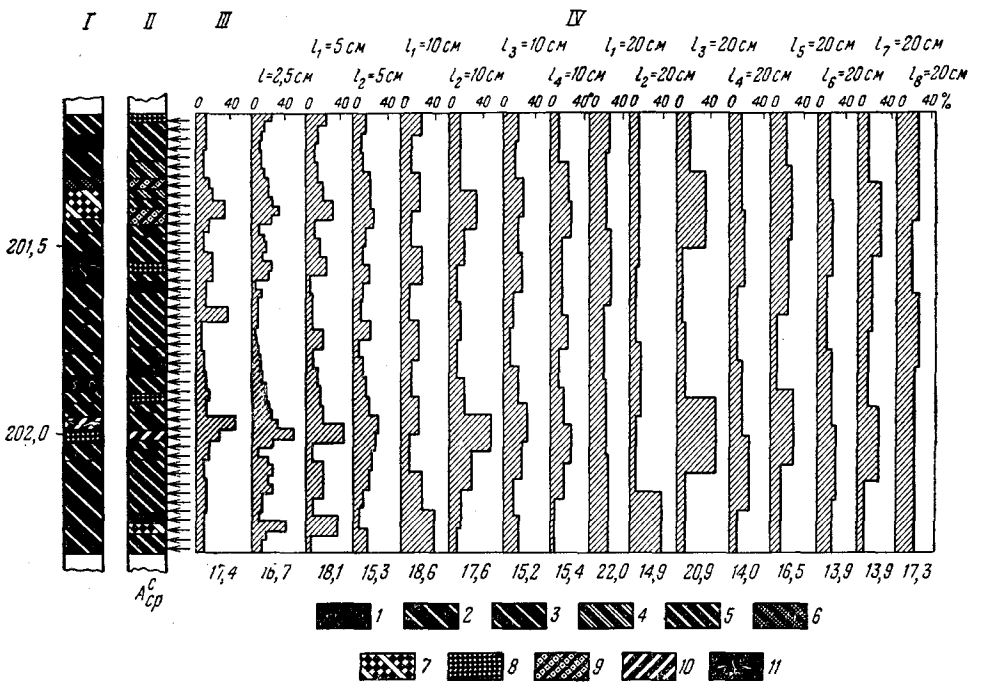


Рис. 261. Определение зольности угольного пласта по пластово-дифференциальной и грунтоносным пробам

I — петрографический разрез пласта по пластово-дифференциальной пробе; *II* — то же по грунтоносным пробам; *III* — диаграмма зольности пласта по пластово-дифференциальной пробе; *IV* — диаграмма зольности пласта по грунтоносным пробам при различном интервале *l* их отбора

1 — блестящий уголь; *2* — блестящий полосчатый уголь; *3* — тускоблестящий уголь; *4* — тусклоблестящий уголь, близкий к полосчатому; *5* — полублестящий уголь; *6* — полублестящий уголь, близкий к полуматовому; *7* — полуматовый однородный и штриховатый уголь; *8* — зольный чешуйчатый уголь; *9* — перемятый уголь; *10* — углистый аргиллит; *11* — слабоуглистый аргиллит

$A^{ср}_c = 6{,}3\%$, а при разрежении интервала отбора вдвое ($l_1 = l_2 = 5$ *см*) зольность равна 6,4 и 6,3%, т. е. практически определяется без погрешностей.

При последующем разрежении сети проб до $l_1 = l_2 = l_3 = l_4 = 10$ *см* вычисленная зольность изменяется от 5,7 до 7%, т. е. абсолютная погрешность имеет пределы (—0,6) — (+0,7)%, а относительная погрешность (—9,5) — (+11,1)%. При дальнейшем разрежении интервала отбора грунтоносных проб до $l_1 = l_2 = \ldots = l_8 = 20$ *см* абсолютные погрешности меняются от —1,0 до +2,4%, относительные — от (—15,9) до (+22,2)%.

Средняя зольность угольных пластов простого строения может определяться по редкой сети грунтоносных проб с интервалом до 20 *см*. Однако данный пример, когда редкая сеть грунтоносов может обеспечить достаточную точность определения средней зольности пласта, не является типичным. Приведем наиболее распространенный для практики пример. На рис. 261 даны две петрографических колонки, составленные по

пластово-дифференциальной пробе (*I*) и грунтоносным пробам (*II*), отобранным в одном и том же месте пласта в шахте. Пласт имеет мощность 0,97 *м* и среднюю зольность 19,1%. Он состоит из 14 петрографических различных слоев мощностью от 0,02 до 0,12 *м* и зольностью от 4,3 до 68,3%.

Средневзвешенная зольность пласта, вычисленная по грунтоносным пробам с интервалом их отбора 2,5 *см*, составляет 21,1%, что дает абсолютную погрешность +2%. При равномерном разрежении сети грунтоносов вдвое (интервал 5 *см*) абсолютная погрешность по нечетным грунтоносным пробам составляет +2,9%, а по четным — 1,6%. При дальнейшем разрежении сети грунтоносов до 10 *см* получаются резко различные

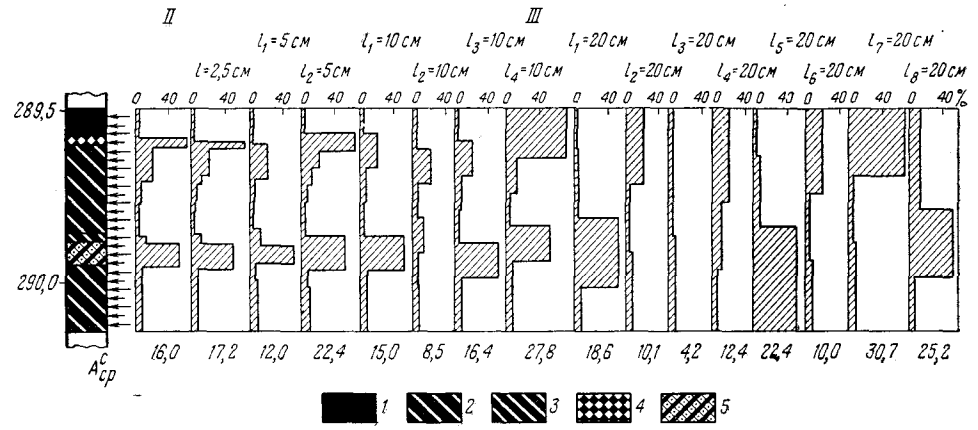


Рис. 262. Определение зольности угольного пласта по пластово-дифференциальной пробе и условным грунтоносным пробам

I — петрографический разрез пласта по пластово-дифференциальной пробе; *II* — диаграмма зольности пласта по пластово-дифференциальной пробе; *III* — диаграммы зольности пласта по грунтоносным пробам при различном интервале *l* их отбора
1 — блестящий однородный уголь; *2* — тусклоблестящий уголь; *3* — полублестящий уголь; *4* — зольный чешуйчатый уголь; *5* — перемятый уголь

значения зольности и абсолютная погрешность изменяется от +5,5 до —6,6%.

Еще большие погрешности в определении зольности будут при увеличении интервала отбора до 20 *см*. В этом случае абсолютная погрешность для различных сеток имеет пределы (+11,1) — (—10,9). Следовательно, в данном пласте для обеспечения достаточной точности определения его средней зольности грунтоносные пробы должны отбираться с интервалами, не превышающими 5 *см*. Если интервалы отбора проб более 5 *см*, структура пласта оказывается несколько искаженной — исчезают одни и увеличивается мощность других высокозольных прослоев.

Имеются примеры, когда интервал отбора грунтоносных проб даже в 5 *см* не обеспечивает достаточной точности определения средневзвешенной зольности пластов. Один из них приведен на рис. 262, где изображен разрез угольного пласта мощностью 0,65 *м* и средней зольностью 16,0%. Пласт состоит из 11 пачек различного петрографического состава, в числе которых имеются семь угольных слоев мощностью от 4 до 9,5 *см* и зольностью от 2,9 до 5,8%, два угольных прослоя мощностью 0,02 и 0,095 *м* и зольностью 11,4 и 19,6% и два прослоя углистого аргиллита мощностью 0,025 и 0,065 *м* и зольностью 65,4 и 49,6%. Кратность отклонения величины зольности отдельных пачек от среднепластовой изменяется от 0,2 до 4,1. Средневзвешенная зольность пласта, вычисленная по грунтоносным пробам с интервалом их расположения 2,5 *см*, составляет 17,2%, что дает абсолютную погрешность +1,2%.

При равномерном разрежении этой сети грунтоносных проб вдвое (до 5 *см*) получим совершенно различные результаты в зависимости от расположения грунтоносов. Так нечетные грунтоносные пробы дают

средневзвешенную зольность $A^c = 12{,}0\%$ (абсолютная погрешность — 4%, относительная — 25%), а четные грунтоносные пробы — средневзвешенную зольность пласта $A^c = 22{,}4\%$ или абсолютную погрешность +6,4% и относительную погрешность +40%. Абсолютная разница между двумя определениями зольности составляет 10,4%, относительная — 65%. Она обусловливается наличием двух тонких высокозольных прослоев мощностью 2,5 и 6,5 *см*, которые неодинаково учитываются анализами. Следовательно, в случае отбора проб через 5 *см* могут быть получены недопустимые погрешности в определении средней зольности пласта.

При дальнейшем разрежении вдвое сети грунтоносных проб, т. е. при интервале отбора $l = 10$ *см*, можно наблюдать как увеличение, так и уменьшение погрешности в определении средневзвешенной зольности пласта в зависимости от расположения грунтоносных проб при одной и той же их частоте. В случае отбора грунтоносных проб с интервалом $l = 20$ *см* минимальные абсолютные погрешности в определении средневзвешенной зольности пласта при различных вариантах расположения грунтоносов составляют —3,6 и +2,6% и соответственно относительные погрешности — —22 и +16%. Максимальные абсолютные погрешности при этой частоте отбора проб достигают —11,8 и +14,7%, соответственно относительные погрешности — (—74) и (+92)%. Таким образом, для данного пласта сложного строения только при отборе грунтоносных проб с интервалом 2,5 *см* могут быть получены удовлетворительные результаты определения средней зольности всего пласта.

Наличие случаев небольшой погрешности в определении зольности угля при редкой сети грунтоносных проб объясняется случайным совпадением значений зольности, вычисленных при отдельных сочетаниях разных вариантов расположения грунтоносных проб по разрезу пласта. Как видно из рис. 262, разрезы пласта, построенные в этих случаях по данным грунтоносных проб, не имеют ничего общего с действительным его строением. Следовательно, для определения структуры сложных угольных пластов нельзя пользоваться редкой сетью грунтоносных проб даже в том случае, когда вычисленное по ним значение средней зольности пласта близко к истинному.

Из приведенных примеров два — рис. 260 и 262 — являются крайними случаями. Большинство пластов занимают промежуточное положение (рис. 261). Аналогично рассмотренным примерам (см. рис. 260—262) были изучены фактические и условные грунтоносные пробы по 92 пластоподсечениям, на основании которых установлено, что погрешности определения зольности угольных пластов по грунтоносным пробам увеличиваются с возрастанием сложности строения пласта, и количества тонких угольных и породных пачек (мощность меньше интервала *l* отбора проб), зольность которых резко отличается от средней зольности пласта. При этом возможны следующие ошибки в определении средней зольности пластов.

1. Тонкий угольный или породный прослой имеет мощность $h < l$ и зольность $A^c > A^c_{ср}$ пласта. Если в данном случае прослой не отмечен грунтоносными пробами, то это приводит к занижению средней зольности пласта. Если же из прослоя получена грунтоносная проба и мощность его $h_г$ принята равной l, т. е. увеличена, то средняя зольность пласта будет завышена.

2. Угольный или породный прослой имеет мощность $h > l$ и зольность $A^c > A^c_{ср}$ пласта. При этих условиях из прослоя может быть отобрано n или $(n - 1)$ проб и мощность его (по грунтоносным пробам) $h_{г_1}$ будет принята равной nl или $h_{г_2} = (n - 1)\ l$. Эта мощность может быть как выше ($h_{г_1} > h$), так и ниже ($h_{г_2} < h$) истинной мощности прослоя. В зависимости от того, уменьшена или преувеличена мощность прослоя,

будет соответственно занижена или завышена средняя зольность пласта.

3. Тонкий угольный прослой мощностью $h < l$ и зольностью $A^c < A^c_{ср}$ пласта. Если в этих условиях прослой не отмечен грунтоносными пробами, то средняя зольность пласта будет завышена. Если же из прослоя получена грунтоносная проба и мощность его принята равной l, т. е. будет увеличена ($h_г > h$), зольность пласта будет занижена.

4. Угольный прослой мощностью $h > l$ и зольностью $A^c < A^c_{ср}$ пласта. В этом случае в зависимости от того, уменьшена или увеличена мощность прослоя по грунтоносным пробам, будет завышена или занижена средняя зольность пласта.

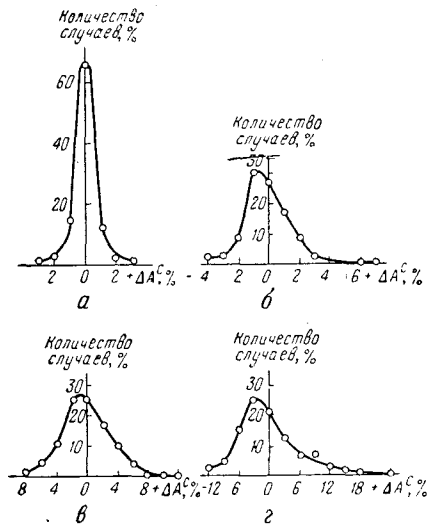


Рис. 263. Вариационные кривые абсолютной погрешности определения средневзвешенной зольности угольных пластов по грунтоносным пробам при различных интервалах их отбора в горных выработках

а — $l = 2{,}5$ *см*; *б* — $l = 5$ *см*; *в* — $l = 10$ *см*; *г* — $l = 20$ *см* (общее количество пластов $n = 92$)

При определении средней зольности сложных угольных пластов по грунтоносным пробам примем условно в качестве допустимой абсолютной погрешности величину $\pm 3\%$, равную погрешности определения по керну средней зольности углей простого строения по Воркутскому месторождению. При таком жестком критерии допустимых погрешностей средняя величина погрешности определения зольности пластов на участке разведки будет еще меньше (близка к нулю), так как произойдет взаимная компенсация ошибок разных знаков.

Обобщенные вычисления точности определения средней зольности угольных пластов по грунтоносным пробам при различных интервалах их отбора представлены на вариационных графиках (рис. 263). Эти графики показывают, что погрешности определения средней зольности угольных пластов в подавляющем большинстве случаев заключены в следующих пределах:

Интервал отбора проб l, *см*	Погрешность, %
2,5	1
5,0	2
10,0	5
20,0	8

Данные вариационные кривые охватывают все варианты грунтоносной сети, которые были образованы путем разрежения первоначальной сети отбора грунтоносных проб с минимальным интервалом между ними 2,5 *см*. В этом случае, как было показано выше, при одном и том же интервале в разных вариантах расположения проб получаются различные погрешности, и поэтому указанные кривые показывают лишь средние значения этих погрешностей по всем рассмотренным вариантам отбора проб при заданном шаге.

Если же рассматривать только те пласты, для которых при различных вариантах отбора грунтоносных проб при соответствующем шаге погрешности в определении средней зольности угольных пластов не превышают $\pm 3\%$, то число таких пластов будет следующим:

Интервал отбора проб, l, *см*	Количество пластов, %
2,5	100
5,0	90
10,0	31
20,0	14

Таким образом, для всех пластов при интервале отбора грунтоносных проб 2,5 *см* и большинства пластов (90%) при $l = 5$ *см* обеспечивается высокая точность определения их средней зольности. Интервал отбора грунтоносных проб $l = 10$ *см* в большинстве случаев (69,1%) является недостаточным, чтобы обеспечить необходимую точность определения средней зольности неоднородных угольных пластов простого и сложного строения. Даже в тех случаях (31%), когда указанная точность определения зольности по грунтоносным пробам выдерживается формально, структура пластов правильно отображается не при всех вариантах расположения проб, что имеет также существенное значение при

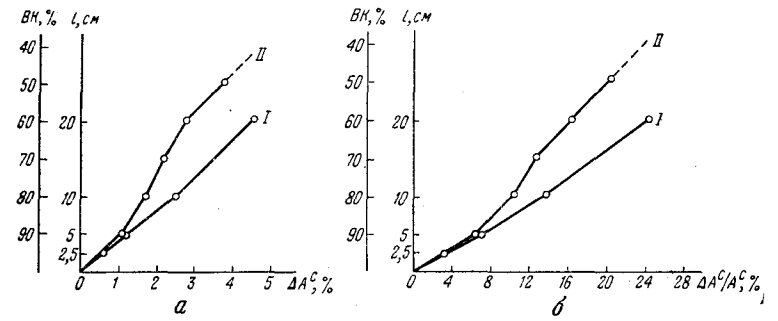


Рис. 264. Графики зависимости погрешности определения зольности угольных пластов ΔA^c от интервала отбора грунтоносных проб l и выхода керна (ВК)

а — абсолютные погрешности; *б* — относительные погрешности; *I* — погрешности ΔA^c по грунтоносным пробам; *II* — погрешности ΔA^c по керну

изучении качества углей. Искажение структуры угольных пластов выражается в пропуске тонких высокозольных прослоев и увеличении их мощности.

Имеются весьма редкие случаи (1,4%), когда средняя зольность сложных угольных пластов определяется по грунтоносным пробам, отобранным через 20 *см*, примерно с такой же точностью, как и при более частом отборе. Однако и тогда при формально небольших погрешностях в определении средней зольности угольных пластов их структура оказывается столь не соответствующей истинной, что отбор проб с интервалом 20 *см* является недопустимым во всех случаях.

Таким образом, средняя абсолютная и относительная погрешности определения средневзвешенной зольности угольных пластов зависят от интервала отбора грунтоносных проб (рис. 264, кривая *I*). Из этих графиков видно, что при увеличении интервала отбора грунтоносных проб от 2,5 до 20 *см* средняя погрешность определения зольности (без учета знака) возрастает от 0,6 до 4,6%, а относительная погрешность возрастает от 3 до 24%.

Целесообразно сопоставить размеры средних погрешностей определения зольности угольных пластов по грунтоносным пробам и условному керну. С этой целью берутся различные по мощности части пласта и подсчитывается по материалам пластово-дифференциальной пробы их зольность. Полученный результат можно рассматривать как среднюю зольность пласта при неполном выходе керна. Таким путем были подсчитаны средняя зольность и погрешности ее определения для тех 92 пластоподсечений, для которых производилось определение этих же показателей по

грунтоносным пробам (см. рис. 264, кривая *II*). Из сопоставления кривых *I* и *II* рис. 264 можно заключить следующее.

При определении средней зольности угольных пластов по грунтоносным пробам, отобранным равномерно через 2,5 *см*, средняя абсолютная погрешность составляет только 0,6%, а относительная погрешность 3,1%. Это соответствует средней точности определения зольности по условному керну при выходе его более 95%. В случае равномерного разрежения интервалов отбора грунтоносных проб до 5, 10 и 20 *см* средние абсолютные погрешности в определении зольности возрастают и достигают соответственно 1,2; 2,5 и 4,6%, относительные погрешности — 6,9; 13,3 и 24,6%. Указанные точности могут быть получены по условному керну только при обеспечении его выхода от всей мощности пласта в количестве 90, 65 и 40%.

Приведенные соотношения точности определения зольности угольных пластов по материалам грунтоносных и условных керновых проб, изученных в горных выработках, сохраняются и для буровых скважин. Если в последнем случае и возможны отклонения, то только в сторону еще меньшей представительности керна, полученного из скважины, по сравнению с тем же количеством условного керна, отождествленного с действительной частью пласта по пластово-дифференциальной пробе.

При определении зольности угля по грунтоносным пробам необходимо учитывать, что интервал отбора этих проб в 5 *см* хотя во многих случаях и является достаточным, но все же может дать грубые погрешности. Поэтому, чтобы не допустить даже редких случаев ошибок в определении зольности угля по грунтоносным пробам, следует интервал отбора грунтов ограничить величиной 2,5 *см*.

Равномерный отбор грунтоносных проб из угольных пластов в скважинах с интервалом 2,5 *см* вообще вполне возможен, но практически при современной грунтоносной технике осуществить его полностью не удается. В применяемых грунтоносах ГМК-50 расстояние между смежными бойками составляет 10 *см*. Поэтому после прострела пласта первой связкой грунтоносов необходимо вторую связку сместить на 2,5 *см* по отношению к первой. То же самое нужно сделать по отношению к третьей и четвертой связкам грунтоносов. Следовательно, для прострела грунтоносами только одной части пласта, по мощности равной длине применяемой грунтоносной связки, приходится четыре раза опускать ее в скважину и после прострела поднимать на поверхность даже в том случае, если все бойки будут сохранены и заполнены породой.

На самом деле число грунтоносных проб за редким исключением составляет около 50—70% от количества произведенных прострелов. Это объясняется тем, что часть бойков извлекается на поверхность пустыми, так как проба хрупкого угля вымывается из них буровым раствором за время подъема из скважины, другая часть бойков разбивается, а некоторые из них обрываются в скважине во время выстрела или вырывания их из пласта.

Следовательно, после четырехкратного прострела части пласта равномерный отбор проб через 2,5 *см* обычно не обеспечивается, и в отдельных местах — около 30—50% — останутся «окна» с интервалами 5 *см* и более. Так как «окна» получаются при каждом прострелe, то для их полного перекрытия потребуется повторный четырехкратный грунтоносный прострел данной части пласта, т. е. всего восьмикратный прострел. При этом из отдельных точек опробованной части пласта будут получены по две пробы и может остаться какое-то количество интервалов между соседними пробами с расстоянием 5 *см* и более.

При таком прострелe требуется весьма тщательный замер глубин отбора проб, так как вследствие сложного строения большинства угольных пластов и «одноглубинные пробы» при неточном определении глубины отбора могут оказаться из разных пачек пласта. Таким образом, даже

при многократном прострелe грунтоносами одного пласта все же не удается полностью обеспечить равномерного отбора проб через 2,5 *см*.

Наклонное залегание угольного пласта и наличие каверн в скважинах. Чаще всего приходится отбирать грунтоносные пробы из угольных пластов в условиях наклонного их залегания и наличия в скважинах каверн. При опробовании грунтоносами наклонных и особенно крутопадающих пластов, когда угол встречи скважины с пластом значительно отличается от прямого, возникают большие трудности, так как в этом случае пробы рассеиваются по разрезу пласта при отборе их в разных азимутах. Последнее имеет место при повторных спусках в скважину грунтоносных снарядов, не ориентированных в ней относительно азимута (рис. 265).

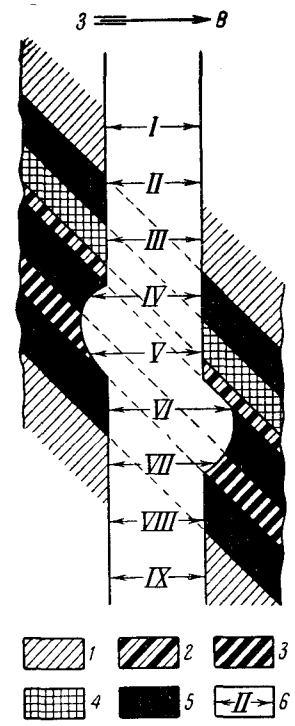


Рис. 265. Схема отбора проб грунтоносами из угольного пласта сложного строения при наличии локальных каверн

1 — аргиллит; *2* — углистоглинистый аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — перемятый уголь; *5* — уголь; *6* — порядковый номер грунтоносной пробы

Грунтоносная связка обычно движется не посередине скважины, а по одной из ее стенок. При этом грунтоносные бойки могут оказаться обращенными как к прилегающей стенке скважины, так и к удаленной ее стенке. В последнем случае при падении пласта под углом α в вертикальной скважине диаметра d_c максимальная разница в глубине ΔH одной и той же пачки пласта по противоположным стенкам скважины в плоскости падения пласта составляет

$$\Delta H = d_c \operatorname{tg} \alpha. \qquad (181)$$

Номинальный диаметр угольных скважин обычно близок к 10 *см*. Однако многочисленные материалы кавернометрии показывают, что в угольных пластах диаметр скважины обычно значительно увеличивается в процессе бурения. Отбор же грунтоносных проб с целью предотвращения возможных аварий в бурении из-за обрыва в скважине бойков и даже целых грунтоносов производится после завершения бурения скважины и проведения в ней геофизических исследований. К этому времени большинство угольных пластов, особенно в верхней части разреза глубокой скважины, имеют каверны, значительно увеличивающие фактический диаметр скважины (см. гл. XV, § 57).

В этих условиях при большом угле падения пласта величина возможного смещения проб по разрезу пласта в скважине ΔH может быть значительной и будет многократно превышать небольшой интервал отбора грунтоносных проб. Поэтому если мощности отдельных пачек пласта h_i будут меньше ΔH, то грунтоносные пробы, полученные с одной и той же глубины пласта при разных спусках грунтоносных связок, даже при условии абсолютно точного замера глубины, могут оказаться отобранными из разных пачек пласта. При неточном замере глубин во время грунтоносных прострелов их смещение по разрезу пласта будет еще больше.

В этом случае при объединении в одну пробу различных грунтоносных проб, отобранных с одной глубины, могут оказаться совершенно искаженными результаты определения зольности отдельных слоев. Это объясняется тем, что могут быть получены как истинные зольности некоторых пачек, так и ее средние значения из суммы двух смежных, но различных по зольности прослоев, неправильно отнесенных к одному из

них, что приведет к ошибкам в определении их мощности. В случае определения зольности отдельных проб последние при отборе их из пласта под разными азимутами могут при одинаковой глубине отбора смещаться по разрезу из одной пачки в другую.

Максимальные величины смещения по разрезу пласта двух одноглубинных проб, когда одна из них отобрана из стенки скважины по падению пласта, а другая — по его восстанию, могут быть определены по номограмме, изображенной на рис. 266. При отборе одноглубинных проб в плоскости простирания пласта в одном азимуте или с разницей в азимутах на 180° смещение по разрезу пласта отсутствует.

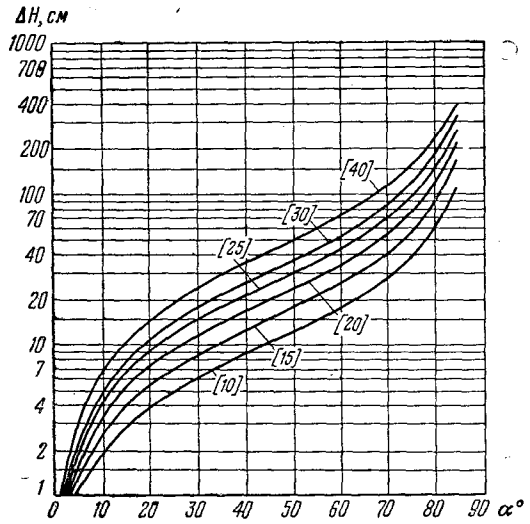


Рис. 266. Кривые зависимости максимального смещения по разрезу угольного пласта одноглубинных грунтоносных проб, отобранных в разных азимутах, от угла падения пласта и диаметра скважины
Шифр кривых — диаметр скважины [d_c], *см*

Таким образом, величина смещения грунтоносных проб по разрезу пласта вследствие их отбора в различных азимутах по отношению к направлению падения пласта будет изменяться от нуля до максимальных величин, приведенных на рис. 266. Смещение одноглубинных проб будет наблюдаться даже в том случае, когда грунтоносный снаряд при всех спусках будет двигаться по одной стенке скважины (в наклонной скважине) вследствие произвольного кручения кабеля и грунтоносного снаряда при его спуске. Кроме того, надо учесть наблюдающиеся в практике отклонения бойков от направления, заданного выстрелом, когда бойки обращены в сторону, противоположную стенке, к которой прилегает грунтонос. Это отклонение тем больше, чем больше диаметр скважины. Наличие его подтверждается случаями попадания одного бойка в другой, смежный с ним, из одного грунтоносного снаряда.

Учитывая вышеизложенное следует считать парадоксальным, когда в некоторых бассейнах геологи требуют от геофизиков подтверждения положения контактов и мощностей пластов с помощью грунтоносов (грунтоносной «вилки»). При этом положение контакта угольного пласта условно определяется посередине между двумя соседними грунтоносами, из которых в одном получена проба угля, а в другом — углистой или иной породы, или наличие разбитого бойка. При таком определении контактов и мощности пласта ошибки возникают, во-первых, из-за условного отнесения контактов к середине интервала между грунтоносами, что может не соответствовать действительности, а во-вторых, из-за возможного отбора проб около верхнего и нижнего контактов в разных азимутах. Последняя погрешность может быть достаточно большой. Так, например, при диаметре скважины или каверны $d_c = 25$ *см* и угле падения 60° погрешность может достигнуть ±43 *см*, если на одном контакте пласта пробы были отобраны из стенки со стороны падения пласта, а на другом — со стороны его восстания. Следовательно, точность определения мощности пластов по грунтоносам во много раз меньше, чем по геофизическим диаграммам.

Большинство угольных пластов представлено чередованием тонких пачек, различных по петрографическому составу и зольности. Диаметр

скважины в связи с наличием каверн изменяется от 10 до 40 *см* и более (при глубоких кавернах). В этих условиях при малом интервале отбора грунтоносных проб — 2,5 и 5 *см* — и многократном спуске грунтоносов неизбежно возникает искаженное представление об изменении зольности углей по разрезу пласта.

На рис. 267, *а* показан пример полого залегающего угольного пласта мощностью 1,70 *м*. В интервале пласта отмечена каверна диаметром 20—30 *см*. В пласте было произведено 105 залповых выстрелов, в результате чего было получено 60 проб, что дает эффективность 57%. Средний интервал отбора проб составлял 2,8 *см*. Величина максимального смещения одноглубинных проб по разрезу пласта $\Delta H \approx 5$ *см*. Даже для этого полого залегающего пласта грунтоносные пробы дают хаотически расположенные значения зольности на большей части графика и не позволяют определить структуру пласта. Большой разброс точек наблюдается и в случае, изображенном на рис. 267, *б*. Угольный пласт с видимой мощностью 2,01 *м* и небольшим увеличением диаметра скважины ($d_c = 11$—14 *см*) был опробован 114 залповыми выстрелами, в результате которых было получено 69 проб. Средний интервал отбора проб составлял 3,4 *см*. Максимальная величина смещения одноглубинных проб по разрезу пласта $\Delta H \approx 12$ *см*.

При крутом падении пласта и большом диаметре скважины разброс точек будет еще большим и, следовательно, представление о структуре угольного пласта по данным грунтоносных проб будет значительно менее достоверным. Однако при большом количестве, хотя и беспорядочно расположенных по всему разрезу пласта грунтоносных проб, средняя величина зольности во многих случаях практически соответствует истинной зольности угольного пласта.

Наличие геофизических данных и, в частности, диаграмм тока фокусированного зонда позволит внести существенные коррективы в определение средней зольности угольного пласта. По геофизическим диаграммам устанавливаются точно границы пачек, составляющих пласт. В этом случае аргиллитовые пробы, оказавшиеся в пласте вблизи его границ, должны быть исключены из пласта, и, наоборот, — угольные пробы, оказавшиеся за пределами пласта вблизи его границ, должны быть включены в пласт. Полученное затем среднее значение зольности пласта по грунтоносным пробам будет наиболее близким к его истинному значению.

Учитывая изложенное, при отборе и использовании грунтоносных проб для определения зольности угольных пластов необходимо выполнять следующие рекомендации:

а) осуществлять тщательный промер глубин отбора проб (см. гл. XIV, § 56);

б) принимать необходимые меры (зарядка грунтоносов, крепление бойков на проволочных канатиках и т. п.), обеспечивающие повышение эффективности отбора проб путем сокращения пустых и оборванных бойков;

в) производить анализ зольности по каждой грунтоносной пробе в отдельности без объединения их в сборные пробы;

г) по возможности воздерживаться от многократного перекрытия одних и тех же интервалов пластов грунтоносными снарядами при повторных спусках.

В настоящее время употребляются грунтоносные снаряды с интервалом между бойками 10 *см*, поэтому перекрытия при отборе грунтов неизбежны. В этом случае данные большого числа грунтоносных проб, отобранных из пласта через короткие интервалы (3—5 *см*), должны быть откорректированы относительно границ пласта с помощью геофизических диаграмм. Необходимо вести работы по созданию боковых грунтоносов с расстояниями между бойками 5 *см*, а если возможно и меньше.

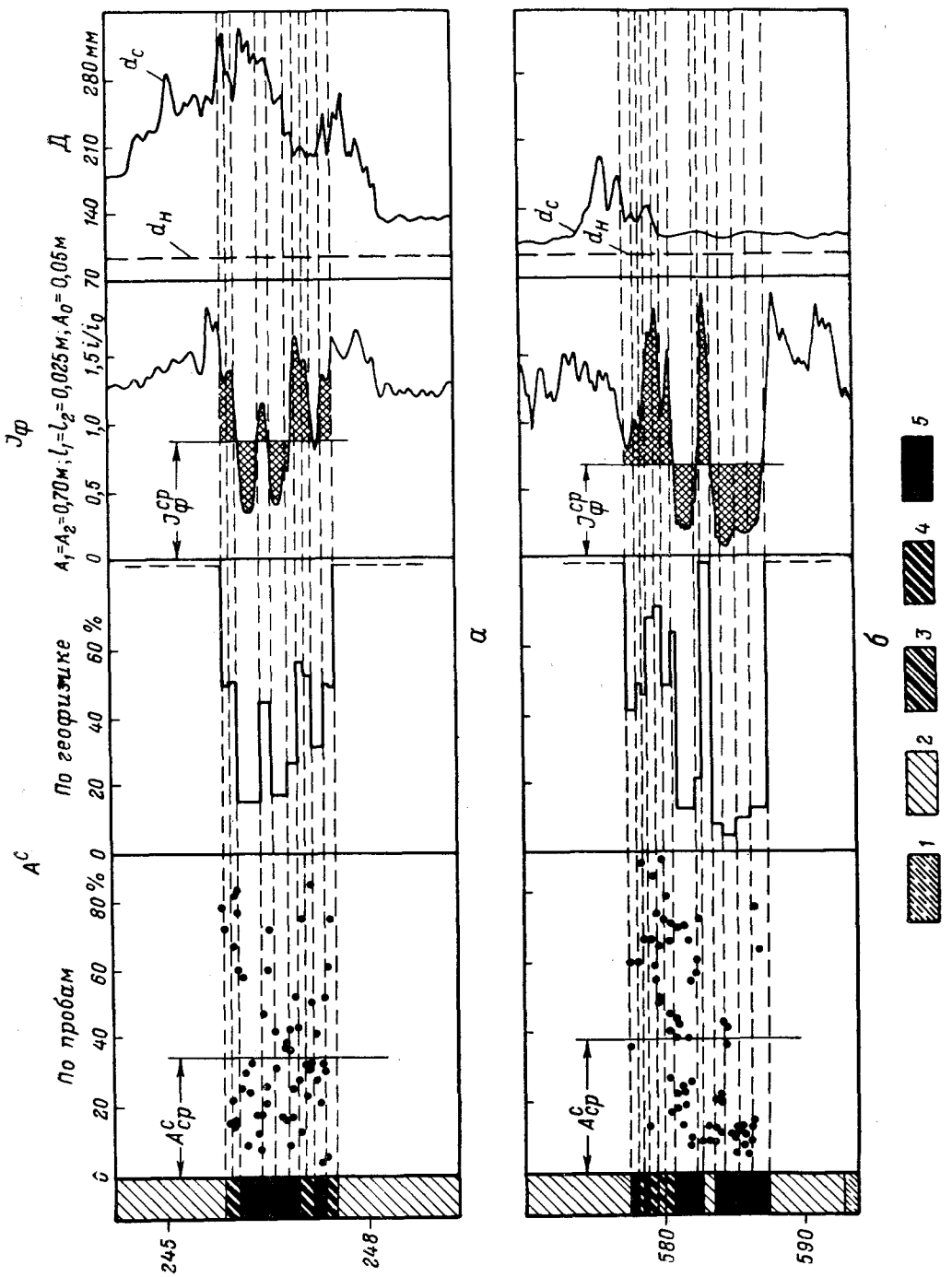


Рис. 267. Определение зольности угольных пластов по грунтоносным пробам и диаграмме точка фокусированного зонда

а — $\alpha = 9°$; *б* — $\alpha = 40°$
1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углисто-глинистый аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

Значения средней зольности пласта близки к их истинным значениям при условии, что $\Delta H = d_c \operatorname{tg} \alpha \leqslant 10$ *см*, т. е. $\alpha \leqslant 45°$ и диаметр скважины $d_c = 10$ *см*, или $\alpha \leqslant 25°$ и $d_c \leqslant 20$ *см*, либо $\alpha \leqslant 15°$ и диаметр скважины $d_c \leqslant 40$ *см*. Определение структуры пластов с выделением отдельных пачек по одним грунтоносным пробам, как указывалось выше, даже при этих условиях затруднительно. Эта задача должна решаться с помощью геофизических данных.

За пределами указанных значений угла падения пласта и диаметра скважины вычисленная средняя зольность пласта будет отличаться от истинного ее значения тем больше, чем больше диаметр скважины и угол падения пласта и чем сложнее его строение (тонкое переслаивание).

§ 74. Определение зольности углей по данным геофизики и грунтоносным пробам

Из изложенного в предыдущем параграфе следует, что оценка зольности угольных пластов по данным грунтоносных проб является весьма трудоемкой операцией, не обеспечивающей при крутом падении угольных пластов и наличии каверн в скважине необходимой степени точности. Поэтому возникла задача создания методики определения зольности угольных пластов по геофизическим данным с использованием минимального количества грунтоносных проб.

Известно, что породами, непосредственно вмещающими угольные пласты, чаще всего являются аргиллиты и глины, реже песчаники и известняки. Основной компонент золы обычно — глинистые частицы. Количественное содержание золы в прослоях изменяется от 2 до 90%. Соответственно этому изменению уголь переходит из низкозольного в зольный, высокозольный, углистый аргиллит, углисто-глинистый аргиллит и аргиллит. В углях и углистых породах содержание органического вещества может меняться от 98 до 10—5%. В зависимости от этого должна изменяться геофизическая характеристика пласта по тем параметрам, по которым органическое вещество отличается от глинистого или другого вещества, составляющего золу.

С этой точки зрения все геофизические методы, применяемые в угле-разведке для расчленения разреза и изучения структуры угольных пластов, позволяют определить зольность угля. Эффективность отдельных методов определения зольности обычно находится в прямой зависимости от разрешающей способности этих методов в определении структуры угольных пластов. Следовательно, она не будет одинаковой на угольных месторождениях различных групп.

Состав золы в свою очередь может оказывать влияние на эффективность отдельных методов. Однако, как показало сопоставление геофизических данных по различным месторождениям и бассейнам, это не имеет, за редким исключением, существенного значения. Геофизические характеристики угольных пластов определенного марочного состава в основном сохраняются в различных бассейнах (см. главы I—IV, VIII—XI и рис. 22, 32, 34, 45, 50, 57, 58, 61, 62, 81, 137, 151, 165, 180, 181 и др.). На этом основании результаты геофизических работ, проведенных в одном бассейне, могут быть распространены и на другие бассейны. Методику определения зольности угольных пластов с помощью геофизических способов изучения скважин изложим на опыте Печорского бассейна, где были выполнены широкие исследования в этой области.

С целью выяснения практической целесообразности необходимо рассмотреть возможность использования не только наиболее эффективных, но и большинства других геофизических способов исследования, так как иногда приходится изучать разрезы скважин прошлых лет, геофизические исследования которых проводились ограниченным комплексом различных методов, причем иногда недостаточно эффективным.

Метод кажущихся сопротивлений наиболее эффективен для изучения зольности угольных пластов высокого сопротивления (вторая группа месторождений), у которых удельное сопротивление органического вещества угля во много раз превышает сопротивление золы. Поэтому повышение зольности угля уменьшает его удельное сопротивление [49, 50, 52, 57, 61, 62, 63].

Проведенные исследования показали, что изменение кажущегося сопротивления по разрезу угольного пласта на диаграммах градиент-зондов с размерами, превышающими мощность пласта, определяется в основном зольностью (рис. 268). При этом, как уже упоминалось, для

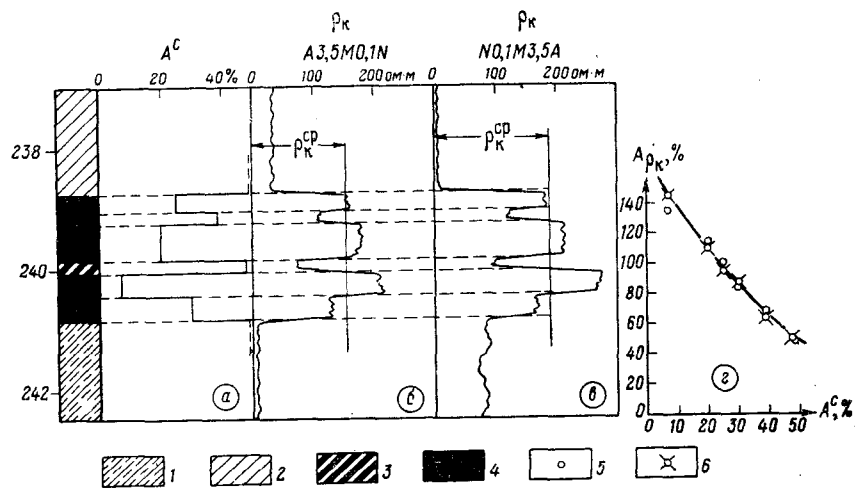


Рис. 268. Сопоставление диаграмм зольности угольного пласта и кажущихся сопротивлений

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь; *5* — значения параметра $A_{\varrho_к}$ по кривой последовательного градиент-зонда; *6* — значение параметра $A_{\varrho_к}$ по кривой $\varrho_к$ обращенного градиент-зонда

определения зольности должны быть использованы не абсолютные, а относительные значения кажущихся сопротивлений

$$A_{\varrho_к} = \frac{\varrho_к^{ср}\ пачки}{\varrho_к^{ср}\ пласта} \times 100\%. \qquad (182)$$

Рассмотрим кривые зависимости относительного сопротивления угленосных пачек от их зольности для углей марки Ж с различной средней зольностью (рис. 269). Они подтверждают четкую зависимость между величиной параметра $A_{\varrho_к}$ и зольностью отдельных пачек пласта и позволяют решать обратную задачу геофизики, а именно: при наличии хотя бы одного пропластка известной зольности определять по диаграмме $\varrho_к$ зольность всех пачек пласта и его среднюю зольность. Зольность одной пачки пласта может быть вычислена как среднее значение зольности нескольких грунтоносных проб или по частичному выходу керна, если последний привязан к определенной части пласта. Кривые $A_{\varrho_к} = f(A^c)$, приведенные на рис. 269, характеризуются следующими общими особенностями:

а) с увеличением средней зольности пласта кривая $A_{\varrho_к} = f(A^c)$ закономерно располагается выше аналогичной кривой для пласта с меньшей средней зольностью;

б) при $y = A_{\varrho_к} = 100\%$ абсцисса кривой соответствует средней зольности пласта, для которого составлена данная кривая;

в) кривые сближаются между собой в области высокозольных пачек и расходятся в области низкозольных пачек.

На первый взгляд кажется необходимым иметь семейство указанных кривых для пластов различной средней зольности. Однако анализ показывает, что на любых кривых для произвольно взятых двух точек, например A_1 (x_A, y_A) и B_1 (x_B, y_B), на кривой *1*, отношение $\frac{y_{A1}}{y_{B1}}$ практически сохраняется и для всех других аналогичных кривых *2*, *3* и т. д. (точки A_2, B_2, A_3 и B_3) при тех же значениях абсцисс, т. е.

$$\frac{y_{A_1}}{y_{B_1}} = \frac{y_{A_2}}{y_{B_2}} = \frac{y_{A_3}}{y_{B_3}}.$$

Так как для определения зольности используются только отношения амплитуд кривой $\varrho_к$, то практически для пластов с различной средней зольностью можно использовать только одну кривую зависимости $A_{\varrho_к}$ от A^c, например, кривую *1* при $A^c_{ср} = 24\%$, соответствующей средней зольности угольных пластов на месторождении.

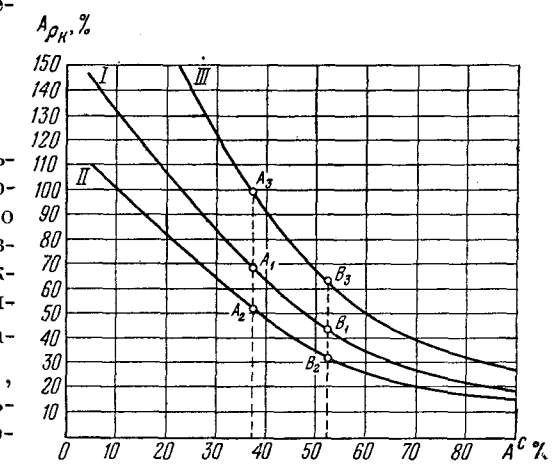


Рис. 269. Кривые зависимости относительного сопротивления $A_{\varrho_к}$ от зольности пачек угольного пласта

I — $A^c_{ср} = 24\%$; *II* — $A^c_{ср} = 11\%$; *III* — $A^c_{ср} = 38\%$

Практическое использование палетки состоит в следующем (рис. 270). На кривой кажущегося сопротивления отмечается опорная пачка с известной зольностью по грунтоносным пробам. Остальная часть кривой разбивается на зоны с одинаковыми значениями $\varrho_к$, соответствующими различным угольным пачкам, равной, но пока неизвестной зольности. По диаграмме кажущегося сопротивления определяются мощности этих пачек (h_1, h_2, ... h_n). Через ординату y, равную значению $\varrho_к$ опорной пачки с известной зольностью, проводится прямая ab, параллельная оси абсцисс (оси глубин). Назовем ее л и н и е й и з в е с т н о й з о л ь н о с т и п л а с т а.

Затем определяются ординаты (y_1, y_2 ... y_n) всех выделенных пачек и вычисляются отношения этих ординат к ординате пачки с известной зольностью y

$$\frac{y_1}{y}, \frac{y_2}{y}, \ldots, \frac{y_n}{y}.$$

На палетке отмечается точка с абсциссой A^c, равной значению зольности опорной пачки. Ордината этой точки в процентах ($A_{\varrho_к}$) умножается на вычисленные отношения $\frac{y_i}{y}$. Полученные произведения $A_{\varrho_к}\frac{y_1}{y}$, $A_{\varrho_к}\frac{y_2}{y}$, ... $A_{\varrho_к}\frac{y_n}{y}$ являются ординатами точек кривой зависимости параметра относительного сопротивления от зольности угля. Абсциссы этих точек определяют искомые значения зольности соответствующих пачек пласта, отмеченных на кривой кажущегося сопротивления ординатами y_1, y_2, ... y_n. По найденным значениям строится диаграмма изменения зольности по разрезу пласта (см. рис. 270).

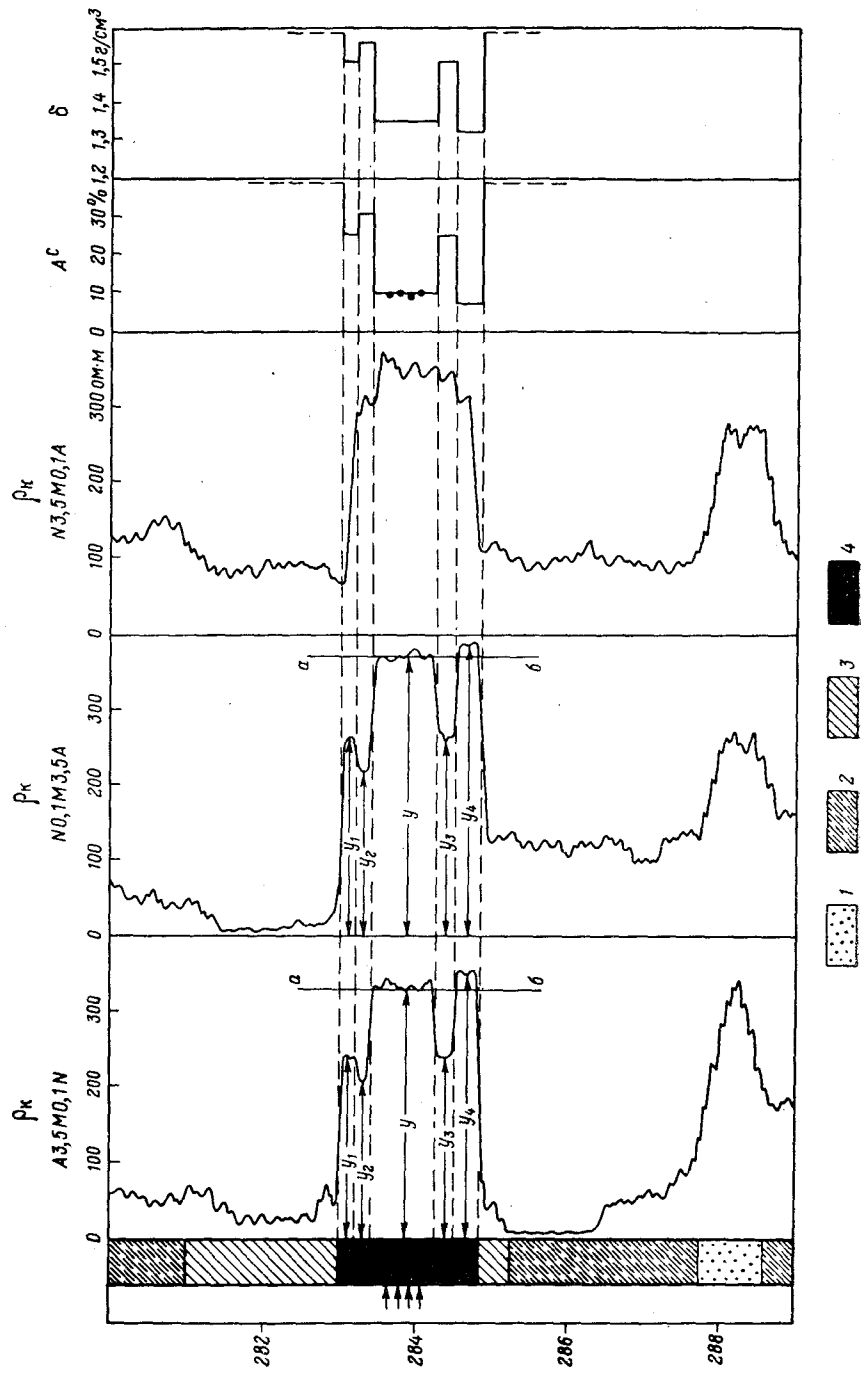


Рис. 270. Пример определения зольности угольного пласта по диаграммам кажущихся сопротивлений и грунтоносным пробам

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

Удельные веса δ_i различных пачек определяются по кривой зависимости удельного веса угля от его зольности (см. рис. 4). Зная зольность, мощности и удельные веса различных пачек, вычисляется средневзвешенная зольность пласта по формуле (178). Мощности отдельных пачек, на которые разбивается пласт для подсчета средневзвешенной зольности, должны быть не меньше разноса парных электродов MN (AB). При меньшей мощности пачек установленные соотношения между параметром $A_{\varrho_к}$ и зольностью угля не сохраняются. В качестве опорной следует брать пачку пласта мощностью $> MN$ (AB).

Использование одной палеточной кривой, а не семейства кривых, как показали исследования, может вносить некоторые погрешности в определение зольности. Так, например, если в качестве опорной пачки берется угольная, то погрешности в определении зольности всех остальных пачек пласта не выходят за пределы $\pm 1{,}5\%$. При выяснении же зольности породных прослоев погрешность возрастает и может достигать в отдельных случаях $\pm 4\%$, вследствие выполаживания палеточной кривой в области высокозольных пород.

В тех случаях, когда почему-либо требуется более точное определение зольности породных прослоев, необходимо дополнительно отобрать грунтоносную пробу из любого прослоя углистой породы и воспользоваться ее зольностью в качестве второй опорной точки для вычисления зольности всех высокозольных прослоев данного пласта. Зольность каждой отдельной пачки определяется тем точнее, чем она ближе по величине к зольности опорной пачки. Опорная пачка должна быть достаточно однородной и мощной, чтобы отбираемые грунтоносные пробы при любой ориентировке грунтоносного снаряда полностью характеризовали бы ее. Выделение этой пачки производится по геофизическим диаграммам.

Если пласт залегает под большим углом падения и состоит из пачек небольшой мощности, возникают затруднения в точной привязке грунтоносных проб к отдельным пачкам пласта (см. § 72). В этом случае необходимо по большому числу проб, отобранных по всему разрезу пласта, определить его среднюю зольность. Сопоставляя среднюю зольность со средним сопротивлением пласта, можно согласно изложенной выше методике определить зольность пачек, выделенных по диаграммам. Однако точность определения зольности в этом случае будет значительно ниже, особенно при малых значениях угла встречи пласта скважиной, чем при горизонтальном залегании пласта.

Рассмотрим влияние факторов, осложняющих применение методики определения зольности угольных пластов по диаграммам кажущихся сопротивлений. Ими являются каверны и наличие экранных эффектов.

Учет влияния каверн в скважине

При выделении по диаграммам $\varrho_к$ отдельных зон равного сопротивления, соответствующих различным пачкам пласта, надо учитывать возможность наличия каверн, которые понижают величину кажущегося сопротивления против пласта на участках их расположения [57, 63, 79, 84]. Для этого необходимо иметь кавернограммы. Зольность угольных пачек в области каверны определяется следующими способами: а) по грунтоносным пробам, б) по корреляционным сопоставлениям, в) способом кажущегося сопротивления с поправкой за диаметр каверны.

Отбор грунтоносных проб производится из всех пачек пласта вне зависимости от наличия каверн. По пробам, полученным из пачек с каверной, определяется зольность этих пачек, а по другим с помощью палетки $A_{\varrho_к} = f(A^c)$ — зольность остальных пачек пласта, не захваченных каверной. В глубоких кавернах грунтоносные пробы часто не удается отобрать. В этом случае зольность неопробованных кавернозных пачек

определяется на основании корреляционных сопоставлений разрезов изучаемого пласта в ближайших скважинах при условии выдержанности структуры этого пласта на рассматриваемой площади.

Внесение поправки за увеличение диаметра скважины в величину кажущегося сопротивления в тех случаях, когда угли имеют очень высокое сопротивление, производится по формуле [79]

$$\varrho_к = \frac{d^2_{кав}}{d^2_с} \varrho_{к\,кав}, \qquad (183)$$

где $\varrho_к$ — кажущееся сопротивление пласта при диаметре скважины $d_с$ (в случае отсутствия каверны);

$\varrho_{к\,кав}$ — кажущееся сопротивление при наличии каверны;

$d_{кав}$ — диаметр каверны.

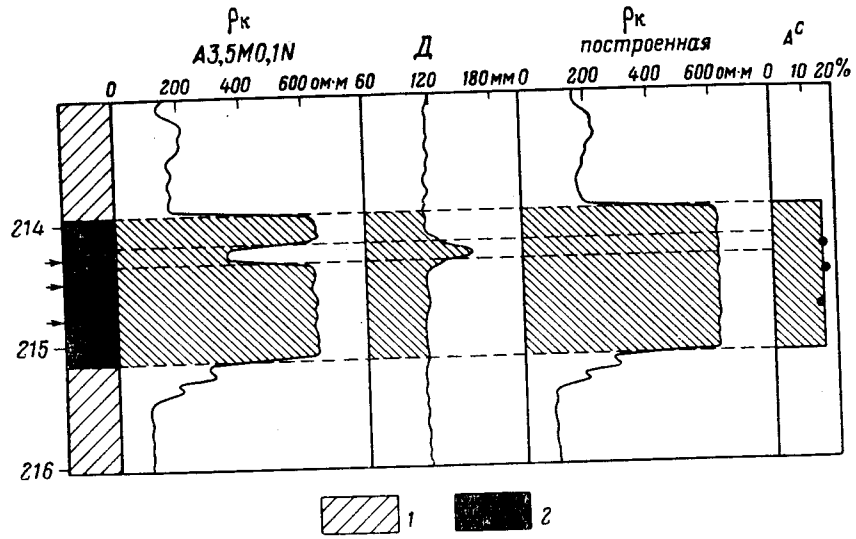


Рис. 271. Пример учета влияния каверны на диаграммы кажущихся сопротивлений при определении зольности угольного пласта

1 — аргиллит; *2* — уголь

Таким образом, при наличии каверны кажущееся сопротивление уменьшается на величину

$$\Delta\varrho_к = \varrho_к - \varrho_{к\,кав} = \left[\left(\frac{d_{кав}}{d_с}\right)^2 - 1\right]\varrho_{к\,кав}. \qquad (184)$$

Увеличивая сопротивление против пачки с каверной на $\Delta\varrho_к$, в дальнейшем определяют зольность пачки с помощью обычной палетки кривых $A_{\varrho_к} = f(A^c)$. Пример введения поправки показан на рис. 271. Укажем, что этот способ применим только в случае локальных каверн. Если же глубокая каверна распространена на всю мощность пласта, то приведенными формулами пользоваться не рекомендуется.

Учет влияния экранных эффектов

Методика определения зольности по данным кажущихся сопротивлений применима в тех случаях, когда кажущееся сопротивление в пределах пласта не зависит от изменения удельного сопротивления вблизи заземления A, и асимметрии на этом участке кривой $\varrho_к$ практически не наблюдается. Если последнее имеет место, рекомендуется производить

измерения $\varrho_к$ с двумя зондами — последовательным и обращенным, и при определении A^c пользоваться средними значениями параметра $\varrho_к$ или средней кривой, построенной по двум данным (рис. 272). Однако такой способ учета экранирования может применяться только тогда, когда одна кривая является зеркальным отражением другой. Это наблюдается при симметрии пачек, составляющих пласт, относительно его середины и одинакового электрического сопротивления пород, подстилающих и покрывающих пласт на расстоянии до $\frac{3}{2}$ AO. Для выяснения электрического сопротивления пород используется кривая потенциал-зонда.

Значительные искажения кривой кажущегося сопротивления наблюдаются при наличии двух и более смежных угольных пластов, располо-

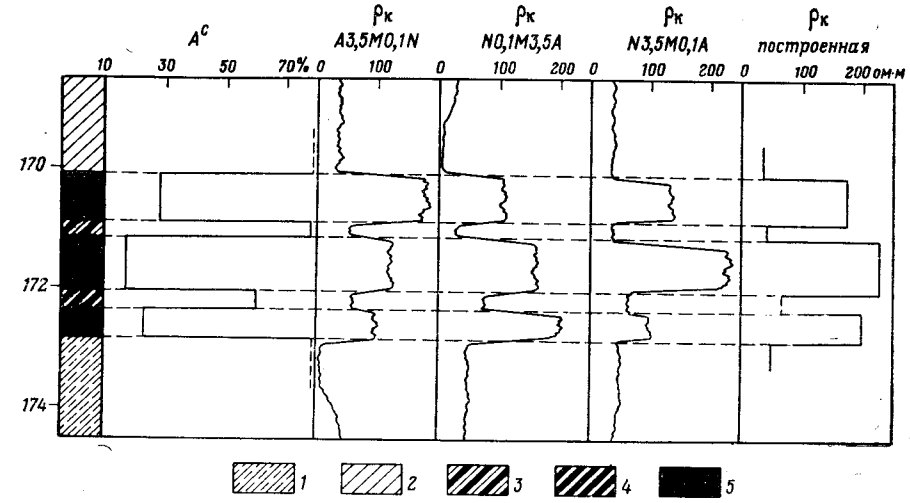


Рис. 272. Пример учета экранирования диаграмм кажущихся сопротивлений градиент-зондов при определении зольности угольного пласта

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углисто-глинистый аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

женных один от другого на расстоянии, меньшем размера градиент-зонда. Для учета подобных искажений кривых исследования также необходимо проводить указанными зондами. В ряде случаев, особенно при наличии нескольких сближенных пластов, целесообразно производить измерения с градиент-зондами нескольких размеров с тем, чтобы снять кривую $\varrho_к$, не искаженную эффектами экранирования. Кривая потенциал-зонда при этом может быть использована для корректировки кривых $\varrho_к$ градиент-зонда. Это необходимо, когда количество смежных пластов или обособленных пачек больше двух, так как в этом случае средние (внутренние) пласты или пачки заэкранированы на кривых $\varrho_к$ как последовательного, так и обращенного градиент-зондов.

В пачках, расположенных в зонах экранирования, следует широко использовать данные грунтоносных проб и, работая с палеткой, выделить опорные пачки, расположенные выше и ниже исследуемой. Когда для определения зольности берутся значения $\varrho_к$, полученные с последовательным градиент-зондом, то в случае, если эталонной по зольности является вышележащая пачка, для исследуемой будет получено завышенное значение A^c и, наоборот, заниженное значение A^c при известной зольности нижележащей пачки, принятой за эталонную.

Для кривой $\varrho_к$ обращенного градиент-зонда эти погрешности будут соответственно обратны по знаку. Ошибки в определении зольности могут быть тем меньше, чем ближе к исследуемой пачке расположена опорная

пачка. Поэтому при определении зольности заэкранированной пачки целесообразнее использовать значения известных зольностей смежных пропластков. В некоторых случаях экранирование искажает кривую $\rho_к$ только при одном градиент-зонде (например, при последовательном или обращенном). В подобном случае нельзя пользоваться обеими кривыми, и определение зольности следует производить по кривой $\rho_к$, не искаженной экранированием [63].

Если в пласте сложного строения отобрано несколько проб из различных пачек, то эти данные могут быть использованы как эталонные для определения зольности непростреляннных пачек. При этом результаты вычислений, выполненные с различными эталонами, могут быть использованы для взаимного контроля.

Влияние экранных эффектов можно учесть путем введения поправочного коэффициента

$$k = \frac{\rho_{э\,1}}{\rho_{э\,2}}, \qquad (185)$$

где $\rho_{э\,1}$ — сопротивление вмещающей среды в зоне экранного минимума вблизи подошвы верхнего по разрезу пласта при последовательном градиент-зонде (или вблизи кровли нижнего по разрезу пласта при обращенном градиент-зонде);

$\rho_{э\,2}$ — сопротивление вмещающей среды в зоне экранного минимума вблизи подошвы нижнего по разрезу пласта при последовательном градиент-зонде (или вблизи кровли верхнего по разрезу пласта при обращенном градиент-зонде).

Исправленное значение кажущегося сопротивления пласта, расположенного в зоне экранного минимума,

$$\rho_к = k\,\rho_{к\,э}, \qquad (186)$$

где $\rho_{к\,э}$ — измеренное кажущееся сопротивление пласта.

Приведенной формулой можно пользоваться при условии, что вмещающие породы однородны на рассматриваемом участке разреза [63]. При мощности пласта, превышающей размер градиент-зонда, пика $\rho_к$ приобретает асимметричную конфигурацию. В этих случаях установленные соотношения между величиной кажущегося сопротивления и зольностью по разряду пласта не сохраняются. Поэтому с увеличением мощности пласта целесообразно соответственно увеличивать и размер градиент-зонда.

Общие замечания

Опробование на практике способа определения зольности угля по параметру $A_{\rho_к}$ показывает наличие четкой зависимости между $A_{\rho_к}$ и зольностью A^c. Исключение могут составлять угольные пласты, представленные тонким переслаиванием прослоев мощностью 2—3 *см* с резко отличной зольностью. Однако такая структура встречается лишь в отдельных пачках, слагающих угольный пласт. При этом остальная (основная) часть пласта имеет либо однородное строение, либо представлена относительно мощными пропластками. В этом случае пачки тонкослоистой структуры практически не сказываются на точности определения средней зольности пласта.

Известно, что отдельные весьма тонкие прослои или линзы (мощностью 1—3 *см*) не выявляются на диаграммах $\rho_к$ стандартных зондов. Однако при прострелe некоторые пробы могут быть отобраны именно из этих тонких линз и прослоев, и их зольность будет резко отличной от остальных. Так как данные прослои не выявляются на диаграмме, то возникает противоречие между данными грунтоносных проб и диаграммами $\rho_к$. Оно может наблюдаться также при недостаточной точности

замера глубин отбора проб, за счет загрязнения пробы глинистой коркой и, наконец, небрежной работы отдельных исполнителей. Для устранения подобных противоречий в первую очередь следует опираться на данные геофизических методов, которые, взаимно контролируя друг друга, исключают возможность допущения грубых ошибок.

Контроль грунтоносных проб весьма затруднен, так как их получение и обработка проходят через много независимых звеньев, в каждом из которых могут быть допущены погрешности, а именно: в замере глубин отбора проб, ошибочной увязке отдельных проб с тонкими пачками пласта при крутом его падении, очистке проб от возможных примесей шлама, маркировке проб на скважине, при передаче их из геофизической партии в геологоразведочную и из нее в химическую лабораторию, и, наконец, при производстве анализов и записи этих данных в журналы. Если по разрезу пласта произведен сплошной (через интервалы 5 *см* и меньше) отбор грунтоносных проб, то отдельные погрешности при вычислении средней зольности пласта обычно компенсируются большим числом проб. При малом же количестве грунтоносных проб, что часто имеет место на практике, могут быть допущены грубые ошибки без критического отношения к данным анализа этих проб.

Поэтому прежде чем подсчитать зольность пласта с помощью геофизических данных и по грунтоносным пробам, необходимо проанализировать первоначально диаграммы геофизических методов, устранить замеченные неточности в их регистрации, выделить участки кривых, искаженные экранированием и кавернами, т. е. получить комплекс кривых, пригодных для сопоставления с грунтоносными пробами. При этом первоначально устанавливается качественное соответствие диаграмм и грунтоносных проб, при наличии которого только и возможно производить подсчеты зольности отдельных пачек пласта и средней зольности всего пласта в целом.

В случае редко наблюдаемого несоответствия грунтоносных проб и данных геофизики — пласты сложного строения с большими углами падения, крупные каверны, многократное экранирование — привязка грунтоносных проб должна производиться осторожно с учетом следующих положений:

1. Если две грунтоносные пробы, расположенные на расстоянии 5—10 *см*, имеют одинаковую зольность, но по диаграммам относятся к разным пачкам пласта, то одна из них должна быть перемещена в ту пачку, проба которой хорошо увязывается с данными геофизики. Так исправляются неточности, связанные с ошибками в замере глубины отбора или отбором проб под разными азимутами из пласта сложного строения и с большим углом падения.

2. В том случае, когда две грунтоносные пробы отнесены к одной пачке, но имеют резко различную зольность, в данной пачке следует оставить пробу, зольность которой находится в соответствии с геофизическими диаграммами.

3. Если из анализа диаграмм выяснится, что путем указанных незначительных перемещений грунтоносная проба не может быть приведена в соответствие с данными геофизики, то грунтоносная проба либо бракуется и исключается из учета как ошибочная, либо относится к тонкому прослою, который в случае необходимости может быть выделен специальными исследованиями с большой разрешающей способностью. Однако к последним обычно не приходится прибегать, так как наличие очень тонких прослоев иной зольности практически не влияет на результат вычисления средней зольности пласта в целом. Некоторую помощь при этом могут оказать корреляционные сопоставления с диаграммами других скважин по данному пласту. Такие сопоставления могут подтвердить наличие прослоя и, следовательно, укажут на необходимость принятия второго варианта решения. Наличие тонких прослоев известно по

материалам горных выработок. Если корреляционные сопоставления не указывают на существование тонкого прослоя в пласте, то данные отбора проб можно не учитывать.

Для получения единичных грунтоносных проб, наиболее достоверно характеризующих пласт, следует их отбирать из средних частей, которые отражаются на диаграммах наиболее спокойными участками кривых $\rho_к$.

При подготовке материалов к подсчету запасов по разведанному участку следует определенную по геофизическим данным зольность каждого пласта по всем скважинам на этом участке сопоставить между собой и выявить закономерности изменения ее на разведанной площади. Если в процессе разведки участка в какой-то точке пересечения пласта была по неизвестной причине допущена ошибка в определении зольности или структуры пласта по геофизическим материалам, то она сразу же выявится при указанных сопоставлениях. При этом необходимо также учитывать данные определения зольности по керну в тех точках пересечения пласта на участке, где был достигнут полный его выход. Случаи полного выхода керна весьма редки, но все же имеют место. Необходимо также принимать во внимание состояние керна (разрушенный или столбиком) для учета возможного его загрязнения шламом и завышения его зольности.

Приведенные замечания показывают, что от исполнителя требуются опыт и добросовестное отношение к работе. Правильное применение методики определения зольности угольных пластов по геофизическим материалам и одиночным грунтоносным пробам, как правило, обеспечивает более высокую точность, чем по данным анализа керна. Для оценки достоверности определения зольности угольных пластов по диаграммам кажущихся сопротивлений и грунтоносным пробам рекомендуется сопоставлять полученные результаты со следующими данными:

а) опробования угольных пластов в горных выработках в местах пересечения стволов скважин или вблизи от них;

б) керна (при условии полного его выхода);

в) независимого и достаточно плотного параллельного определения зольности угольных пластов по грунтоносным пробам.

Метод кажущихся сопротивлений с микрозондами

Для оценки зольности угольных пластов тонкой структуры целесообразно применять микрозонды. При этом может быть использована та же палетка зависимости параметра $A_{\rho_к}$ — относительного сопротивления — от зольности угля и вышеописанная методика (рис. 273). Микрозонды позволяют разграничивать в угольном пласте прослои разной зольности с мощностью от 0,03 *м* и выше и определять их зольность. Наряду с указанным преимуществом в исследовании тонкой структуры пластов микрозонды не лишены большого недостатка — значительного влияния каверн, о чем уже упоминалось (см. гл. III, § 16). Поэтому применение микрозондов целесообразно только на тех пластах, против которых отсутствуют каверны.

Методы фокусированных зондов и регистрации тока

Эти методы наиболее успешно могут применяться для определения зольности угольных пластов на месторождениях второй и четвертой групп [65, 68]. При сопоставлении кривой $I_ф$ с диаграммой зольности по разрезу угольного пласта (рис. 274, кривые *а*, *б*) устанавливается четкая зависимость между амплитудой изменения кривой и зольностью. Для количественного выражения этой зависимости нами был введен параметр

$A_{I_ф}$ — относительной электропроводности пласта, представляющий собой отношение в процентах среднего значения величины

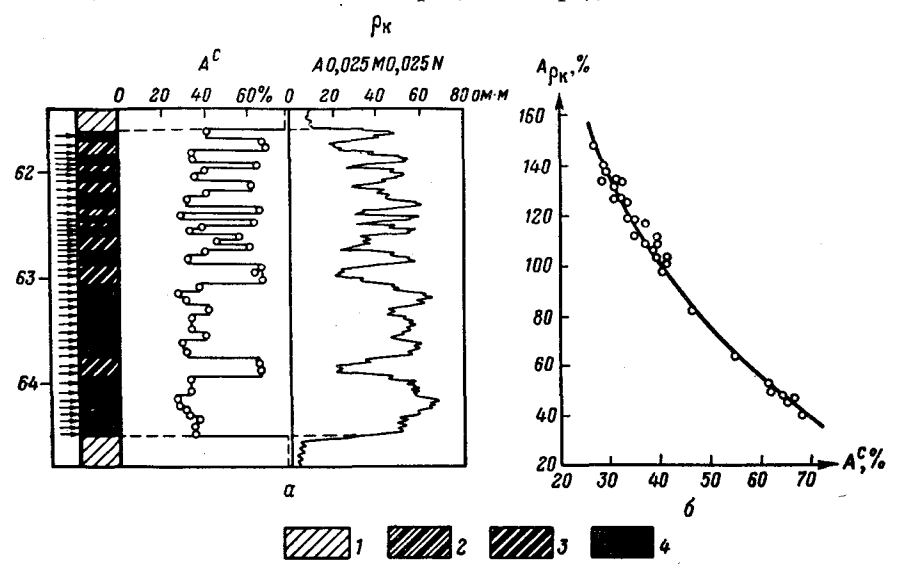


Рис. 273. Зависимость кажущихся сопротивлений (*а*) и параметра $A_{\rho_к}$ (*б*) от зольности пачек угольного пласта

1 — аргиллит; *2* — углисто-глинистый аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

i/i_0 отдельной пачки пласта к среднему значению этой величины для всего пласта:

$$A_{I_ф} = \frac{i/i_0 \text{ ср. пачки}}{i/i_0 \text{ ср. пласта}} \times 100\%, \qquad (187)$$

где i — ток центрального электрода на данном участке разреза скважины;

i_0 — то же в однородной среде.

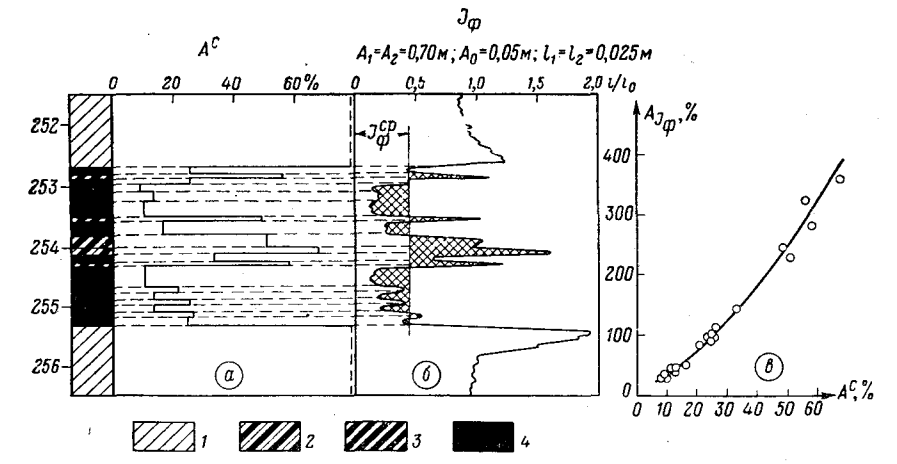


Рис. 274. Зависимость изменения тока фокусированного зонда $I_ф$ и параметра $A_{I_ф}$ от зольности пачек угольного пласта

1 — аргиллит; *2* — углисто-глинистый аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

Физический смысл параметра $A_{I_ф}$ — отношение кажущихся электропроводностей отдельных пачек пласта к средней электропроводности всего пласта.

Среднее значение кривой I_Φ для изучаемого пласта определяется величиной ординаты, на уровне которой проведенная прямая, параллельная оси абсцисс (оси глубин), разделяет кривую I_Φ на две части таким образом, что площади, ограниченные этой кривой и прямой слева и справа, равны между собой (см. рис. 274, *б*). Зависимость параметра A_{I_Φ} от зольности для данного пласта изображена на рис. 274, *в*. Обобщенные зависимости для угольных пластов различной средней зольности изображены на рис. 275.

Кривые $A_{I_\Phi} = f(A^c)$ сближаются между собой в области низкозольных пачек и расходятся в зоне высокозольных, причем отношение ординат $\frac{y_A}{y_B}$ любых двух точек A (x_A, y_A) и B (x_B, y_B), взятых на одной кривой, практически равно отношению ординат $\frac{y_{A_i}}{y_{B_i}}$ на других кривых при тех же значениях абсцисс. Таким образом, кривые $A_{I_\Phi} = f(A^c)$ обладают теми же особенностями, что и рассмотренные выше кривые зависимости $A_{\varrho_к}$ от A^c. Это позволяет использовать для пластов с различной средней зольностью одну палеточную кривую, например кривую I, и пользоваться ею для определения зольности всех пачек пласта, если известна зольность хотя бы одной из них — опорной пачки (рис. 276).

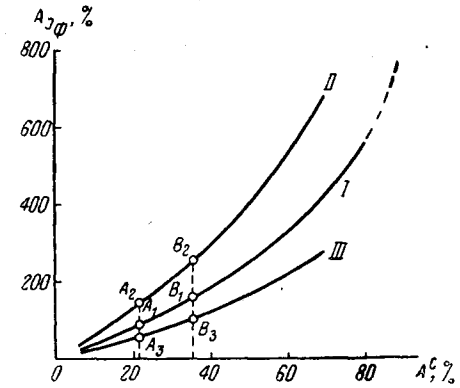


Рис. 275. Кривые зависимости относительной электропроводности A_{I_Φ} от зольности пачек угольного пласта

I — $A^c_{ср} = 24\%$; II — $A^c_{ср} = 16\%$; III — $A^c_{ср} = 36\%$

Практическое использование такой кривой совершенно аналогично использованию зависимости $A_{\varrho_к}$ от A^c [49, 63, 65, 68]. При точной регистрации диаграмм I_Φ и точной привязке грунтоносных проб к определенным пачкам пласта метод определения зольности угольных пластов по зависимости $A_{I_\Phi} = f(A^c)$ является достаточно надежным. При отсутствии такой привязки грунтоносных проб к угольным пачкам, но большом количестве этих проб, отобранных по всему разрезу пласта, имеется возможность по той же методике определить структуру пласта и зольность его пачек (см. рис. 267).

Дальнейшие исследования показали, что практически в ряде случаев можно пользоваться одной опорной угольной пачкой из какого-либо угольного пласта, чтобы выяснить зольность пачек не только данного, но и других пластов в разрезе изучаемой скважины. На рис. 276 приведены разрезы двух пластов, в каждом из которых выделено грунтоносными пробами по одной опорной пачке. Пользуясь любой из них, можно вычислить зольность всех остальных пластов в разрезе данной скважины. Это означает, что можно построить на диаграмме I_Φ шкалу зольности, применимую для всех угольных пластов в пределах одного марочного состава. Она позволяет определять зольность угольных пластов в случае отсутствия грунтоносных проб при условии строгой стандартизации регистрации диаграмм I_Φ (размер зонда, сила тока и т. п.).

Так как на практике стандартные условия регистрации диаграмм обычно не выдерживаются, во избежание грубых погрешностей в определении зольности угля рекомендуется в каждой скважине иметь опорный

пласт или опорную пачку, надежно опробованную грунтоносами или керном. Кроме того, надо иметь в виду, что использование одной опорной пачки для определения зольности различных пластов в разрезе данной скважины требует выдержанности отношения размера зонда к мощности пласта. Если это отношение резко меняется, необходимо экспериментальным путем установить поправки за мощность пласта.

Антрациты — четвертая группа месторождений — на диаграммах I_Φ выделяются положительными аномалиями. В связи с этим кривые зависимости A_{I_Φ} от A^c для антрацитов подобны кривым $A_{\varrho_к} = f(A^c)$ для углей высокого сопротивления (вторая группа месторождений).

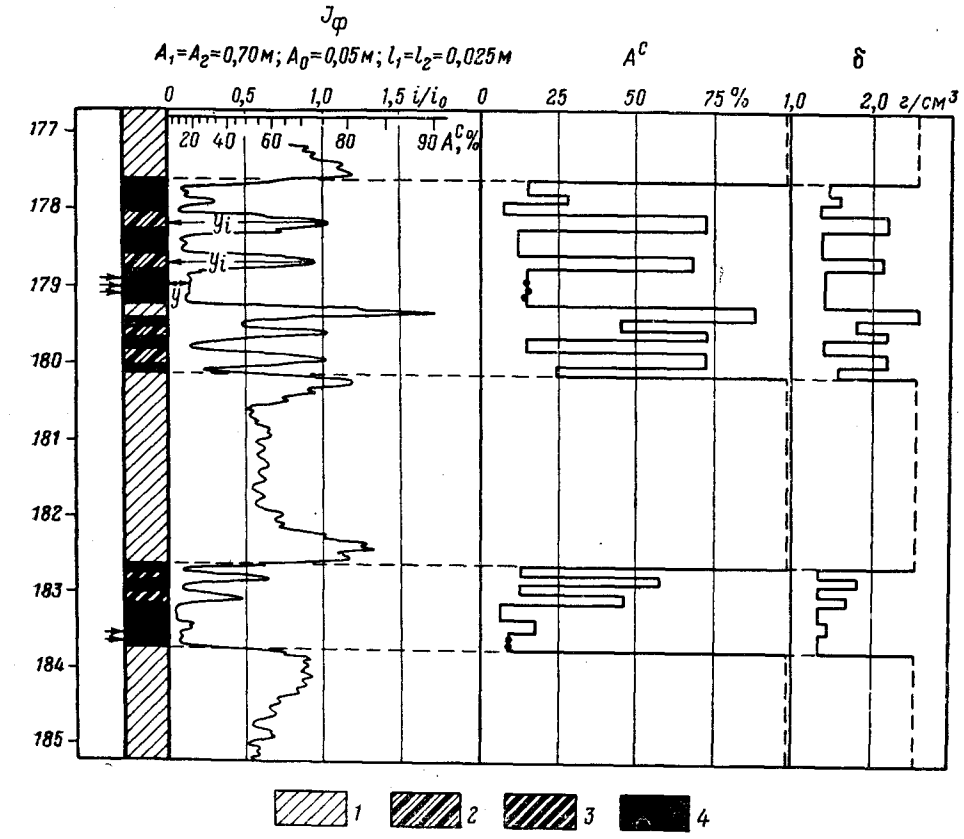


Рис. 276. Пример определения зольности угольных пластов по диаграмме I_Φ и грунтоносным пробам

1 — аргиллит; *2* — углисто-глинистый аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

В целях изучения зольности угольных пластов может быть также использован и метод регистрации тока (см. гл. XX). В этом способе количественное определение зольности производится с помощью параметра зависимости относительной электропроводности

$$A_{I_A} = \frac{I_A \text{ ср. пачки}}{I_A \text{ ср. пласта}} \times 100\% \qquad (188)$$

от зольности.

Средняя сила тока пласта $I_A^{ср}$ определяется величиной отрезка между прямой, проведенной на уровне средней электропроводности вмещающих пород, и прямой, проведенной параллельно оси глубин таким путем, что площади, ограниченные этой прямой и кривой слева и справа от нее, равны между собой (рис. 277, кривая *б*). Опытным путем устанавливается

количественная зависимость параметра A_{I_A} от зольности пласта (см. рис. 277, кривая *в*; рис. 278, кривая *I*). Эту зависимость можно использовать для практических целей определения зольности всех пачек

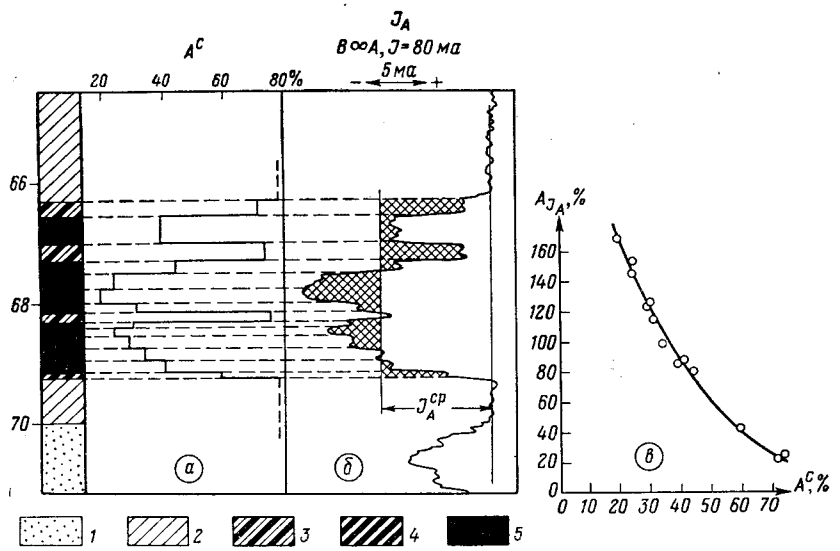


Рис. 277. Зависимость изменения тока одноэлектродного зонда I_A и параметра A_{I_A} от зольности пачек угольного пласта

1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — углисто-глинистый аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

пласта, если известна зольность хотя бы одной из них. Аналогичные кривые для угольных пластов с большей средней зольностью располагаются выше кривой *I* (например, см. рис. 278, кривая *III*), а с меньшей средней зольностью — ниже ее (кривая *II*). Характер кривых зависимостей $A_{I_A} = f(A^c)$ аналогичен $A_{\varrho_к} = f(A^c)$ и это позволяет использовать в практике одну палеточную кривую для пластов с различной средней зольностью.

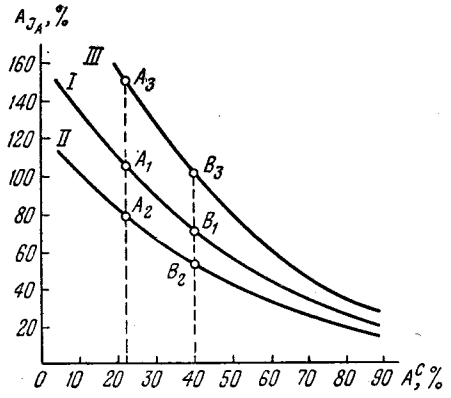


Рис. 278. Кривые зависимости параметра относительной электропроводности A_{I_A} от зольности пачек угольного пласта

I — $A^c_{ср} = 24\%$; *II* — $A^c_{ср} = 11\%$; *III* — $A^c_{ср} = 40\%$

На кривую тока I_A оказывают сильное влияние диаметр скважины и особенно наличие локальных каверн, а также величина внутреннего сопротивления цепи тока. Чем меньше это сопротивление, тем контрастнее диаграмма тока. Еще на кривую I_A влияет мощность пласта. В прослоях с мощностью меньше 20 *см* наблюдается выполаживание кривой (уменьшение амплитуды), что требует введения соответствующих поправок. Вследствие значительных сторонних влияний на кривую тока I_A, использование этой кривой для определения зольности ограничено, и метод регистрации тока следует рассматривать как вспомогательный.

Значительно меньшее влияние мощность оказывает на кривую тока метода скользящих контактов $I_{ск}$. Для определения зольности угля по диаграммам $I_{ск}$ можно использовать ту же кривую зависимости параметра A_{I_A} от A^c. Однако надо иметь в виду, что при наличии хотя бы незначительных каверн метод скользящих контактов не применим для изучения зольности угольных пластов высокого сопротивления.

Методы потенциалов вызванной и собственной поляризации

Зольность угольных пластов первой и третьей групп месторождений может быть оценена методом потенциалов вызванной поляризации, который является одним из наиболее эффективных для изучения структуры угольных пластов этих групп месторождений. Изучение зольности производится с помощью параметра $A_{U_{ВП}}$ — относительного потенциала вызванной поляризации:

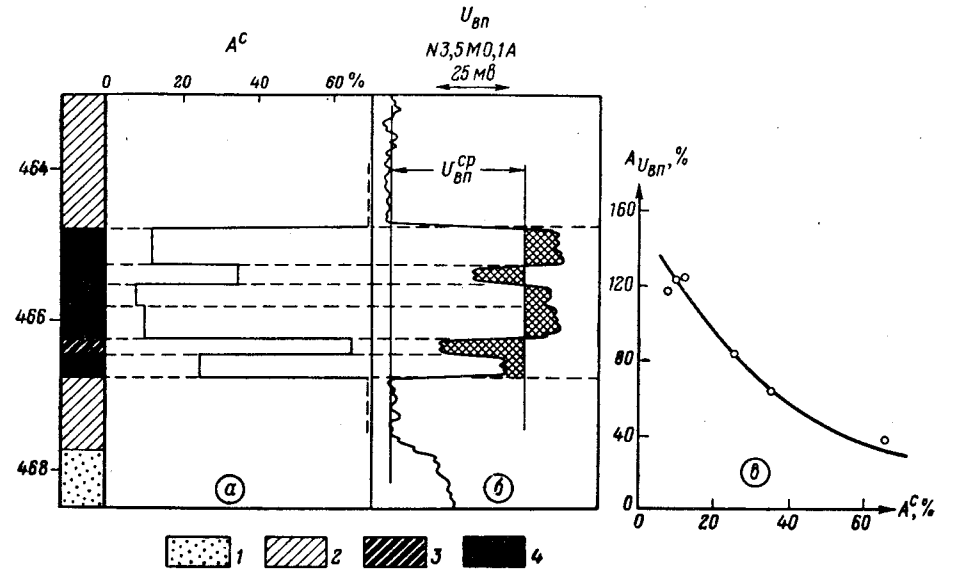


Рис. 279. Зависимость изменения потенциала вызванной поляризации $U_{ВП}$ и параметра $A_{U_{ВП}}$ от зольности пачек угольного пласта

1 — песчаник; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

$$A_{U_{ВП}} = \frac{\Delta U_{ВП\ ср.\ пачки}}{\Delta U_{ВП\ ср.\ пласта}} \times 100\%. \qquad (189)$$

Значение $\Delta U^{ср}_{ВП}$ определяется аналогично $\varrho^{ср}_к$ — путем планиметрирования площади, ограниченной кривой $\Delta U_{ВП}$ и прямой, проходящей параллельно оси глубин на уровне пород, вмещающих пласт (рис. 279, кривая *б*). Параметр $A_{U_{ВП}}$ находится в тесной зависимости от зольности угольных пачек (см. рис. 279, кривая *в*). Методика вычисления зольности пласта при известной зольности одной из его пачек аналогична вычислению A^c с помощью палетки зависимости $A_{\varrho_к}$ от A^c. При практическом применении этого метода следует учитывать, что величина амплитуды аномалии $\Delta U_{ВП}$ в тонких пропластках зависит от их мощности. Поэтому необходимо на основании сопоставления диаграмм $U_{ВП}$ с зольностью угольных пластов различных мощностей иметь палетку кривых зависимости параметра $A_{U_{ВП}}$ от зольности A^c для пластов различных мощностей.

Метод потенциалов собственной поляризации может успешно применяться для определения зольности антрацитов и полуантрацитов. Для

определения зольности по $U_{сп}$ рекомендуется использовать параметр $A_{U\,сп}$ — относительного потенциала собственной поляризации

$$A_{U\,сп} = \frac{\Delta U_{сп}\,ср.\ пачки}{\Delta U_{сп}\,ср.\ пласта} \times 100\%. \qquad (190)$$

Среднее значение $\Delta U_{сп}^{ср}$ определяется так же, как и средняя величина $\Delta U_{вп}^{ср}$ (рис. 280, кривая *б*). Зависимость параметра $A_{U\,сп}$ от зольности

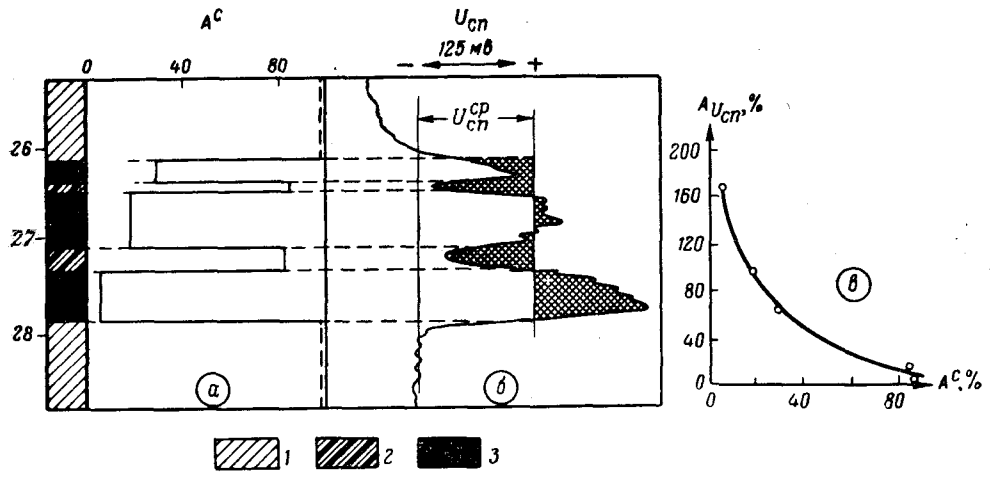


Рис. 280. Зависимость изменения потенциала собственной поляризации $U_{сп}$ и параметра $A_{U\,сп}$ от зольности пачек угольного пласта

1 — аргиллит; *2* — углисто-глинистый аргиллит; *3* — уголь

углей (см. рис. 280, кривая *в*) определяется опытным путем. Так же находятся поправки за мощность пачек. Вычисление зольности углей производится по палетке зависимостей $A_{U\,сп}$ от A^c тем же способом, что и по палеткам $A_{\varrho\,к} = f(A^c)$ и $A_{U\,вп} = f(A^c)$.

Радиоактивные методы

Определение зольности угольных пластов всех групп месторождений методами естественного и рассеянного гамма-излучений может быть выполнено с помощью параметров $A_{I\,\gamma}$ и $A_{I\,\gamma\gamma}$ — относительной интенсивности естественного и рассеянного гамма-излучений

$$A_{I\,\gamma} = \frac{I_\gamma\,ср.\ пачки}{I_\gamma\,ср.\ пласта} \times 100\%; \qquad (191)$$

$$A_{I\,\gamma\gamma} = \frac{I_{\gamma\gamma}\,ср.\ пачки}{I_{\gamma\gamma}\,ср.\ пласта} \times 100\%. \qquad (192)$$

Определение среднего значения $I_\gamma^{ср}$ производится так же, как и в способе определения зольности по данным метода фокусированных зондов, а определение среднего значения $I_{\gamma\gamma}^{ср}$ производится аналогично определению $\Delta U_{вп}^{ср}$ в методе потенциалов вызванной поляризации. Зависимости $A_{I\,\gamma} = f(A^c)$ и $A_{I\,\gamma\gamma} = f(A^c)$ определяются экспериментально (рис. 281 и 282). Следует учитывать, что естественная радиоактивность угольных пластов изменяется в широких пределах, и угольные пласты, которые

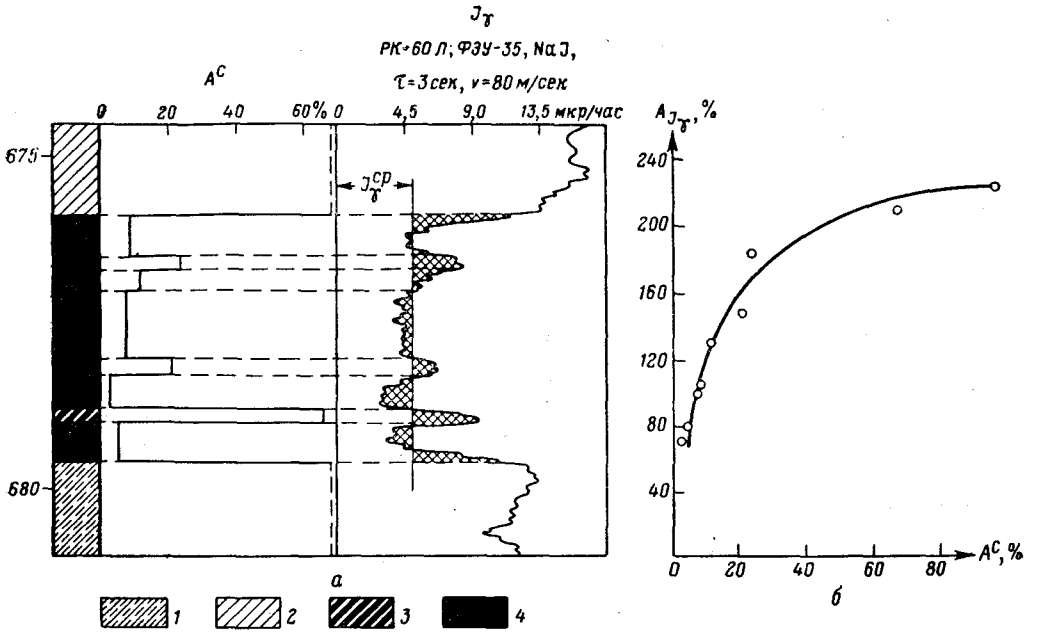


Рис. 281. Зависимость изменения естественного гамма-излучения I_γ и параметра $A_{I\,\gamma}$ от зольности пачек угольного пласта

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углистый аргиллит; *4* — уголь

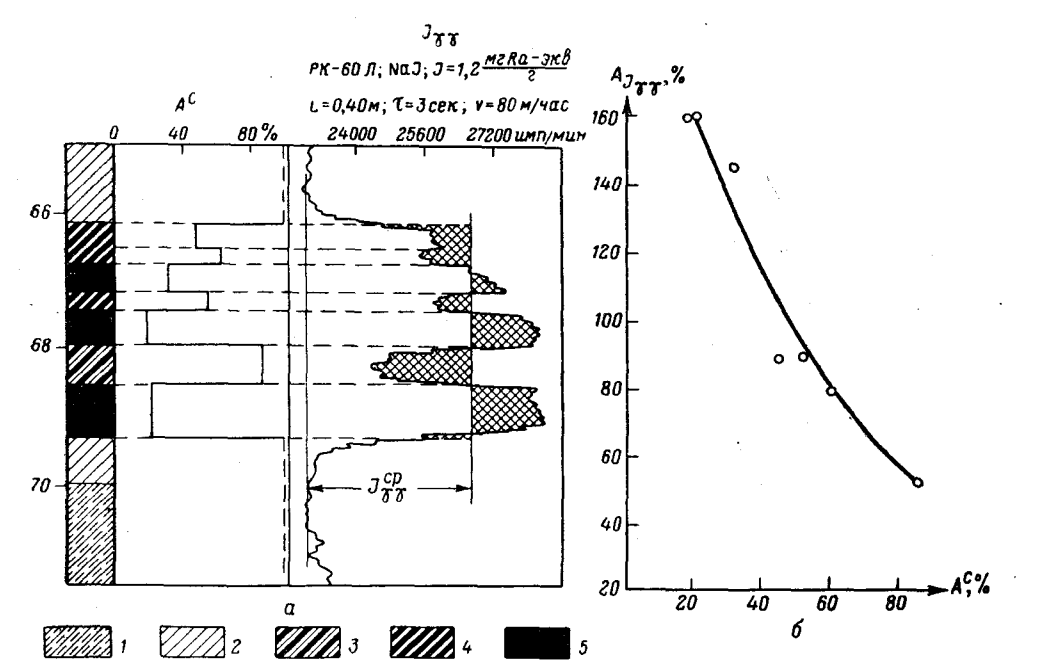


Рис. 282. Зависимость изменения рассеянного гамма-излучения и параметра $A_{I\,\gamma\gamma}$ от зольности пачек угольного пласта

1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углисто-глинистый аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

обычно отмечаются на диаграммах I_γ минимальной интенсивностью излучения, иногда дают резко повышенные значения этого параметра (см. гл. X). Однако в пределах отдельного месторождения радиоактивность углей чаще всего сохраняется достаточно постоянной и в небольшой степени изменяется от зольности. Возможность резких отклонений в зависимости естественной радиоактивности от зольности требует составления кривых $A_{I_\gamma} = f(A^c)$ для конкретных угольных пластов и месторождений при условии их исследования радиоактивной аппаратурой определенного типа.

То же замечание следует сделать и относительно способа определения зольности по рассеянному гамма-излучению. При этом палетка для определения зольности угля должна составляться для радиометров заданного типа, определенного размера зонда и точно установленного диаметра скважины. Следует учитывать, что наличие неровностей стенок скважины и особенно каверн, а также глинистой корки вносит в способ определения зольности углей по рассеянному гамма-излучению бóльшие погрешности, чем в любой из других отмеченных выше методов.

При современном состоянии аппаратуры радиоактивные методы позволяют разграничивать угольные пласты только на относительно крупные пачки, для которых и определяется их средняя зольность. Использование специальных прижимных устройств для радиометров увеличивает разрешающую способность гамма-гамма-метода, но при этом все же сохраняется значительное влияние каверн и неровностей стенок скважины. Поэтому радиоактивные методы в настоящее время следует считать вспомогательными при определении зольности пластов с помощью других более эффективных методов геофизического исследования скважин.

Обобщая все изложенное в настоящем параграфе, можно прийти к выводу, что геофизические методы позволяют определять зольность пропластков, составляющих угольный пласт, и его среднюю зольность при наличии минимального количества анализов, выполненных на грунтоносных пробах или керне, в то время как даже достаточно полный выход керна не позволит решить эту задачу с необходимой степенью точности.

Из рассмотренных геофизических способов изучения зольности угольных пластов наиболее точными являются те из них, которые основаны на использовании фокусированных зондов, метода скользящих контактов, регистрации тока и кажущихся сопротивлений (особенно с микрозондами). Наименьшее влияние диаметра скважины характерно для метода фокусированных зондов. Самым эффективным для изучения зольности бурых углей низкой степени углефикации — первая группа месторождений — и тощих высокой степени углефикации (третья группа месторождений) является метод потенциалов вызванной поляризации. С целью исследования зольности антрацитов наиболее успешно может применяться метод потенциалов собственной поляризации.

Для способов определения зольности по электрическому сопротивлению и электропроводности горных пород построены обобщающие палетки. Ими можно пользоваться для вычисления зольности угольных пластов в широком диапазоне их марочного состава второй группы месторождений. Применимость палеток для различных бассейнов обоснована общностью геолого-геофизической характеристики углей и вмещающих пород. Однако при этом надо учитывать, что соотношения удельных сопротивлений угля, углистых пород и аргиллита меняются с переменой марочного состава углей второй группы месторождений (см. гл. II). Поэтому при практическом применении палеток, построенных для средней части этой группы — угли марки Ж — целесообразно проверять, а если потребуется и уточнять палетки на конкретном материале разведываемого месторождения.

Указанное замечание еще в большей степени относится к способам определения зольности, использующим потенциалы собственной и вызванной поляризации и радиоактивные свойства углей и вмещающих пород. Поэтому для этих способов не дается обобщающих палеток и лишь показывается методика выявления зависимостей их относительных значений от зольности угля и практическое использование этих зависимостей. Внедрение к практику разработанных методов определения зольности угля даст возможность в дальнейшем обобщить и уточнить приведенные зависимости и методику вычисления зольности в более сложных геологических условиях.

Рассмотрим пример комплексного исследования зольности угольного пласта сложного строения различными геофизическими методами (рис. 283). Некоторые отличия в результатах определения структуры и зольности пласта различными методами являются следствием неодинаковой разрешающей способности этих методов, что определяет их геологическую эффективность в области изучения зольности.

Пласт общей мощностью 1,40 *м* имеет сложное строение и состоит из 17 прослоев угля и углистых пород мощностью от 2 до 24 *см* с зольностью от 20,0 до 72,2% при средней зольности пласта 36,6% (см. рис. 283, кривая A^c). Однако все слои выделяются только на кривой тока фокусированного зонда и кривой микрозонда. На остальных диаграммах отдельные тонкие прослои не проявляются. Некоторым пачкам слоев на этих диаграммах соответствуют в различной степени усредненные формы кривых. В данном пласте можно выделить семь таких пачек, которые отмечаются на всех диаграммах. Из них в качестве опорной целесообразно принять *VI*, представленную однородным углем с зольностью $A^c = 20{,}0\%$. Результаты вычисления зольности других пачек по соответствующим палеткам и величины погрешностей этих определений приведены в табл. 17.

Из данной таблицы видно, что различные методы дают разную точность определения зольности отдельных слоев пачек и средней зольности пласта в целом. Так по диаграмме тока I_Φ фокусированного зонда выделяются все слои, и абсолютные погрешности в определении их зольности изменяются от (—6,8) до (+5,9)%. Наибольшие погрешности возникают в самых тонких прослоях, мощность которых соизмерима с размером центрального электрода. В тех слоях, мощность которых значительно превышает размеры центрального электрода ($h_i \gg A_0$), абсолютные погрешности определения зольности находятся в пределах от (—1,9) до (+3,5)%. В значительно меньших пределах заключены погрешности вычисления зольности пачек, что объясняется взаимной компенсацией погрешностей разных знаков при определении зольности тонких слоев, составляющих пачку. Абсолютная погрешность вычисления средней зольности пласта составляет только +0,7%, что соответствует относительной погрешности 1,9%.

Аналогичные результаты получаются по методу микрозондов с незначительным повышением абсолютных погрешностей, которые для отдельных тонких слоев изменяются от —10,5 до +2,5%. Наибольшие погрешности возникают на самых тонких прослоях. При определении зольности пачек они значительно уменьшаются — от —2,8% до 0. Абсолютная погрешность вычисления средней зольности пласта составляет —1,1%, что соответствует относительной погрешности — 3,3%.

По кривой I_A метода регистрации тока выделяются не все слои, а только 12. В пачке *III* выделяются три прослоя из имеющихся в ней семи, и по группе *VII* три прослоя из четырех. Абсолютные погрешности в определении зольности слоев изменяются от —14,0 до +4,7%, зольности пачек — от —8,9 до +0,3%. Однако большая погрешность имеется только в одной тонкой пачке, а во всех остальных пачках, имеющих большую мощность, погрешности незначительны. Абсолютная погрешность

Таблица 17

Результаты определения зольности пачек пласта и средней зольности пласта (в %) различными методами

Зольность слоев и пачек по диаграммам и палеткам

№ слоя	h слоя	A^c по данным лабораторных анализов	№ пачки	h пачки	A^c пачки	A^c опорной пачки	$I_ф$					$\varrho_к$ микрозонда						I_A		
							A^c слоев	погрешности слоев		A^c пачек	погрешность пачек		A^c слоев	погрешность слоев		A^c пачек	погрешность пачек		A^c слоев	погрешность слоев	
								абсолютная	относительная		абсолютная	относительная		абсолютная	относительная		абсолютная	относительная		абсолютная	относительная
1	0,14	49,4	*I*	0,20	53,1		52,9	+3,5	+7,1	55,5	+2,4	+4,5	48,0	−1,4	−2,8	51,4	−1,7	−3,2	48,0	−1,4	−2,8
2	0,06	62,0					61,8	−0,2	−0,3				59,2	−2,8	−4,5				62,0	0	0
3	0,24	21,6	*II*	0,24	21,6		21,6	0	0	21,6	0	0	21,6	0	0	21,6	0	0	17,5	−4,1	−19,0
4	0,04	59,4					59,6	+0,2	+0,3				57,0	−2,4	−4,0				58,0	−1,4	−2,4
5	0,04	23,9					26,2	+2,3	+9,6				25,8	+1,9	+7,9						
6	0,04	45,7					44,7	−1,0	−2,2				42,7	−3,0	−6,6				34,0	+0,3	+0,9
7	0,08	32,7	*III*	0,28	44,8		36,0	+3,3	+10,1	45,6	+0,8	+1,8	31,0	−1,7	−5,2	42,7	−2,1	−4,7			
8	0,04	64,5					62,2	−1,9	−2,9				59,2	−5,3	−8,2						
9	0,02	43,8					49,7	+5,9	+13,5				46,3	+2,5	+5,7				56,2	−3,2	−5,4
10	0,02	64,6					57,8	−6,8	−10,5				58,0	−6,6	−10,2						
11	0,20	23,7	*IV*	0,20	23,7		23,2	−0,5	−2,1	23,2	−0,5	−2,1	23,5	−0,2	−0,8	23,5	−0,2	−0,8	23,8	+0,1	+0,4
12	0,06	72,2	*V*	0,06	72,2		71,7	−0,5	−0,7	71,7	−0,5	−0,7	71,0	−1,2	−1,7	71,0	−1,2	−1,7	63,3	−8,9	−12,3
13	0,20	20,0	*VI*	0,20	20,0	20,0	20,0	0	0	20,0	0	0	20,0	0	0	20,0	0	0	20,0	0	0
14	0,04	67,5					64,5	−3,0	−4,4				57,0	−10,5	−15,1				53,5	−14,0	−20,7
15	0,10	24,3					27,8	+3,5	+14,4				23,5	−0,8	−3,3				29,0	+4,7	+19,3
			VII	0,22	45,0					46,4	+1,4	+3,1				42,2	−2,8	−6,2			
16	0,04	68,7					68,8	+0,1	+0,2				67,0	−1,7	−2,5				61,5	+1,9	+3,2
17	0,04	50,0					51,8	+1,8	+3,6				49,0	−1,0	−2,0						
По пласту		36,6		36,6			37,3	+0,7	+1,9	37,3	+0,7	+1,9	35,5	−1,1	−3,3	35,5	−1,1	−3,3	35,3	−1,3	−3,6

Продолжение табл. 17

Зольность слоев и пачек по диаграммам и палеткам

I_A			$\varrho_к$ трехстандартных зондов						$I_{\gamma\gamma}$						I_γ					
A^c пачек	погрешность пачек		A^c слоев	погрешность слоев		A^c пачек	погрешность пачек		A^c слоев	погрешность слоев		A^c пачек	погрешность пачек		A^c слоев	погрешность слоев		A^c пачек	погрешность пачек	
	абсолютная	относительная		абсолютная	относительная		абсолютная	относительная		абсолютная	относительная		абсолютная	относительная		абсолютная	относительная		абсолютная	относительная
52,2	−0,9	−1,7	55,7	+2,6	+4,9	55,7	+2,6	+4,9				47,5	−5,6	−10,6				43,0	−10,1	−19,0
17,5	−4,1	−19,0	23,7	+2,1	+9,7	23,7	+2,1	+9,7				21,0	−0,6	−2,8				17,0	−4,6	−21,3
			50,0	+7,0	+16,3															
43,7	−1,1	−2,5	37,5	+4,8	+14,7	50,1	+5,3	+11,8				43,5	−1,3	−2,9				40,0	−4,8	−10,7
			63,0	+3,6	+6,1															
23,8	+0,1	+0,4	25,5	+1,8	+7,6	25,5	+1,8	+7,6				23,5	−0,2	−0,8				22,0	−1,7	−7,2
63,3	−8,9	−12,3	68,0	−4,2	−5,8	68,0	−4,2	−5,8				47,5	−24,7	−34,2				45,0	−27,2	−37,6
20,0	0	0	20,0	0	0	20,0	0	0				20,0	0	0				20,0	0	0
45,3	+0,3	+0,7	44,0	−1,0	−2,2	44,0	−1,0	−2,2				40,0	−5,0	−11,1				40,0	−5,0	−11,1
35,3	−1,3	−3,6	38,4	+1,8	+4,9	38,4	+1,8	+4,9				33,6	−3,0	−8,2				31,3	−5,3	−14,5

вычисления средней зольности пласта составляет только —1,3%, что соответствует относительной погрешности — 3,6%.

На диаграммах кажущихся сопротивлений стандартных зондов выделяются девять прослоев из имеющихся 17. Так пачки *I* и *VII* совсем не расчленяются на отдельные слои, а в пачке *III* отмечаются только три слоя вместо имеющихся в ней семи. Кроме того, выделенные пачки оказываются заэкранированными на диаграмме последовательного градиент-зонда в нижней части пласта, а на диаграмме обращенного градиент-зонда в верхней его части. Пачки в середине пласта экранируются на

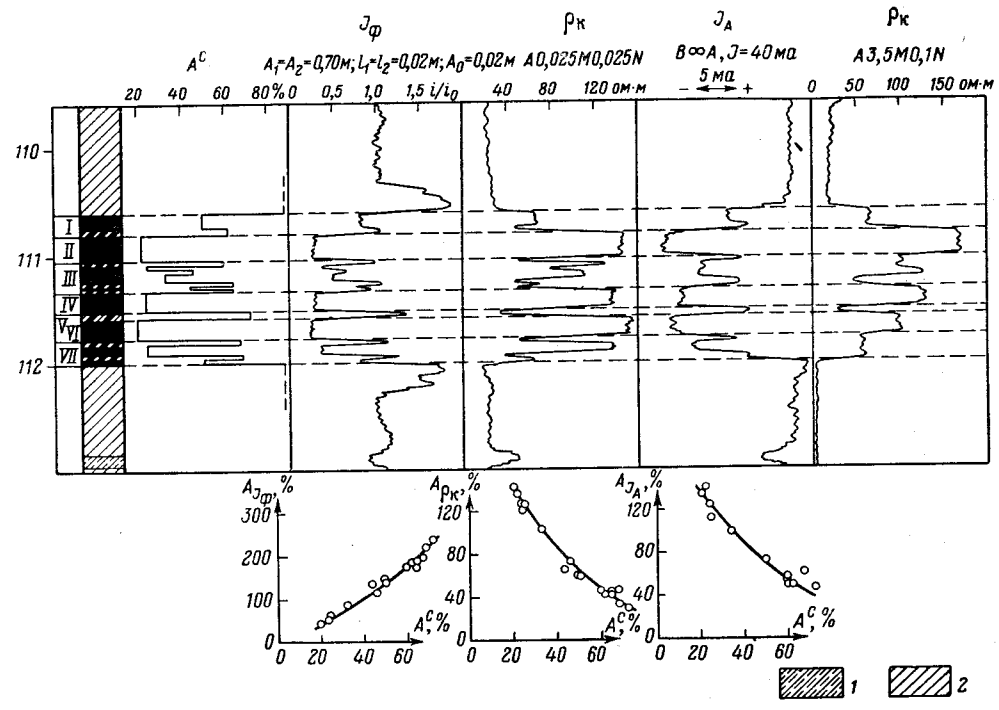


Рис. 283. Пример определения зольности угольного пласта по комплексу диаграмм различных геофизических методов при наличии опорной пачки (VI)
1 — алевролит; *2* — аргиллит; *3* — углисто-глинистый аргиллит; *4* — углистый аргиллит; *5* — уголь

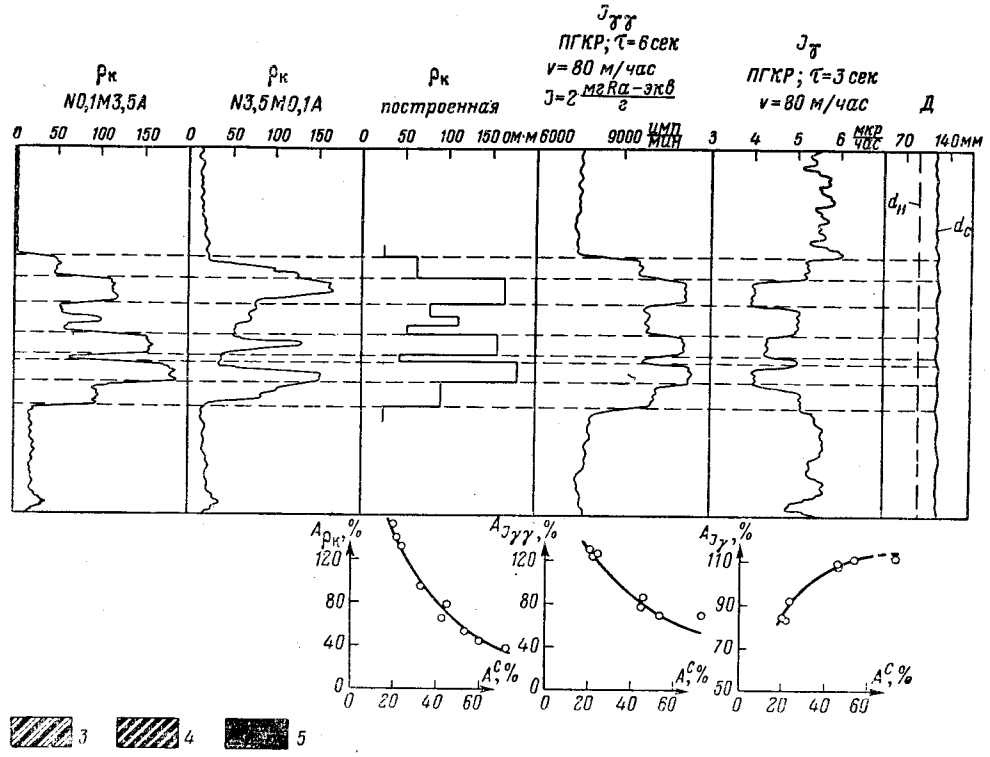
обеих диаграммах. Для того чтобы рассчитать зольность выделенных пачек по этим кривым, необходимо взять средние значения $\rho_к$ по заэкранированным пачкам и ввести в них поправки по данным потенциал-зонда. Построенная таким образом новая кривая $\rho_к$ была использована для определения зольности слоев с помощью зависимости $A_{\rho_к} = f(A^c)$.

Абсолютные погрешности вычисления зольности выделенных слоев изменяются от (—4,2) до (+7,0)%. Значительная погрешность наблюдается для тонких слоев пачки *III*. Для всех остальных выделенных на диаграммах $\rho_к$ и имеющих мощность от 0,08 до 0,24 *м* абсолютные погрешности в определении их зольности заключаются в пределах (—1,0) — (+2,6)%. Абсолютная погрешность средней зольности пласта составляет +1,8%, что соответствует относительной погрешности +4,9%.

На кривой $I_{\gamma\gamma}$ рассеянного гамма-излучения тонкие слои совсем не выделяются, расчленяются лишь пачки. Абсолютные погрешности в определении зольности пачек изменяются от —24,7% до 0. Максимальные погрешности приурочены к наиболее маломощным пачкам. Абсолютная погрешность вычисления средней зольности пласта составляет —3,0%, что соответствует относительной погрешности —8,2%. Аналогичные результаты получаются и по кривой I_γ естественного гамма-излучения,

по которой можно выделить только пачки. Абсолютная погрешность в определении их зольности изменяется от 27,2% до 0. Погрешности увеличиваются с уменьшением мощности пачек. Абсолютная погрешность расчета средней зольности пласта составляет —5,3%, что соответствует относительной погрешности —14,5%.

Таким образом, диаграммы различных геофизических методов с неодинаковой детальностью отображают структуру и зольность пласта даже при отсутствии каверн. В случае их наличия диаграммы разных методов ока-



зались бы искаженными в различной степени, что отразилось бы на точности определения зольности. Так, например, влияние каверн на диаграмму фокусированного зонда было бы наименьшим, а на диаграммы микрозонда и рассеянного гамма-излучения — наибольшим. Поэтому при интерпретации комплекса методов необходимо учитывать степень влияния искажающих факторов (каверны, экранирование и т. п.) на различные методы и в связи с этим характеризовать степень достоверности последних.

В данном примере различные методы в соответствии с их разрешающей способностью дали разные результаты по выявлению структуры пласта и определению зольности отдельных его слоев и пачек, но в то же время значения средней зольности пласта в целом по данным всех методов оказались близкими. Это не является парадоксальным, а представляет собой закономерное явление, заключающееся в том, что если какой-либо из геофизических методов и не отображает тонкой структуры пласта, то значения регистрируемых параметров, являясь осредненными, дают среднюю зольность пласта и зольность отдельных укрупненных пачек при условии учета конкретных факторов, искажающих кривые.

Этим объясняется и тот факт, что построенные для данного пласта кривые зависимости относительных параметров от зольности слоев и пачек, хорошо увязываются с соответствующими осредненными палеточными кривыми. На эти кривые не попадают только отдельные точки, соответствующие наиболее тонким прослоям. Поэтому для них, если они и выделяются на кривых, возможны значительные погрешности в определении зольности, притом чаще всего в сторону уменьшения для высокозольных пачек и увеличения для низкозольных пачек. Последнее необходимо учитывать при интерпретации. Однако вследствие того, что мощности тонких прослоев малы, а погрешности в определении их зольности имеют разные знаки, средневзвешенная зольность пласта сохраняется близкой к истинной. Для того чтобы отчетливее выделить тонкую структуру пласта и точнее определить зольность маломощных пачек, необходимо по возможности уменьшать размеры центрального электрода A_0 фокусированного зонда и расстояние MN между измерительными электродами градиент-зонда. Это расстояние должно быть меньше мощности изучаемых пачек ($A_0 < h_i$ и $MN < h_i$).

Таким образом, различные возможности отдельных методов в определении зольности угольных пластов должны быть учтены при комплексной интерпретации данных геофизики.

§ 75. Определение зольности угольных пластов по удельному электрическому сопротивлению

Выше было показано, что непостоянство удельного сопротивления по разрезу угольного пласта обусловлено изменением его зольности. Следовательно, определение зольности угля принципиально возможно по величине удельного электрического сопротивления. Такие исследования для угольных пластов высокого сопротивления были выполнены в Печорском бассейне [61, 63, 65]. Результаты проведенных работ могут быть распространены и на другие угольные бассейны на основании общности геолого-геофизических характеристик углей и вмещающих пород.

Возможность определения зольности углей по данным только геофизических методов исследования скважин имеет большое производственное значение. Грунтоносные пробы не всегда удается отобрать, особенно на больших глубинах и при плохом техническом состоянии скважины (обвалы стенок). Приходится иногда встречаться со случаями, когда при неполном комплексе проведенных геофизических исследований наличие в разрезе угольного пласта устанавливается только в процессе последующей интерпретации геофизических данных или при окончательной обработке всех геологических материалов по участку разведки. Тогда пропущенный бурением угольный пласт окажется не опробованным грунтоносами. Такие явления немногочисленны, но все же они имеют место особенно на первой стадии разведки. При этом возможность определения зольности с помощью удельных сопротивлений имеет большое практическое значение. Возможность вычисления зольности угля геофизическими методами без грунтоносных проб позволяет также изучить зольность угольных пластов, пробуренных в прошлые годы, когда грунтоносные работы совсем не производились.

Определение удельного сопротивления угольных пластов высокого сопротивления является весьма сложной задачей [63]. В главах VI и VII были рассмотрены различные способы изучения удельного электрического сопротивления углей, а также предложены методики определения относительных и приведенных кажущихся сопротивлений. Для практических целей расчета зольности угольных пластов наилучшим является тот способ, который обеспечивает получение наиболее точных значений удельных сопротивлений или таких относительных и приведенных значений этого параметра, которые были бы наиболее тесно связаны с зольностью угля. Выбор лучшего способа определения сопротивлений углей

может быть решен только практикой, а именно — путем сопоставления получаемых значений сопротивлений с зольностью угольных пластов.

В результате проведенных исследований установлено, что применение методов боковых электрических зондирований с использованием палеток БКЗ-*1А*, ТП—1, ПКМ и МКЗ, а также приближенных способов, основанных на использовании этих же палеток, кривых поправочных множителей и поправок за боковое проникновение тока, а также экранирование тока, позволило сделать вывод, что в угольных пластах высокого сопротивления эти способы дают практически одинаковые результаты и позволяют установить наличие только коррелятивной связи между величинами удельных сопротивлений угольных пластов, определенных указанными способами, и значениями зольности этих пластов (рис. 284, *а*). Использование различных значений кажущихся сопротивлений — средних $\varrho_к^{ср}$, максимальных $\varrho_к^{макс}$ и оптимальных $\varrho_к^{опт}$ — не вносит существенных изменений в общее расположение точек на графике.

Подобные зависимости при наличии большой разбросанности точек нельзя использовать для практических целей расчета зольности угля. Это является следствием недостаточной точности перечисленных способов определения удельного сопротивления угольных пластов. Ненадежность этих способов обусловлена тем, что угольные пласты имеют весьма высокое сопротивление, небольшую мощность, сложное строение и наклонное падение, в условиях которых не обеспечивается высокая точность вычисления удельных сопротивлений.

В связи с этим были проведены исследования по непосредственному использованию кажущихся сопротивлений углей без перевода их в истинные удельные сопротивления. Были рассчитаны и построены вспомогательные палетки, позволяющие учитывать влияние мощности и угла падения пласта, сопротивления покрывающих и подстилающих пород, а также бурового раствора, диаметра скважины, типа и размера зонда на величину средних кажущихся сопротивлений угольных пластов. Таким путем определялись так называемые приведенные и асимптотические кажущиеся сопротивления (см. гл. VI и VII). Сопоставления их со средней зольностью угольных пластов марки Ж показаны на рис. 284,*б*, *в* и *г*.

Приведенные сопротивления $\varrho_{к_1}^{п}$ (см. рис. 284, *б*), вычисленные по параметрическому коэффициенту C_1 с помощью четырех частных поправочных коэффициентов K_h, K_ϱ, K_d и K_a по формуле (64, см. § 32), находятся в более тесной зависимости от средней зольности углей, чем это показано на рис. 284, *а*. Но все же близость связи и здесь еще недостаточна для практического использования приведенного сопротивления с целью изучения зольности угля, что можно объяснить недостаточным учетом влияния вмещающих пород. Это подтверждается тем, что приведенные кажущиеся сопротивления $\varrho_{к_2}^{п}$, вычисленные по более всеобъемлющему поправочному коэффициенту C_2 (формула 64в), находятся в более тесной связи с зольностью угля (см. рис. 284, *в*). Последней зависимостью уже можно пользоваться для определения средней зольности угольных пластов.

Более четкая связь с зольностью угля обнаруживается при использовании асимптотических кажущихся сопротивлений $\varrho_к^{а}$ (см. рис. 284, *г*, а также § 31), что имеет, безусловно, практическое значение для изучения зольности угля. Следует, однако, отметить, что если наблюдаются резкие изменения отношения $\frac{\varrho_в}{\varrho_р}$ и $d_с$, то для определения зольности необходимо снять не одну кривую зависимости $\varrho_к^{а} = f(А^с)$, а несколько кривых для различных величин $\frac{\varrho_в}{\varrho_р}$ и $d_с$, характерных для данного месторождения.

Приведенные зависимости охватывают интервал изменения зольности 8—35%. В этих пределах кривые $\varrho_к^{а} = f(А^с)$ в полулогарифмическом масштабе являются прямыми. По аналогии с зависимостью $A_{\varrho_к} = f(А^с)$

надо полагать, что в области более низких зольностей прямолинейность этих кривых сохранится, а при увеличении зольности указанный наклон кривых к оси абсцисс должен уменьшиться; часть кривой может быть достроена при исследовании углистых и углисто-глинистых пород.

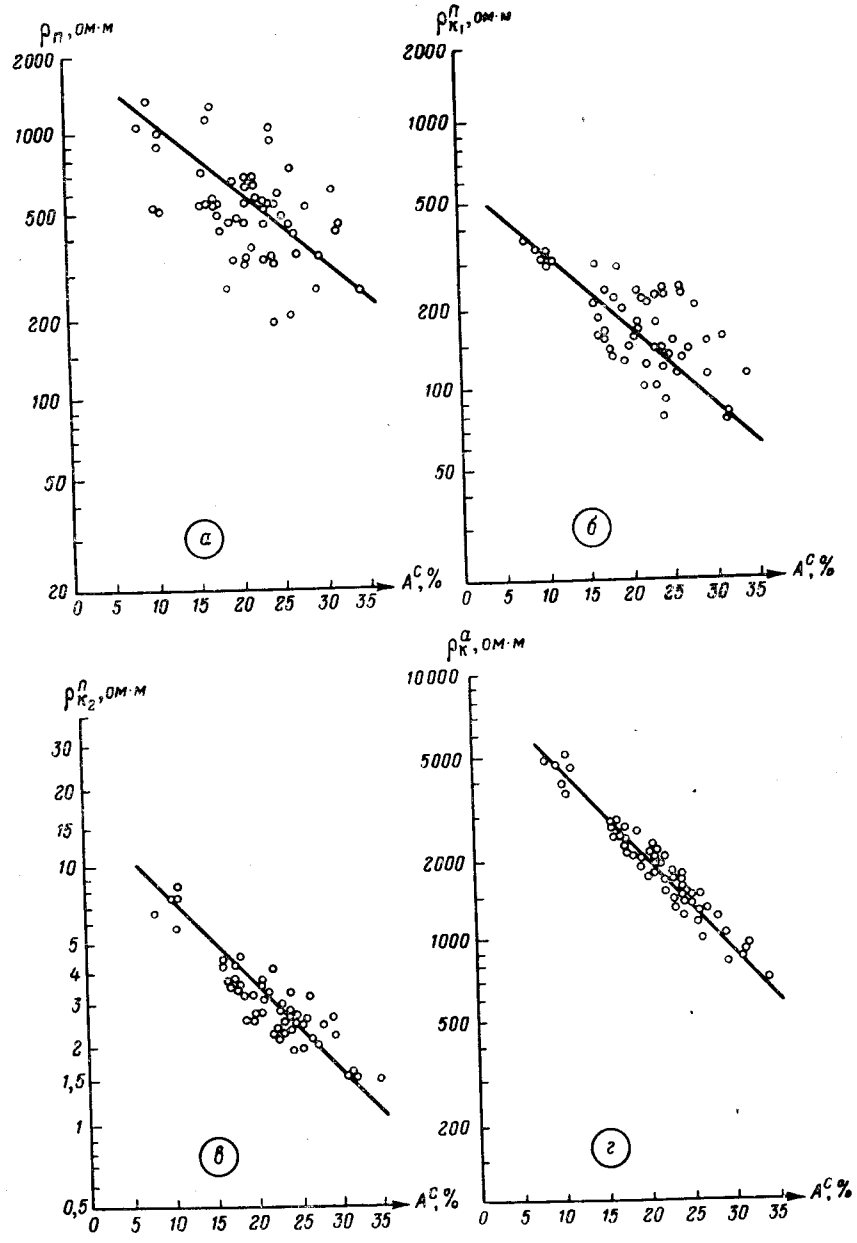


Рис. 284. Графики зависимостей удельного электрического сопротивления $\rho_п$ (*а*), приведенного электрического сопротивления $\rho^п_{к_1}$ (*б*), приведенного электрического сопротивления $\rho^п_{к_2}$ (*в*) и асимптотического электрического сопротивления $\rho^а_к$ (*г*) от зольности угольных пластов

Для повышения точности определения зольности по удельному, приведенному и асимптотическому сопротивлениям необходимо составить графики, аналогичные изображенным на рис. 284, *а*, *б*, *в*, и *г* для углей заданного марочного состава (см. гл. I и II), учитывая их геоэлектрическую характеристику, а также характеристику вмещающих пород. Аналогично методу сопротивлений могут быть использованы и другие геофизические методы для определения зольности угольных пластов без использования грунтоносных и керновых проб. В этом направлении необходимы дальнейшие исследования.

§ 76. Определение других качественных показателей углей

Грунтоносные пробы

Для выяснения возможности определения с помощью грунтоносных проб других качественных параметров углей — влажности (аналитической) $W^а$, выхода летучих веществ на горючую массу $V_г$, содержания серы (общей) $S_{общ}$ и фосфора $P^с$ в сухой массе, теплоты сгорания горючей массы $Q^г$, углерода $C^г$ и водорода $H^г$ в горючей массе было произведено

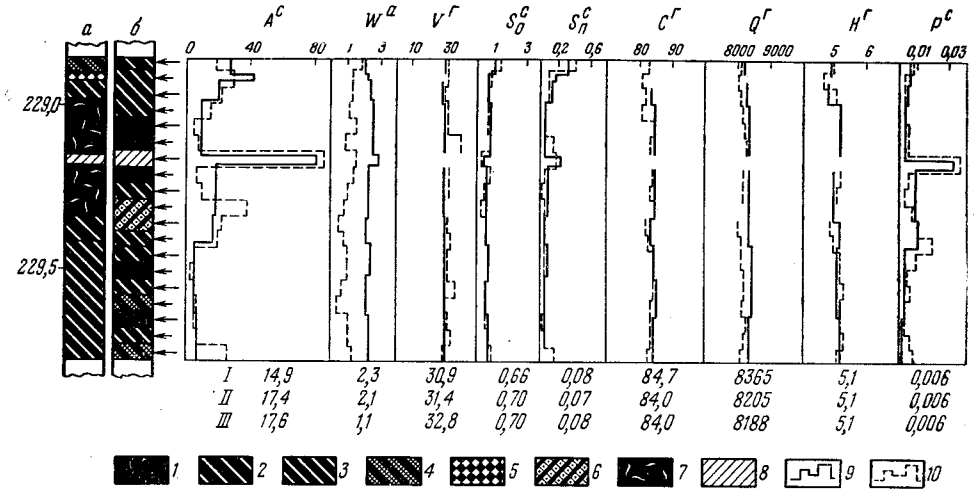


Рис. 285. Сопоставление результатов определений различных качественных параметров угольных пластов по пробам, отобранным в шахтах

Разрез пласта: *а* — по пластово-дифференциальной пробе; *б* — по грунтоносным пробам; среднепластовые показатели: *I* — по пластово-дифференциальной пробе; *II* — по грунтоносным пробам; *III* — по бороздовым пробам

1 — блестящий однородный уголь; *2* — тусклоблестящий уголь; *3* — полублестящий уголь; *4* — полублестящий уголь, близкий к полуматовому; *5* — полуматовый однородный и штриховатый уголь; *6* — матовый зольный уголь; *7* — перемятый уголь; *8* — аргиллит; *9* — диаграммы качественных параметров по пластово-дифференциальной пробе; *10* — диаграммы качественных параметров по грунтоносным пробам

сопоставление анализов данных показателей, выполненных по пластово-дифференциальным пробам в отдельности по пачкам, выделенным петрографом, бороздовой пробе, взятой по всей мощности пласта, и грунтоносным пробам (в отдельности по каждой), отобранным по всему разрезу пласта через равные интервалы $l = 5$ *см* (рис. 285). В результате проведенных работ было установлено следующее.

1. Влажность углей по данным анализов меняется, как правило, в пределах менее 1%. За время, прошедшее с момента отбора пробы, внешняя влажность уравнивается с влажностью окружающей среды. Внутренняя (гигроскопическая) влажность угля сохраняется. Анализ проб дает суммарную влажность, состоящую из внутренней и оставшейся в угле части внешней влажности. Так как грунтоносные пробы вследствие их малого объема высыхают быстрее и больше теряют внешнюю влажность, чем пластово-дифференциальная, бороздовая и керновая пробы, то значение аналитической влажности угля по грунтоносным пробам всегда меньше, чем по данным анализа керна.

2. Выход летучих веществ на горючую массу колеблется по разрезу пласта в незначительных пределах и незакономерно как по данным пластово-дифференциальных проб, так и по грунтоносным пробам.

3. Сера — общая и пиритная, как правило, изменяется в небольших пределах (± 0,8%) около среднего значения в 1—2%. В пачках углистых пород и высокозольного угля содержание серы иногда, увеличивается до 12%.

4. Теплотворная способность (теплота сгорания) на горючую массу углей изменяется по разрезу пласта в небольших пределах — ± 200 *кал*, что составляет ± 2,4% от средней теплотворной способности пласта. Эти незначительные изменения теплоты сгорания по разрезу пласта проявляются незакономерно.

5. Фосфор содержится в углях в ничтожных количествах. Содержание фосфора всегда увеличивается с возрастанием зольности угля, оно колеблется от 0,002 до 0,06%.

6. Углерод в горючей массе жирных углей находится в количестве 82—84%. Содержание углерода по угольным пачкам изменяется в пределах ± 2%. Оно, как правило, повышается на низкозольных пачках и понижается на высокозольных.

7. Водород в жирных углях в количестве около 5%. По угольным пачкам содержание водорода меняется незначительно — от 4,8 до 5,8%.

На основании сопоставлений анализов углей, выполненных по пластово-дифференциальным, бороздовым и грунтоносным пробам, были произведены подсчеты средневзвешенных значений и расхождений в величинах качественных параметров угольных пластов. При этом за критерий достоверности были приняты определения этих показателей на пластово-дифференциальных пробах. Сопоставления позволили сделать следующие выводы.

1. Абсолютные расхождения между данными пластово-дифференциальных и грунтоносных проб в расчете аналитической влажности угольных пластов W^a составляют от —0,6 до —1,28%. Указанные расхождения являются следствием различной степени высыхания анализируемых проб.

2. При определении выхода летучих V^r по данным грунтоносных проб абсолютные погрешности изменяются от —1,4 до +2,3%, а относительные — от (—4,1) до (+7,6)%. При вычислении среднего процента выхода летучих веществ по пласту для целого участка по материалам грунтоносных проб, отобранных во многих скважинах, средняя величина ошибок будет еще меньше и близка к нулю вследствие взаимной компенсации погрешностей разных знаков.

3. При расчете средневзвешенного содержания общей серы по грунтоносным пробам абсолютные погрешности колеблются от —0,2 до +0,7%, причем верхний предел является весьма редким. Поэтому при определении по грунтоносным пробам среднего содержания серы по пласту для участка при большом количестве пластоподсечений ошибка будет близка к нулю, вследствие той же взаимной компенсации погрешностей разных знаков. Абсолютные погрешности вычисления средней сернистости угольных пластов по бороздовым пробам изменяются от —0,6 до +0,5%, т. е. в тех же пределах, что и по грунтоносным пробам.

4. При определении средней теплотворной способности угольных пластов по грунтоносным пробам абсолютные погрешности колеблются от —300 до +40 *кал*, относительные погрешности — от 3,5 до 0,5%. При расчете средней теплотворной способности углей по разведанному участку ошибки в определении Q^r будут еще меньше, также вследствие частичной компенсации отдельных погрешностей разного знака. Абсолютные погрешности определения средней теплотворной способности угольных пластов по бороздовым пробам изменяются от —120 до +150 *кал*, а относительные — от (—1,5) до (+1,8)%, т. е. в близких пределах к грунтоносным пробам.

5. При определении содержания фосфора по грунтоносным пробам абсолютные погрешности составляют ± 0,01%. Такая же точность вычисления этого параметра наблюдается и по бороздовым пробам.

6. Определение среднего содержания углерода в угольных пластах по грунтоносным пробам проводится с абсолютными погрешностями от —1,1 до +0,5% и относительными от (—1,3) до (+0,6)%. Абсолютные погрешности определения среднего содержания углерода в угольных пластах по бороздовым пробам изменяются от (—0,8) до (+1,1)%, а относительные от —0,9 до +1,3, т. е. имеют тот же порядок, что и погрешности по грунтоносным пробам.

7. Расчет среднего содержания водорода в угольных пластах по грунтоносным пробам, как и по бороздовым, дает абсолютные погрешности, меняющиеся в пределах ± 0,1%, и относительные погрешности ± 2%.

Таким образом, из рассмотренных материалов следует, что качественные параметры угольных пластов определяются по грунтоносным пробам с точностью, весьма близкой к бороздовым пробам. Точность вычисления последних обычно выше, чем керновых проб, так как выход керна из пластов часто оказывается недопустимо малым. Однако в связи с тем, что качественные показатели изменяются по разрезу пласта значительно меньше, чем зольность, данные анализов и грунтоносных проб с интервалом отбора 5 *см* обычно позволяют рассчитать эти параметры с достаточной точностью. Относительное постоянство перечисленных качественных показателей углей позволяет определять их по одной сборной пробе, составленной из всех грунтоносных проб, отобранных в пласте. При этом средние значения данных параметров по пласту на разведанном участке в случае достаточного числа пересечений будут вычислены с еще большей точностью за счет частичной компенсации погрешностей, допущенных при каждом определении.

Геофизические методы

В Печорском и Донецком угольных бассейнах установлено наличие связи физических свойств вмещающих пород со степенью метаморфизма углей (см. гл. II). Кроме того, изучение удельного сопротивления, пористости, плотности и скорости распространения упругих волн на образцах пород позволило выяснить количественную связь этих свойств со степенью метаморфизма пород и углей [55, 56]. Так как показателем степени метаморфизма углей является выход веществ на горячую массу, то изучение степени метаморфизма вмещающих пород дает возможность оценить выход летучих веществ и марочный состав (рис. 286).

Для практического использования зависимости, приведенной на рис. 286, необходимо в интервале, границы которого расположены на 25—30 *м* выше кровли и ниже подошвы изучаемого пласта, определить физические свойства вмещающих пород. Средние значения этих свойств откладываются по оси ординат на соответствующих кривых палетки. Абсциссы данных точек дают средние значения выхода летучих веществ из изучаемого пласта.

Чувствительность физических свойств к содержанию летучих, а следовательно, и возможность их использования для определения выхода летучих веществ неодинакова для углей различных марок. На месторождениях углей высокой степени метаморфизма — от марки Ж и выше — наиболее чувствительным физическим свойством является удельное электрическое сопротивление (см. рис. 286), особенно песчаников. Однако надо иметь в виду, что именно песчаники являются наиболее неоднородными из вмещающих пород. Поэтому при использовании их сопротивления необходимо исключать из рассмотрения редко встречающиеся плотно сцементированные карбонатные и конкреционные песчаники. Практически же рекомендуется для оценки степени метаморфизма использовать электрическое сопротивление всех главнейших вмещающих пород — песчаников, алевролитов и аргиллитов.

На месторождениях низкой степени углефикации — от марки Г и ниже — параметрами, наиболее обоснованно определяющими степень

метаморфизма, а следовательно, и выход летучих веществ, являются пористость, плотность и скорость распространения ультразвуковых волн (см. рис. 286). На этих месторождениях все основные типы вмещающих пород — песчаники, алевролиты и аргиллиты — практически обладают одинаковой чувствительностью к изучению степени метаморфизма.

Из перечисленных физических свойств сейчас непосредственно в скважинах определяется только удельное сопротивление (с помощью методов бокового зондирования и др.), другие же измеряются в петрографических лабораториях только по кернам. Однако в дальнейшем при освоении ультразвукового метода можно будет определять непосредственно в скважинах скорость распространения упругих волн, а при усовершенствовании радиоактивной аппаратуры и техники измерения — пористость и плотность пород.

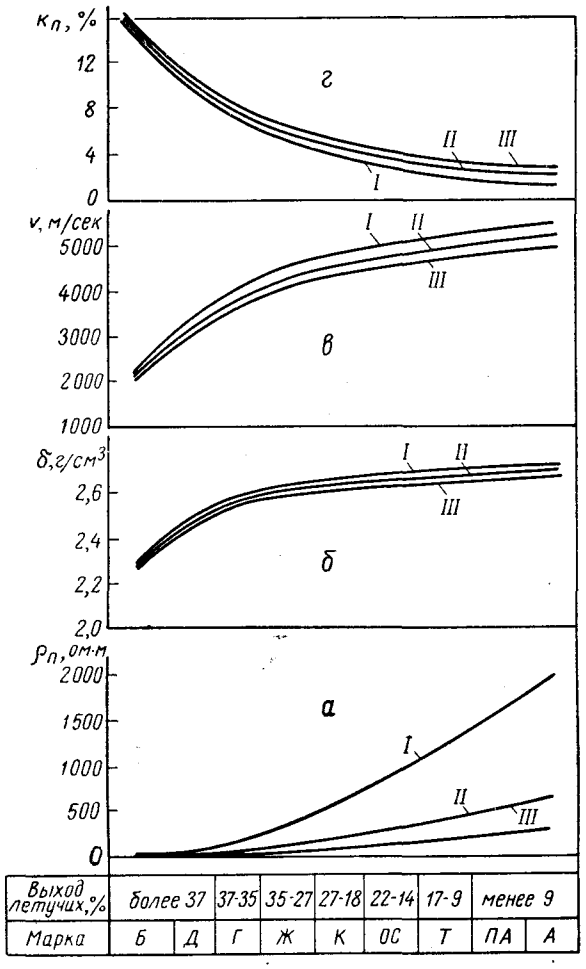


Рис. 286. Кривые сопоставления значений физических параметров вмещающих пород с выходом летучих веществ из углей

а — удельное электрическое сопротивление; *б* — плотность; *в* — скорость ультразвука; *г* — пористость
I — песчаник; *II* — алевролит; *III* — аргиллит

Особое внимание в настоящее время необходимо уделить широкому опробованию метода сопротивлений для определения выхода летучих веществ с целью установления возможности более дробного деления углей и вмещающих пород по степени их метаморфизма. Следует учитывать, что выход летучих веществ, помимо степени метаморфизма, отражает особенности вещественного состава и, в частности, содержания компонентов группы фюзенита [160]. Поэтому для повышения точности определения выхода летучих веществ угля с помощью геофизических методов нужно принимать во внимание изменение петрографического состава углей, для чего должны быть широко использованы грунтоносные пробы.

Аналогично определению выхода летучих веществ с помощью методов геофизического исследования скважин можно оценивать и влажность углей. Влажность углей и вмещающих пород обусловливается их пористостью, а последняя степенью метаморфизма углей и пород. С повышением степени метаморфизма пород уменьшаются пористость и влажность что приводит к возрастанию удельного электрического сопротивления, плотности и скорости распространения ультразвука. Количественно эту связь можно получить экспериментально для углей конкретных месторождений.

Содержание пиритной серы в каменных углях может изучаться с помощью методов потенциалов собственной и вызванной поляризации.

ГЛАВА XXII

РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ УГОЛЬНЫХ СКВАЖИН

Уровень развития промысловой геофизики и требования практики определяют совокупность задач, выдвигаемых перед промысловой геофизикой, а также геологической службой углеразведочных предприятий. По мере их разрешения и дальнейшего более высокого уровня развития промысловой геофизики перед последней ставятся все новые и новые вопросы, опережающие современное состояние геофизических методов исследования скважин и мобилизующие творческие силы геофизиков на их решение. Практическое выполнение поставленных задач осуществляется рационально выбранным комплексом геофизических методов исследования.

Рациональным комплексом геофизических методов разведки называется такая совокупность методов, которая позволит с наибольшей геологической эффективностью и минимальными затратами средств разрешать поставленные перед геофизикой геологические задачи. Создание рационального комплекса геофизических методов исследования скважин для каждой группы месторождений имеет большое производственное значение [16, 53, 51, 58, 63, 64, 159, 219]. Методы, используемые для выявления (поисков) угольных пластов и литологического расчленения разрезов скважин, назовем поисковыми геофизическими методами, а их совокупность — поисковым комплексом геофизических методов исследования скважин. Методы, применяемые для детального изучения угольных или других пластов, назовем детализационными геофизическими методами, а их совокупность — детализационным комплексом геофизических методов.

Диаграммы поисковых электрометрических методов регистрируются в соответствующих масштабах глубин по не обсаженной трубами части скважины, а радиоактивных методов — по всему стволу скважины, включая и часть, перекрытую обсадной колонной (см. гл. III, § 12). Диаграммы детализационных геофизических методов регистрируются только в пределах залегания изучаемых пластов. Геологическая эффективность каждого метода на данном месторождении, а иногда даже на отдельных пластах, должна быть установлена после проведения первых промыслово-геофизических работ. Ниже приводится характеристика рациональных комплексов геофизических методов исследования — поисковых и детализационных — скважин для месторождений различных групп.

§ 77. Методика исследования угольных скважин в нормальных условиях

Угольные месторождения первой группы

Для данной группы месторождений рекомендуются следующие основные поисковые методы: а) кажущихся сопротивлений (КС) с градиент- или потенциал-зондами малого размера ($AO = 0{,}3$—$0{,}5$ *м*), ($MA = 0{,}1$—

0,2 *м*); б) рассеянного гамма-излучения (ГГМ); в) кавернометрии (диаметрометрии — Д); г) естественного гамма-излучения (ГМ); д) потенциалов собственной поляризации (СП, при необходимости).

В этом комплексе основными методами поисков угольных пластов в разрезе скважины являются методы рассеянного гамма-излучения и кавернометрии. Другие методы — вспомогательные. При литологическом расчленении вмещающих пород наиболее эффективны методы кажущихся сопротивлений и естественного гамма-излучения. В отдельных случаях в качестве вспомогательного для выделения угольных пластов в разрезах скважин можно использовать метод вызванных потенциалов.

Основными детализационными методами для данной группы месторождений будут следующие: а) кажущихся сопротивлений (КС) с указанными выше зондами; б) рассеянного гамма-излучения (ГГМ); в) потенциалов вызванной поляризации (ВП); г) фокусированных зондов (МФЗ); д) кавернометрии (Д, при необходимости); е) отбора грунтоносных проб (ОГП). В сложных геологических условиях рекомендуется дополнительно регистрировать диаграммы микрозондов и интенсивности естественного гамма-излучения. Последний метод целесообразно использовать только в тех случаях, когда на поисковой диаграмме I_γ отмечаются отчетливые аномалии в угольных или других детально исследуемых пластах.

Угольные месторождения второй группы

Для второй самой обширной группы месторождений основными поисковыми методами являются следующие: а) кажущихся сопротивлений с градиент-зондом большого размера (3—4 *м*), превышающим мощность большинства исследуемых угольных пластов; б) рассеянного гамма-излучения; в) кавернометрии; г) естественного гамма-излучения; д) потенциалов собственной поляризации (при необходимости).

Для измерения кажущихся сопротивлений следует в основном использовать последовательный градиент-зонд, так как при этом уменьшается неисследованный интервал скважины вблизи забоя и эффекты экранирования могут быть использованы как указатели ожидаемого пересечения угольных пластов, что позволяет своевременно снизить скорость подъема кабеля и получить более точную регистрацию диаграмм в углях. Это особенно необходимо при способе полуавтоматической регистрации. Для исследования интервала скважины вблизи обсадной колонны целесообразно исследовать градиент-зонды. При наличии же угольных пластов, расположенных ниже башмака обсадной колонны на расстоянии, меньшем полутора размеров зонда, исследование этого интервала обращенным градиент-зондом является обязательным.

Приведенный комплекс геофизических методов исследований является вполне достаточным для изучения разрезов большинства скважин месторождений второй группы. В сложных геолого-геофизических условиях, например, при большой насыщенности разреза угольными пластами и пропластками, расположенными на близких расстояниях один относительно другого и, как следствие этого, перекрывающихся экранных эффектах на диаграммах $\rho_к$, а также при необходимости получения более достоверного литологического расчленения вмещающих пород, данный комплекс целесообразно пополнять одним из следующих вспомогательных методов: кажущихся сопротивлений с дополнительным обращенным градиент-зондом, либо потенциалов вызванной поляризации. Измерения $\rho_к$ потенциал-зондом целесообразно производить при низком, а потенциалов вызванной поляризации при высоком сопротивлении вмещающих пород.

Для детализационных исследований угольных пластов второй группы месторождений рекомендуются следующие методы: а) кажущихся сопротивлений с тремя сопряженными зондами (последовательным и обращенным градиент-зондами и потенциал-зондом) указанных выше размеров; б) фокусированных зондов; в) рассеянного гамма-излучения (при необходимости); г) кавернометрии (при необходимости); д) отбора грунтоносных проб. Для некоторых угольных пластов сложного строения и их пачек требуется применение дополнительных методов, к числу которых можно отнести один или два из числа следующих: потенциалов собственной поляризации, потенциалов вызванной поляризации, естественного гамма-излучения и замеров кажущихся сопротивлений с микрозондом. Целесообразность применения в качестве вспомогательных каждого из указанных методов определяется конкретно по поисковым диаграммам этих методов.

Метод потенциалов вызванной поляризации наиболее рекомендуется для детального исследования угольных пластов, в которых образовались каверны. Измерение $\rho_к$ с микрозондом следует производить только в угольных пластах, мощность которых близка к предельной рабочей, или в пластах, представленных тонким переслаиванием, причем во всех случаях — при отсутствии каверн.

Угольные месторождения третьей группы

В качестве основных поисковых методов на месторождениях третьей группы применяются следующие: а) кажущихся сопротивлений с градиент- или потенциал-зондами малого размера (AO = 0,3—0,5 *м*, AM = 0,1—0,2 *м*); б) потенциалов собственной поляризации или их градиента; в) рассеянного гамма-излучения; г) кавернометрии; д) естественного гамма-излучения. Для выявления угольных пластов в разрезе скважины основными являются методы потенциалов собственной поляризации, рассеянного гамма-излучения и кавернометрии, а для расчленения вмещающих пород — методы кажущихся сопротивлений и естественного гамма-излучения. В ряде случаев вспомогательным поисковым методом может быть метод потенциалов вызванной поляризации.

При детализационных исследованиях угольных пластов третьей группы рекомендуется следующий комплекс методов: а) кажущихся сопротивлений с зондами указанных размеров; б) потенциалов собственной поляризации и их градиента; в) потенциалов вызванной поляризации; г) рассеянного гамма-излучения; д) кавернометрии (при необходимости); е) отбора грунтоносных проб.

При сложных геолого-геофизических условиях для изучения структуры угольных пластов следует применять дополнительно один или два метода из числа следующих: фокусированных зондов, гамма-метод и измерение кажущихся сопротивлений с микрозондом. Гамма-метод целесообразен только для детального исследования тех угольных пластов, против которых на поисковых диаграммах I_γ получены отчетливые аномалии.

Угольные месторождения четвертой группы

В качестве основных поисковых методов для этой группы месторождений целесообразно использовать следующие: а) кажущихся сопротивлений с потенциал- или градиент-зондами малого размера (AM = 0,1—0,2 *м*, AO = 0,3—0,5 *м*); б) потенциалов собственной поляризации или их градиента; в) рассеянного гамма-излучения; г) кавернометрии; д) естественного гамма-излучения.

Все перечисленные способы исследования (за исключением в ряде случаев метода естественного гамма-излучения) достаточно эффективны для однозначного выявления угольных пластов в разрезах скважин. Литологическое расчленение вмещающих пород в основном производится методами кажущихся сопротивлений и естественного гамма-излучения.

Для детализационных работ при исследовании угольных пластов четвертой группы рекомендуются следующие методы: а) кажущихся сопротивлений с потенциал-зондом; б) потенциалов собственной поляризации

и их градиента; в) рассеянного гамма-излучения (при необходимости); г) кавернометрии (при необходимости); д) отбора грунтоносных проб. При применении метода кажущихся сопротивлений в данном случае следует пользоваться крупными масштабами сопротивлений (см. гл. III), что позволяет изучать структуру пластов и выделять антрацитовые сланцы. Особое внимание нужно уделять измерению градиента потенциалов собственной поляризации. На диаграммах этого параметра отчетливо выделяются границы пластов и пропластков.

В случае необходимости указанный комплекс детализационных исследований дополняется одним или двумя методами из следующих: фокусированных зондов, потенциалов вызванной поляризации, естественного гамма-излучения и кажущихся сопротивлений с микрозондом. Диаграммы микрозондов следует регистрировать в крупных масштабах сопротивле-

Таблица 18

Рациональные комплексы геофизических методов исследования скважин на угольных месторождениях различных групп

Группа месторождений	Стандартный зонд метода КС	Комплексы методов: поисковые, основные	Комплексы методов: поисковые, вспомогательные	Комплексы методов: детализационные, основные	Комплексы методов: детализационные, вспомогательные
Первая	Градиент-зонд $L = AO = 0{,}3$—$0{,}5$ *м* или потенциал-зонд, $L = AM = 0{,}1$—$0{,}2$ *м*	КС ГГМ Д ГМ СП[a]	ВП[a]	КС стандартный зонд ГГМ ВП МФЗ Д[a] ОГП	Один-два метода из следующих: КС микрозонд[a] ГМ[a] СП[a]
Вторая	Последовательный градиент-зонд $L = AO =$ $= 3$—4 *м*	КС ГГМ Д ГМ СП[a]	Один из следующих методов: КС потенциал зонд или обращенный градиент зонд ВП[a]	КС стандартный градиент-зонд КС обращенный градиент-зонд[a] КС потенциал-зонд[a] МФЗ ГГМ[a] Д ОГП	Один-два метода из следующих: КС микрозонд[a] ВП[a] ГМ[a] СП[a]
Третья	Градиент-зонд $L = AO = 0{,}3$—$0{,}5$ *м* или потенциал-зонд $L = AM = 0{,}1$—$0{,}2$ *м*	КС СП ГГМ Д ГМ	ВП[a]	КС стандартный зонд СП grad СП ВП ГГМ Д ОГП	Один-два метода из следующих: КС микрозонд[a] МФЗ[a] ГМ[a]
Четвертая	Потенциал-зонд $L = AM = 0{,}1$—$0{,}2$ *м* или градиент-зонд $L = AO = 0{,}3$—$0{,}5$ *м*	КС СП или grad СП ГГМ Д ГМ	—	КС стандартный зонд ПС grad СП ГГМ[a] Д[a] ОГП	Один-два метода из следующих: КС микрозонд[a] МФЗ[a] ВП[a] ГМ[a]

[a] Метод применяется при необходимости в отдельных скважинах или только на отдельных пластах.

ний, что позволит выявить тонкие сланцевые прослои в пластах антрацита и полуантрацита.

В табл. 18 дана обобщающая сводка рациональных комплексов геофизических методов исследования разрезов скважин на различных группах угольных месторождений. Может показаться, что между этими комплексами методов для разных групп угольных месторождений нет существенной разницы. Однако в ошибочности такого утверждения можно убедиться, если рассмотреть роль и эффективность различных методов геофизических исследований в каждом из рассмотренных комплексов.

§ 78. Общая характеристика эффективности геофизических методов исследования скважин

Одним из основных геофизических методов исследования скважин на всех группах месторождений является метод кажущихся сопротивлений. Широкие возможности его объясняются тем, что удельное сопротивление пород среди других физических свойств имеет наибольший диапазон изменения. В частности, как уже указывалось, угольные пласты месторождений второй и четвертой групп наиболее надежно выделяются и однозначно исследуются с помощью метода кажущихся сопротивлений. На месторождениях первой и третьей групп эффективность метода кажущихся сопротивлений при выявлении в разрезах скважин угольных пластов мала. Эта задача на указанных месторождениях разрешается в первую очередь с помощью радиоактивных методов.

Тем не менее метод кажущихся сопротивлений следует применять в качестве детализационного на рабочих угольных пластах всех месторождений, включая даже те, где он мало эффективен в качестве поискового метода для выявления угольных пластов. В этих условиях изменение кажущихся сопротивлений позволяет повышать точность определения мощностей угольных пластов и изучать его строение после того, как местоположение пласта будет установлено другим способом разведки. Кроме того, диаграммы кажущихся сопротивлений дают возможность изучать изменение геоэлектрической характеристики отложений по площади месторождения на основании сопоставления кривых $\rho_к$ новых скважин с диаграммами этого параметра по тем скважинам, которые изучались в прошлые годы, когда на угольных месторождениях применялись только методы кажущихся сопротивлений и потенциалов собственной поляризации. На месторождениях второй и четвертой групп метод кажущихся сопротивлений обладает наибольшей геологической эффективностью при детализационных исследованиях.

В главах X и XI было показано, что методы естественного и рассеянного гамма-излучений дают примерно одинаковые результаты по исследованию разрезов скважин всех угольных месторождений. Поэтому эти способы разведки должны входить в рациональный комплекс геофизических методов всех групп угольных месторождений. Регистрация кавернограмм (диаметрограмм), необходимых для интерпретации диаграмм других геофизических методов, а также изучение механических свойств пород, особенно устойчивости кровли и подошвы рабочих угольных пластов, должна производиться в скважинах всех групп угольных месторождений.

Диаграммы рассеянного гамма-излучения и диаметрометрии должны использоваться в первую очередь с целью выделения угольных пластов в разрезе скважины, так как в разрешении этой основной задачи разведки указанные методы обладают большой эффективностью. Применение метода рассеянного гамма-излучения при детализационных исследованиях во многих случаях оказывается менее целесообразным, чем электрометрических методов, в частности, при изучении структуры и качества угольных пластов. Поэтому на практике в ряде случаев его заменяют одним из методов электрометрии, который в данном конкретном случае обладает

большей эффективностью. Следует заметить, что геологическая эффективность метода рассеянного гамма-излучения в дальнейшем может быть значительно повышена за счет увеличения разрешающей способности радиометрической аппаратуры, что позволит чаще использовать этот метод при детализационных исследованиях.

Диаметрометрию для детализационных работ следует применять только на участках пересечения тех пластов, против которых были отмечены каверны на поисковой диаграмме этого параметра. Детализационные диаграммы кавернометрии могут быть использованы в качестве вспомогательных для учета влияния каверн при интерпретации детальных геофизических исследований других методов.

Метод естественного гамма-излучения в поисковом комплексе обычно применяется не с целью выделения угольных пластов, а для выявления в разрезах скважин пород, обогащенных радиоактивными элементами, и их литологического расчленения. На отдельных месторождениях этот метод может быть дополнительно использован в качестве поискового для выявления угольных пластов и даже детализационного — с целью изучения этих пластов. Геологическая эффективность метода естественного гамма-излучения не связана с определенной группой месторождений или типом марочного состава углей и в каждом конкретном случае определяется практикой его использования на конкретном месторождении.

Метод потенциалов собственной поляризации пород имеет относительно малую эффективность при решении задачи литологического расчленения разрезов угольных скважин, особенно в условиях значительного метаморфизма вмещающих пород. Однако этот метод целесообразно применять на всех угольных месторождениях как поисковый для выделения и изучения водоносных горизонтов и конкреций. В решении других геологических задач метод потенциалов собственной поляризации имеет большое значение только на угольных месторождениях первой и второй групп. Заметим, что применение метода СП, как правило, не дает положительных результатов в тех районах, где наблюдается большая плотность блуждающих индустриальных токов. На месторождениях третьей и четвертой групп методы потенциалов и градиента потенциалов собственной поляризации рекомендуется использовать как для выделения угольных пластов, так и детального их изучения.

Методы регистрации тока (РТ), измерения кажущегося сопротивления микрозондами (МЗ) и фокусированных зондов (МФЗ) нецелесообразно применять в качестве поисковых, за редким исключением. Наоборот, метод тока фокусированных зондов является наиболее эффективным для детализации угольных пластов, особенно месторождений второй и четвертой групп. При использовании этого метода отпадает необходимость в регистрации диаграмм тока. Применение микрозондов, как уже указывалось, ограничивается наличием каверн и неровностей в стенках скважины.

Отбор грунтоносных проб (ОГП) производится с целью детального изучения угольных пластов, главным образом для определения зольности и других качественных параметров угля. Грунтоносные прострелы особенно необходимы в пределах кавернозных интервалов пластов и при крутом их падении, когда некоторые геофизические диаграммы оказываются недостаточно отчетливыми. Однако в этих условиях при современной грунтоносной технике нередко возникают весьма грубые ошибки в определении мощности пласта и совсем исключается возможность выяснения его структуры.

Нецелесообразно производить отбор проб грунтоносами с целью поисков угольных пластов в разведочных скважинах при правильно выбранном поисковом комплексе геофизических методов. Лишь в тех случаях, когда по какой-либо причине комплекс методов был неполным, приходится производить отбор проб пород грунтоносами для проверки отдельных аномалий, отмеченных на геофизических диаграммах. При обнаружении угольного пласта рабочей мощности поисковые грунтоносные пробы могут быть одновременно использованы и для изучения качественных характеристик угля.

Помимо перечисленных стандартных комплексов геофизического исследования скважин, которые являются обязательными для каждой группы месторождений, промысловой геофизикой используется еще ряд специальных методов, например, термометрия, резистивиметрия, инклинометрия скважин, наклонометрия пластов и т. п. Они применяются обычно в отдельных скважинах и являются дополнительными к рациональному комплексу методов.

В заключение необходимо подчеркнуть, что предложенные схемы рациональных комплексов геофизических методов изучения разрезов скважин не следует считать неизменными. При разработке новых геофизических способов исследования разрезов скважин одни из методов могут быть заменены другими более эффективными. При этом стандартный комплекс может оказаться сокращенным, а круг решаемых геологических задач расширен. Кроме того, надо иметь в виду, что схемы стандартных комплексов геофизических методов обычно не учитывают отдельные редко встречающиеся специфические особенности разреза скважин, в условиях которых стандартный комплекс должен быть частично изменен или дополнен рядом других методов. В частности, такие особенности возникают при исследовании скважин с большими кавернами, а также заполненных соляным раствором, сухих и обсаженных трубами. Исследования подобных скважин целесообразно рассмотреть отдельно.

§ 79. Методика исследования угольных скважин в осложненных условиях

Скважины с кавернами

Применение в углеразведке мощных буровых агрегатов, увеличивающих скорость проходки скважин, привело к значительному росту каверн. Образовавшиеся каверны обычно увеличиваются в процессе бурения и могут достигать значительных размеров (см. гл. XV, § 58). Наличие каверн в скважинах понижает точность геофизических исследований [57, 63, 79, 84], причем их влияние неодинаково на различные геофизические параметры (см. рис. 67, 68, 100, 160). Оно возрастает с увеличением диаметра каверн и степени различия изучаемых физических свойств пород и бурового раствора.

Рассмотрим комплекс диаграмм геофизических методов исследования скважин на месторождениях углей второй группы (рис. 287, *а*). В данном примере угольный пласт не был отмечен бурением. На диаграмме рассеянного гамма-излучения против пласта наблюдается положительная аномалия. Однако однозначную интерпретацию этой аномалии произвести невозможно, так как в ее пределах на кавернограмме зафиксировано резкое увеличение диаметра скважины. Каверна могла образоваться как в угольном пласте, так и во вмещающих породах.

На диаграммах I_γ, $\varrho_к$, $U_{сп}$, $U_{ВП}$ нет аномалий, которые бы однозначно или в комплексе указывали на наличие угольного пласта. Отсутствие аномалий на диаграммах I_γ и $U_{сп}$ может быть вызвано тем, что не все угольные пласты, даже при отсутствии каверн, проявляются на этих диаграммах. Кроме того, при глинизации бурового раствора повышается его радиоактивность и в этом случае отрицательная аномалия на диаграмме I_γ против угольного пласта могла быть скомпенсирована повышенным содержанием радиоактивного раствора в каверне. На диаграмме $\varrho_к$ градиент-зонда каверна отмечается зоной низкого сопротивления, по которой невозможно судить о характере породы в данном интервале разреза. Отсутствие аномалии на диаграмме $U_{ВП}$ также объясняется влиянием каверны, так как в некавернозных угольных пластах на данном

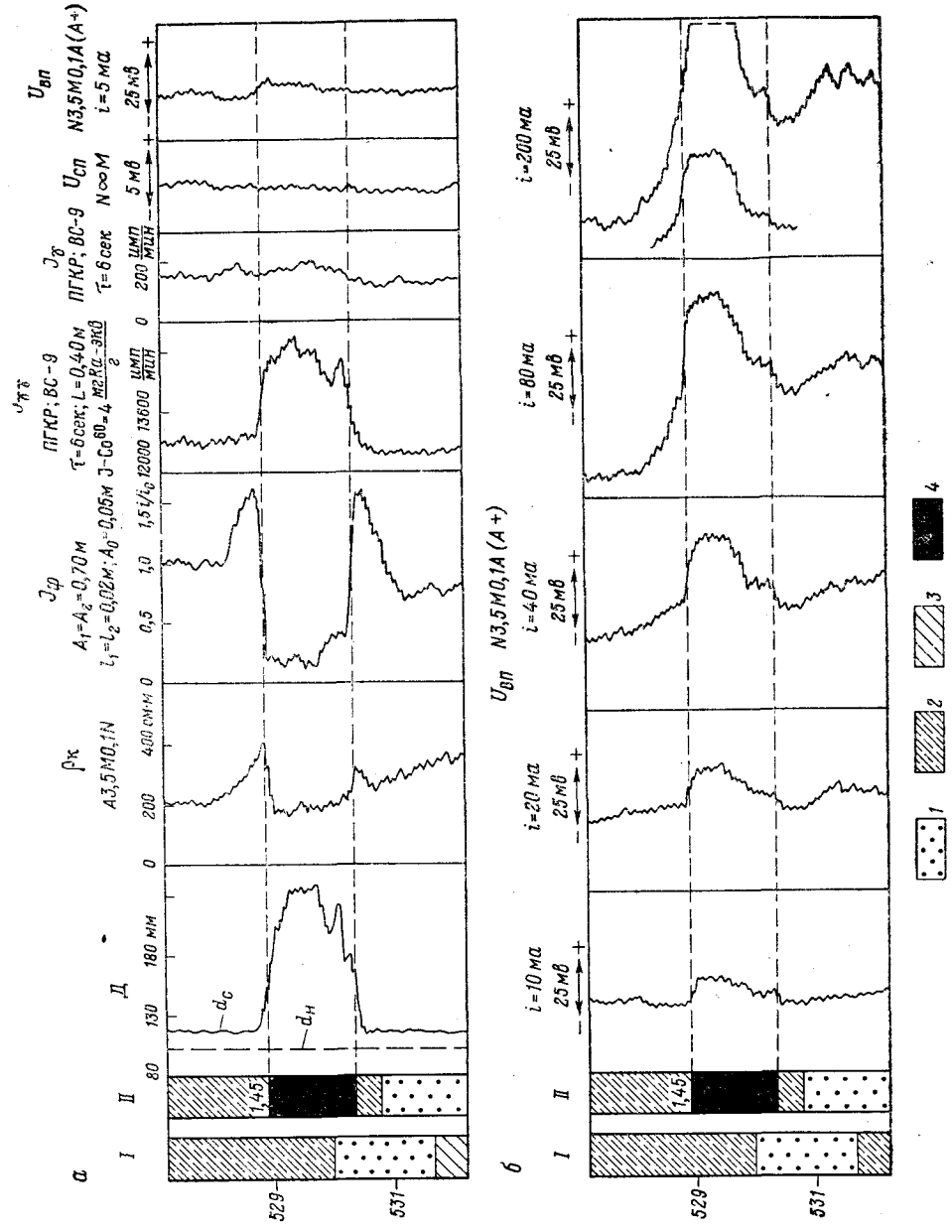


Рис. 287. Исследование угольного пласта, в пределах которого образовалась каверна

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь

месторождении аномалии четко выделяются на диаграммах $U_{вп}$ при силе тока 5 *ма*.

Для более полного исследования разреза скважины в зоне пласта была произведена регистрация серии диаграмм $U_{вп}$ при различной силе поляризующего тока (см. рис. 287,*б*). На приведенных диаграммах видно, что, начиная с силы тока, равной 10 *ма*, на диаграммах появляется аномалия $\Delta U_{вп}$, достигающая значительной величины при силе тока $i \geqslant 80$ *ма*. Возникновение аномалии $\Delta U_{вп}$ в кавернозном участке скважины указывает на наличие здесь угольного пласта (см. § 40). В данном примере амплитуда аномалии $\Delta U_{вп}$ с увеличением силы тока возрастает неравномерно по разрезу пласта — быстрее в кровле пласта, медленнее в его нижней части. Это объясняется неоднородностью пласта, нижняя часть которого представлена более зольным углем по сравнению с его верхней частью.

На диаграмме тока фокусированного зонда $I_ф$ угольный пласт также отчетливо выделился зоной минимальной проводимости. Казалось бы, в данном случае достаточно только диаграммы фокусированного зонда, чтобы выявить угольный пласт. Однако каверны могут оказывать значительное влияние и на диаграммы $I_ф$, если размер экранных электродов небольшой (см. рис. 100). Поэтому, для исследования кавернозных угольных пластов необходимо применять фокусированные зонды с длинными экранными электродами. Наилучшие результаты получаются, когда размер экранных электродов близок к мощности пласта ($A_1 = A_2 \approx h$).

Таким образом, в случае наличия глубоких каверн при исследовании скважин поисковый и детализационный комплексы необходимо дополнить следующими методами:

а) потенциалов вызванной поляризации с различной силой поляризующего тока — для углей всех групп месторождений;

б) фокусированных зондов с увеличенным (до 1—3 *м*) размером экранных электродов — на месторождениях углей второй и четвертой групп;

в) кавернометрию (в детализационном комплексе) — на угольных месторождениях всех групп;

г) метод нейтронного гамма-излучения — на месторождениях первой и третьей групп.

Метод фокусированных зондов дает наилучшие результаты на угольных месторождениях второй и четвертой групп. На месторождениях первой и третьей групп его эффективность снижается, и здесь целесообразно вместо метода МФЗ использовать нейтронный гамма-метод. Метод потенциалов вызванной поляризации при исследовании кавернозных участков разреза скважин обладает высокой эффективностью на всех группах месторождений. Создается впечатление, что аномалии $\Delta U_{вп}$ могут наблюдаться в кавернозных интервалах скважины не только в угольных пластах, но и во вмещающих породах, если питать зонд током большой силы. Однако проведенные исследования показывают, что в кавернообразующих вмещающих породах аномалии $\Delta U_{вп}$ обычно не возникают (рис. 288). На данном рисунке показан случай образования каверны в песчанике, который на диаграмме $\rho_к$ отмечен зоной слегка пониженного сопротивления, на кривой $I_{\gamma\gamma}$ — положительной аномалией значительной амплитуды, подобной угольному пласту, и совершенно не выделен на диаграммах I_γ и $U_{сп}$. Таким образом, в интервале каверны характер диаграмм стандартного комплекса методов аналогичен кривым, приведенным на рис. 287, в угольном пласте.

Однозначность интерпретации достигается с помощью комплекта диаграмм потенциалов вызванной поляризации. В случае угольного пласта (см. рис. 287) с увеличением силы тока, питающего электрод A, возникает и затем резко увеличивается положительная аномалия $\Delta U_{вп}$; во втором

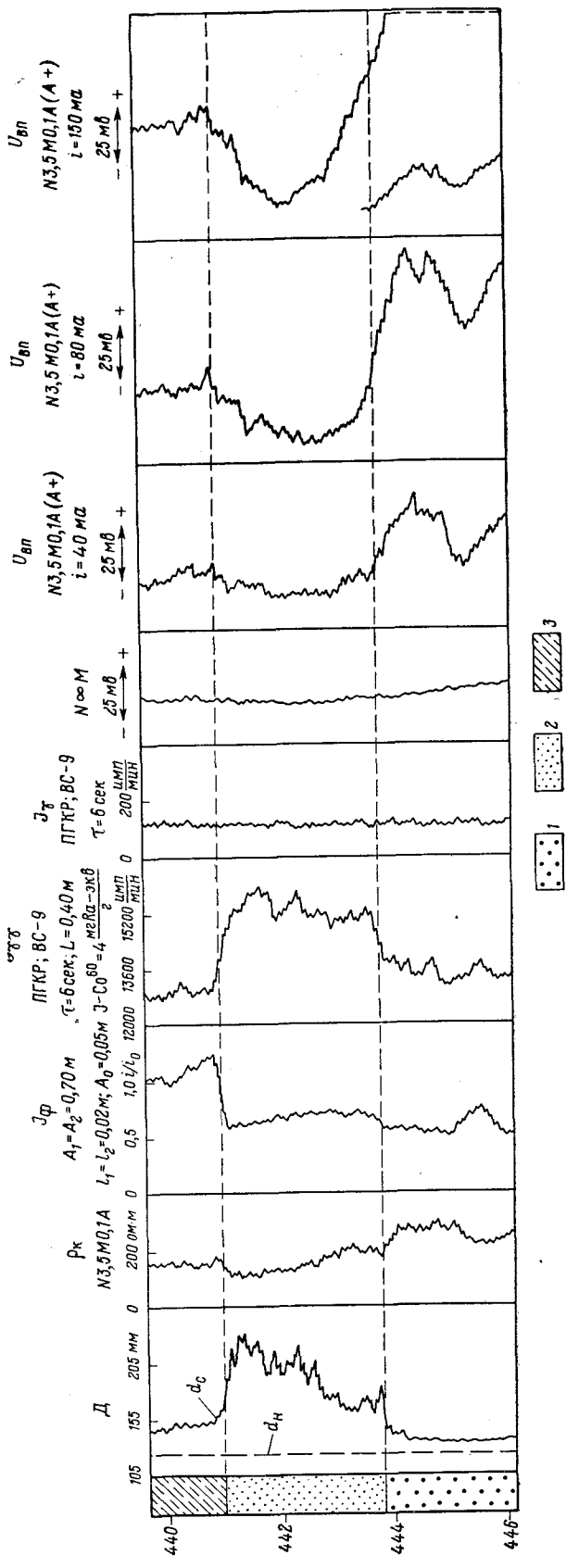


Рис. 288. Геофизические диаграммы в пласте песчаника при наличии каверны
1 — песчаник крупнозернистый; *2* — песчаник мелкозернистый; *3* — алевролит

случае, наоборот, наблюдается незначительное увеличение отрицательной аномалии $\Delta U_{вп}$. Возрастание отрицательной аномалии $\Delta U_{вп}$ является кажущимся, так как в действительности в интервале каверны значение $U_{вп}$ практически остается без изменения, а в граничащих с каверной породах, особенно в песчанике, увеличивается с возрастанием силы поляризующего тока.

Вероятно, и в интервале каверны, образовавшейся в песчанике, наблюдалось бы появление, а затем и увеличение аномалии $\Delta U_{вп}$, если бы эта каверна была в пласте более плотно сцементированного песчаника, так как последние часто отмечаются на диаграммах $U_{вп}$ положительными аномалиями, аналогично угольным пластам. Однако в плотно сцементированных песчаниках каверны не образуются, они обычно приурочены к рыхлым песчаным породам, глинам и аргиллитам, в которых при увеличении силы тока $U_{вп}$ изменяется либо незначительно, либо практически не меняется вовсе. В данном примере пласт песчаника неоднороден, его верхняя часть более рыхлая, на что указывают также диаграммы $I_ф$ и Д.

В приведенных примерах (см. рис. 287 и 288) диаграммы $I_ф$ также обеспечивают однозначность интерпретации, так как на месторождениях углей второй группы отрицательные аномалии $I_ф$ возможны только на угольных пластах. Во вмещающих породах отрицательные аномалии на диаграммах наблюдаются только на плотно сцементированных песчаниках, конгломератах и известняках, в которых каверны не образуются. На кривых месторождений четвертой группы угольные пласты отмечаются положительными аномалиями, которые значительно меньшей амплитуды возможны и в кавернах, образовавшихся во вмещающих породах.

[*Скважины, заполненные буровым раствором высокой минерализации*

При бурении угольных скважин обычно промывочной жидкостью служит пресная вода или глинистый раствор слабой минерализации. Удельное электрическое сопротивление таких растворов чаще всего изменяется от 15 до 25 *ом·м*, что не искажает существенно диаграммы электрометрии [57, 63]. Однако в практике бурения углеразведочных скважин иногда приходится применять буровые растворы высокой минерализации. Такие растворы с сопротивлением в десятые доли и единицы ом-метров значительно искажают диаграммы электрометрии (см. гл. III, § 15) и поэтому перед проведением промыслово-геофизических работ следует заменить соленый раствор на пресный. При отсутствии этой возможности необходимо несколько изменить комплексы поисковых и детализационных исследований скважин.

Для поисковых работ рекомендуются следующие методы: а) эффективных сопротивлений с фокусированным зондом; б) потенциалов собственной поляризации (только на месторождениях третьей и четвертой групп; в) рассеянного гамма-излучения; г) естественного гамма-излучения; д) кавернометрии. Для детализационных исследований целесообразно использовать следующие методы: а) тока с фокусированным зондом; б) потенциалов собственной поляризации и их градиента (только на месторождениях третьей и четвертой групп); в) нейтрон-нейтронный метод (ННМ); г) рассеянного гамма-излучения; д) кавернометрии (при необходимости); е) отбора грунтоносных проб. Вспомогательными методами при детализационных работах могут быть естественное гамма-излучение и нейтронное гамма-излучение.

При измерениях с фокусированным зондом необходимо применять значительно бо́льшую силу питающего электроды тока по сравнению с расчетной для скважин с пресным раствором. Измерения нейтрон-нейтронным методом производятся с зондом малого размера и обеспечивают главным образом изучение структуры угольных пластов.

Сухие скважины

В случае пересечения скважиной поглощающего водоносного горизонта или подземной выработки геофизические исследования приходится проводить при отсутствии бурового раствора. Для исследования сухих скважин в поисковом и детализационном комплексах применяют в основном следующие методы: а) скользящих контактов (МСК); б) рассеянного гамма-излучения; в) естественного гамма-излучения; г) нейтрон-нейтронный; д) кавернометрии (в поисковом комплексе и при необходимости в детализационном); е) отбора проб грунтоносами. Метод скользящих контактов позволяет изучать структуру пластов только при отсутствии каверн и значительных неровностей стенок скважины (см. рис. 88). При наличии каверн для изучения структуры пласта применяется нейтрон-нейтронный метод с зондом малого размера.

Скважины, обсаженные трубами

Скважины, пробуренные в неустойчивых по крепости породах, с целью предотвращения обрушения стенок тотчас же после бурения обсаживаются стальными трубами. Для исследования разрезов обсаженных скважин не применимы все электрометрические методы. Поэтому с целью наиболее полного изучения разрезов скважин, требующих спуска обсадной колонны, надо стремиться выполнить все возможные и в первую очередь электрические исследования ее до обсадки. В таких случаях буровая служба обязана в процессе бурения скважины своевременно вызывать геофизическую партию для выполнения наиболее полного комплекса работ в интервале скважины, подлежащем обсадке трубами. При этом должны быть выполнены все необходимые мероприятия, обеспечивающие по возможности беспрепятственный спуск измерительных приборов в скважину, что позволяет достигнуть наибольшего метража бурения полным комплексом методов геофизических исследований.

Однако на практике все же наблюдаются случаи, когда по различным причинам отдельные интервалы скважин оказываются перекрытыми трубами без предварительного геофизического изучения. Такие интервалы приходится исследовать через трубы комплексом радиометрии (см. гл. X, XI, XII), в который входят следующие методы: а) естественного гамма-излучения; б) рассеянного гамма-излучения; в) нейтрон-нейтронный; г) нейтронный гамма-метод (при необходимости). В этом комплексе метод рассеянного гамма-излучения должен проводиться с источником гамма-излучения удвоенной мощности по сравнению с источниками в необсаженной части скважины.

Указанные методы не во всех случаях обеспечивают однозначное выделение из разреза и изучение угольных пластов. Для повышения однозначности выделения углей по диаграммам радиометрии в обсаженных скважинах необходимо широко использовать корреляционные сопоставления диаграмм по соседним скважинам и тщательно анализировать материалы бурения и геологической документации разреза скважины.

Опробовательские скважины

Для технологических исследований обычно требуется отбор углей в значительно большем количестве, чем дает керн. Для этой цели бурятся специальные опробовательные скважины или используются обычные разведочные скважины, из которых уголь извлекается с помощью специального приспособления — углереза или расширителя. Для того чтобы проба угля была представительной, ее следует отбирать равномерно по всей мощности пласта, особенно в тех случаях, когда пласт имеет сложное строение. Применяемые в настоящее время углерезы не всегда обеспечивают равномерность отбора пробы (см. рис. 78, 85, 99, 163).

Качество отбора пробы может быть проконтролировано с помощью геофизических методов. С этой целью геофизические детализационные исследования разреза скважины производятся до и после выполнения опробовательских работ методами регистрации тока фокусированного зонда, регистрации тока нефокусированным электродом и кавернометрии. При практическом применении этого комплекса надо иметь в виду, что, когда диаметр скважины расширен незначительно, для оценки качества отобранной пробы достаточно регистрации только одной кавернограммы. Например, кавернограмма на рис. 78 показывает, что проба отобрана на большую глубину только из отдельных участков пласта и, следовательно, не может характеризовать качество пласта в целом.

В тех случаях, когда углубление углереза в пласт произведено на большое расстояние от оси скважины, диаметр образовавшейся выемки (каверны) может оказаться за пределами возможного измерения его кавер-

номером (см. рис. 85, 99, 163). В этих условиях следует использовать метод регистрации тока как наиболее чувствительный к изменению диаметра скважины, который дает возможность определить характер изменения диаметра по разрезу скважины, т. е. степень равномерности отбора пробы. Например, по диаграмме I_A, приведенной на рис. 85, видно, что проба отобрана из пласта неравномерно и наименьшая глубина ее отбора относится к нижней и верхней частям пласта. Из пласта, диаграммы которого изображены на рис. 99, отбор проб с наименьшей глубины был произведен только из нижней его части. По диаграмме I_Φ фокусированного зонда видно, что наименее опробованной является нижняя часть обоих пластов, изображенных на рис. 99 и 163.

Для обеспечения необходимой представительности пробы следует производить дополнительный отбор пробы углерезом из недостаточно опробованных пачек пласта с последующей проверкой его качества геофизическими исследованиями.

Скважины, расположенные в районах распространения многолетнемерзлых пород

Значительные площади угленосных бассейнов Сибири и Печоры находятся в районах распространения многолетнемерзлых пород. При геофизических исследованиях скважин в этих районах возникают две проблемы:

а) изучение зоны многолетней мерзлоты с определением ее границ, что необходимо знать для промышленного и жилищного строительства, а также эксплуатации шахт;

б) изучение разрезов скважин, осложненных мерзлотой горных пород.

Исследование многолетней мерзлоты. Для геомерзлотных исследований применяются в основном методы электрометрии — кажущихся сопротивлений и иногда потенциалов собственной поляризации — и термометрии [2, 51, 53, 54, 57, 59, 85, 103, 201]. Удельное электрическое сопротивление пород при их замерзании повышается, изменяясь при этом в широких пределах. Большой диапазон изменения сопротивлений горных пород при температуре ниже нуля объясняется главным образом различной степенью (жесткостью) промерзания, а при одинаковых температурах — различием их литологии. Обычно наибольшей интенсивности многолетняя мерзлота достигает вблизи от ее верхней границы.

Зона мерзлоты выделяется на диаграммах $\rho_к$ резкими аномалиями повышенных сопротивлений. Однако практическое решение задачи часто осложняется тем, что в процессе бурения при теплом растворе стенки скважин оттаивают, мерзлота при небольшом перепаде отрицательных температур отступает в глубь пород от скважины и не оказывает существенного влияния на величину кажущихся сопротивлений, зарегистрированных зондами обычных размеров. В этих случаях необходимо либо дать длительное время (5—10 суток) простоя скважины для промерзания талого слоя, либо использовать потенциал-зонды больших размеров ($AM = 4$—10 *м*).

На рис. 289 показан пример сопоставления диаграмм $\rho_к$ по одному из выдержанных песчаных горизонтов, пересеченному в двух соседних скважинах. В одной из них (см. рис. 289, *а*) он залегает ниже границы многолетней мерзлоты, в другой (см. рис. 289, *б*) — в интервале мерзлых пород. Этот горизонт в талом состоянии характеризуется выдержанными значениями удельных сопротивлений ($\rho_к = 160$—180 *ом·м*) и характерной формой кривой.

Скважина *II* после окончания бурения простаивала в течение 12 дней и в ней было отмечено более чем десятикратное — свыше 2000 *ом · м* — повышение электрического сопротивления песчаника при тех же геофизических условиях его исследования ($AO = 3{,}55$ *м*; $\rho_к = 15$ *ом · м*;

$d_c = 80$ *мм*). Резкое повышение кажущегося электросопротивления обусловлено многолетней мерзлотой, нижняя граница которой проходит на глубине 52 *м*. Следует заметить, что границы мерзлотных пород в отличие от литологических границ обычно отмечаются с меньшей четкостью в связи с постепенным переходом воды, содержащейся в порах породы, из твердой фазы в жидкую, причем интенсивность этого перехода зависит от литологии пород.

Изучение верхней границы вечной мерзлоты, за редким исключением, затрудняется наличием обсадных труб. Это же относится и к нижней границе мерзлоты в районах с большой мощностью четвертичных

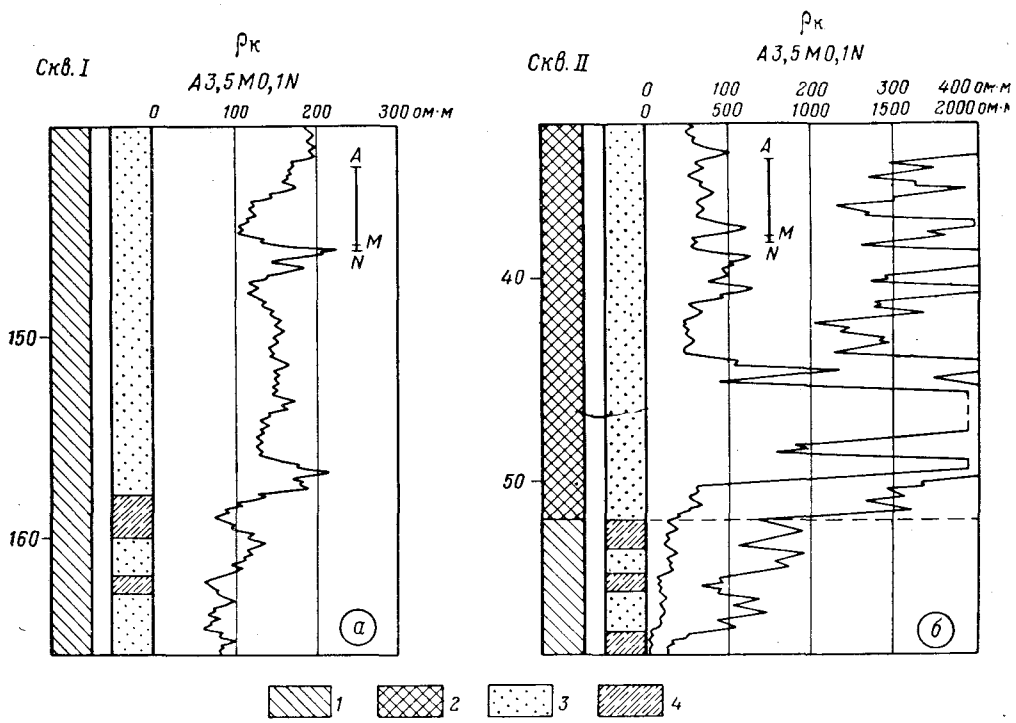


Рис. 289. Диаграммы кажущихся сопротивлений в талых и мерзлых породах

1 — талые породы; *2* — мерзлые породы; *3* — песчаник; *4* — алевролит

отложений, которые обычно перекрываются колонной. Для успешного применения метода кажущихся сопротивлений с целью определения нижней границы многолетней мерзлоты необходимо, чтобы башмак колонны обсадных труб находился выше ее нижней границы не менее чем на 10—15 *м*.

В северных широтах Сибири и Печорского бассейна встречаются участки с весьма интенсивным промерзанием, где при остановке бурения на короткий срок в скважине образуется ледяная пробка, исключающая возможность спуска в скважину зонда и определения нижней границы мерзлоты. В этих условиях интервал многолетнемерзлых пород может быть определен методом боковых электрических зондирований. Кривые бокового электрического зондирования в многолетнемерзлых породах обычно характеризуются резким возрастанием сопротивления с увеличением размеров зондов. Этот случай аналогичен исследованию трехслойной среды с проникновением бурового раствора, понижающим сопротивление породы. В результате обработки материалов зондирования (по трехслойным палеткам) выявляется зона мерзлоты и ее нижняя граница.

На диаграммах $U_{сп}$ наблюдается изменение потенциала собственной поляризации, что позволяет установить нижнюю границу многолетнемерзлых пород. Это **изменение потенциалов** объясняется повышением концентрации солей, растворенных в капиллярных водах и сорбированных слоях воды, по мере замерзания вод, заполняющих более крупные поры.

Одним из основных способов изучения мерзлоты является термометрия. Однако для успешного решения задачи этим методом необходимо, чтобы температура бурового раствора была близка к температуре окружающих пород. Для этого требуется выполнение следующих условий:

1. Движение бурового раствора в скважине, обусловленное проявлением водоносных горизонтов, должно отсутствовать.

2. Скважина должна длительное время (примерно 5—10 суток) находиться в состоянии покоя с тем, чтобы буровой раствор воспринял температуру окружающих пород. В случае жесткого режима мерзлоты с большим перепадом отрицательных температур требуется менее длительная выдержка скважины.

3. Во время простоя скважины не должна образовываться внутри нее ледяная пробка, которая будет препятствовать спуску измерительного прибора в скважину. Для предотвращения образования пробки следует производить измерение температур в скважине, заполненной буровым раствором с высокой минерализацией растворенных в ней солей (обычно NaCl).

Термометрия для мерзлотных исследований успешно может применяться в сухих скважинах, в которых отпадает опасность образования ледяных пробок. Такие скважины должны сверху закрываться пробкой для предотвращения проникновения воздуха с поверхности и, вследствие этого, возможного нарушения температурного режима в скважине. Однако необходимо учитывать, что и в данном случае тепловой режим в скважине будет частично нарушен из-за конвекции воздуха, находящегося в скважине, и теплопроводности обсадной колонны. Методика геофизических исследований разрезов сухих скважин была изложена выше.

Геофизические исследования в скважинах — электрометрия и термометрия — с целью изучения многолетней мерзлоты пока не получили широкого распространения в связи с необходимостью специальной иногда длительной и трудоемкой подготовки скважины. Геомерзлотные исследования в скважинах необходимо комплексировать с полевыми электроразведочными работами (электропрофилирование и вертикальные электрические зондирования). Последние позволяют во многих случаях уверенно фиксировать верхнюю, а иногда и нижнюю границы многолетней мерзлоты.

Исследование геологического разреза многолетнемерзлых пород. В районах слабого проявления многолетней мерзлоты ее отступление от стенок скважины в процессе бурения является благоприятным фактором, позволяющим использовать электрометрические исследования для литологического расчленения разреза скважин, выявления и изучения угольных пластов. На данные же радиометрии замерзание пород не оказывает влияния. В районах интенсивной многолетней мерзлоты она практически не отступает от стенок скважины. Во время геофизических исследований таких скважин стенки их на значительном интервале покрываются тонкой коркой льда, что вызывает резкое повышение кажущихся сопротивлений, не отражающих литологический разрез скважины. Спустя некоторое время исключается возможность производства работ в связи с образованием ледяной пробки.

Для обеспечения геофизических исследований разрезов таких скважин рекомендуется использовать одно из следующих мероприятий.

1. Предварительно прокачивать скважину горячим буровым раствором.

2. Заменить в скважине буровой раствор на соленый с концентрацией, предотвращающей его замерзание. Методика исследования таких скважин изложена выше.

ГЛАВА XXIII

ОРГАНИЗАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

§ 80. Организация и проведение геофизических работ на скважине

Буровые работы на угольных месторождениях, изучение их геологического строения и угленосности на основании анализа керна, геофизических данных и других материалов геологической съемки производятся геологоразведочными партиями (ГРП) и экспедициями. Для обслуживания указанных организаций геофизическими работами создаются специализированные промыслово-геофизические (каротажные) партии и отряды. Эти партии входят в состав геофизических экспедиций, проводящих весь комплекс геофизических работ в отдельных угольных бассейнах или геологических районах. Промыслово-геофизические партии могут состоять из одного или нескольких отрядов. Количество промыслово-геофизических отрядов и их состав определяются объемом буровых работ, территориальным расположением участков разведки и числом буровых скважин, а также путями сообщения между ними и базой. Промыслово-геофизические партии и отряды обычно размещаются в местах нахождения геологоразведочных организаций и работают в непосредственном контакте с последними.

Ответственным техническим руководителем промыслово-геофизической партии является ее начальник, организующий проведение работ в соответствии с проектом, технической инструкцией и техническими условиями на геофизические исследования скважин [221, 222]. Он отвечает также за состояние техники безопасности в партии. Начальник партии руководит обработкой и интерпретацией геофизических материалов, осуществляет техническую и геологическую отчетность партии.

Геологоразведочные партии (экспедиции) представляют обслуживающим их промыслово-геофизическим партиям и отрядам сведения о скважинах, в которых проектируется проведение геофизических исследований в данном месяце. Ко времени готовности скважины для геофизических исследований эти партии вызывают на скважину промыслово-геофизический отряд. В отряд направляют стандартный письменный вызов (заявку), в котором указываются: участок разведки, номер скважины, ее готовность и глубина (закончена бурением или находится в процессе бурения), техническое состояние скважины и сведения о ней (диаметры бурения, обсадные трубы, буровой раствор и т. п.), интервал скважины, подлежащий исследованию, виды операций и время прибытия на скважину. Эта заявка вместе с геологическим разрезом скважины вручается отряду заранее, не позже суток до момента выезда, чтобы отряд имел возможность подготовить аппаратуру и оборудование, необходимые для исследования данной скважины.

При одновременной готовности для геофизических исследований нескольких скважин очередность выезда на них устанавливается

геологоразведочной партией. Ко времени прибытия промыслово-геофизического отряда на скважину, последняя должна быть подготовлена для геофизических работ в соответствии с техническими условиями. Подготовка скважины для геофизических исследований и организация проведения предусматривают следующее.

1. Буровая скважина должна иметь подъездные пути для транспортировки к ней геофизического оборудования и подъезда каротажной станции.

2. Перед буровой необходимо подготовить рабочую площадку для установки на ней промыслово-геофизической станции и оборудования, а все посторонние предметы между этой площадкой и устьем скважины убрать, и пол буровой очистить от грязи.

3. Буровое оборудование должно быть в исправном состоянии. Буровой инструмент и инвентарь размещаются и закрепляются так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряду). Силовая сеть буровой должна иметь выводы или щиток для подключения к ней станции и другой аппаратуры.

4. При проведении геофизических работ в вечернее или ночное время на буровой устанавливается усиленное освещение, а устье скважины освещается прожектором. При отсутствии такого освещения геофизические работы не производятся.

5. При проведении геофизических работ на скважине обязана присутствовать смена буровой бригады, которая участвует в выполнении вспомогательных операций геофизических работ по указанию начальника отряда. В это время проведение на буровой каких-либо работ, например, ремонта бурового оборудования и т. п., не связанных с геофизическими исследованиями, может осуществляться только с разрешения начальника промыслово-геофизического отряда.

6. Скважину перед работами необходимо прочистить и промыть для беспрепятственного прохождения зондов и скважинных приборов по всему стволу. Буровой раствор должен удовлетворять геофизическим требованиям (однородность и невысокая минерализация). В случае неустранимых осложненных условий в скважине геофизические исследования могут проводиться только по особому согласованному решению руководства геофизической и геологической партий (экспедиций).

7. При проведении термометрии, резистивиметрии и газометрии дополнительная подготовка скважины осуществляется в соответствии с типовыми и индивидуальными проектами этих работ.

8. Забой скважины должен превышать не менее чем на 5 *м* глубину нижнего контакта последнего вскрытого в разрезе скважины угольного пласта, подлежащего геофизическим исследованиям.

9. Опробовательские работы с углерезом проводятся после геофизических исследований.

10. При выполнении геофизических работ на скважине обязаны присутствовать геолог и буровой мастер.

11. Комплекс и объем геофизических исследований в скважине определяются проектом работ и заявкой. В случае необходимости проводятся дополнительные исследования по договоренности на месте между начальником отряда и геологом.

12. Буровая служба обязана предоставить промыслово-геофизическому отряду по его требованию образцы бурового раствора и керна и обеспечить возможность проведения предусмотренных проектом контрольных наблюдений и опытных работ.

13. При несвоевременном прибытии промыслово-геофизического отряда на скважину, вызвавшем простой буровой бригады, или неподготовленности скважины ко времени прибытия отряда, обусловившей простой последнего, а также при техническом состоянии скважины, не позволяющем нормальное проведение геофизических исследований или

вызвавшем аварию геофизической установки, составляются двухсторонние акты. Копии актов направляются в геофизическую и геологическую экспедиции (партии) для принятия соответствующих мер.

14. В случае аварии геофизической установки во время работы на скважине или образования завалов в скважине буровая бригада обязана совместно с промыслово-геофизическим отрядом принять соответствующие меры по ликвидации аварии и прочистке ствола скважины. Интервалы скважины, в которых не были проведены геофизические исследования, указываются в составляемых двухсторонних актах, при этом приводятся причины невозможности выполнения данных работ.

15. Все виды геофизических работ должны проводиться в соответствии с техническими условиями на проведение этих работ.

16. По окончании геофизических исследований начальник отряда и геолог рассматривают полученные материалы и в случае необходимости дают указание о проведении дополнительных работ на отдельных пластах, интервалах или по всему разрезу скважины. Затем намечаются пласты и их пачки для прострела грунтоносами. Отбор грунтоносных проб является заключительной операцией геофизических работ, проводящихся в скважине.

Если после геофизических исследований проводится опробование отдельных пластов с помощью углереза, то для проверки представительности проб целесообразно после завершения опробовательских работ провести вторичные геофизические исследования этих пластов ограниченным комплексом методов (см. гл. XXII, § 79). Полученные результаты работ передаются в геологоразведочную партию не позднее чем через пять дней после их проведения на скважине.

§ 81. Оценка качества результатов геофизических исследований скважин

Качество проведенных геофизических работ на скважине определяется следующими факторами:

а) состоянием аппаратуры и оборудования;

б) точностью регистрации диаграмм и отдельных измерений;

в) правильностью выбора методики исследования;

г) полнотой интерпретации полученных материалов.

Рассмотрим влияние этих показателей. Все геофизические исследования скважин должны проводиться только с исправной аппаратурой. Оборудование и аппаратура должны проверяться перед каждым выездом на скважину. Возникающие неполадки с аппаратурой в процессе работы на скважине должны устраняться тотчас же на месте. Если это не удается сделать, то неисправный прибор отправляется на базу для ремонта и заменяется запасным. Иногда выход прибора из строя не позволяет выполнить некоторые исследования, предусмотренные проектом. В этом случае они должны быть заменены другими, которые можно провести с имеющейся аппаратурой, и в какой-то степени могут компенсировать недостающие методы. Диаграммы, зарегистрированные с неисправной аппаратурой, являются браком. В практике наиболее часто возникает брак диаграмм из-за утечек тока (см. гл. III, § 15).

Для проверки объективности и качества диаграмм производится их контрольная регистрация. Расхождения между производственными и контрольными измерениями не должны превышать значений, допускаемых технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах [222]. Если они выше допустимых отклонений, необходимо выяснить и устранить причины погрешностей, а затем зарегистрировать диаграммы повторно. Объем контрольных измерений составляет от 3 до 10% производственных измерений и в каждом случае уточняется проектом работ.

Если регистрация диаграмм в нарушение инструкции была почему-либо произведена без контрольных наблюдений, то возможность

использования этих диаграмм и их качество могут быть приближенно установлены путем сопоставления с качественными диаграммами, зафиксированными в соседних скважинах по одному и тому же интервалу стратиграфического разреза участка разведки.

Однако высокое качество регистрации диаграмм не всегда может обеспечить решение поставленных задач, если для исследования скважины применялся неполный или неудачно выбранный комплекс методов. От правильной методики исследования, т. е. выбора наиболее эффективных геофизических методов, составляющих рациональный их комплекс, зависит возможность наиболее всестороннего изучения геологического разреза. Комплекс геофизических методов для исследования скважин данного угольного месторождения или его участка обосновывается проектом работ. Однако ни один проект не может в совершенстве предусмотреть всего многообразия геолого-геофизических условий, с которыми приходится сталкиваться на практике. Это многообразие обусловливается различными по мощности, строению, метаморфизму и качеству угольными пластами, условиями их залегания (одиночные, в группах и пачках, пологие и крутопадающие и т. п.), вмещающими породами, близкими и резко отличающимися по отдельным свойствам от углей, их мощностями и условиями залегания, различием влияния скважины (разные диаметры, каверны, разные буровые растворы, фонтанирующие, статические и сухие скважины и т. п.), индустриальными помехами и другими причинами.

Поэтому проект геофизических исследований скважины следует рассматривать как руководство к практической работе, но не как догму, неопровержимую для любого случая. Руководитель работ — начальник отряда или партии — должен творчески подходить к практическому осуществлению проекта работ и в необходимых случаях разумно применять не предусмотренные проектом методы и их модификации (см. главы III, IV, V, VIII, IX, X, XI, XXII).

На практике иногда буровая служба препятствует проведению дополнительных исследований или даже стандартного комплекса геофизических методов с целью экономии времени, идущего на эти работы. Такое положение не может допускаться, и буровая служба должна не препятствовать, а содействовать выполнению рациональных геофизических исследований скважин, так как возможные в отдельных случаях дополнительные затраты времени многократно окупаются полнотой изучения разрезов скважин. Только такой подход к методике геофизических исследований может обеспечить высокую их геологическую эффективность.

Заключительным этапом геофизических работ на месторождении или его участке является интерпретация полученных материалов и составление технического отчета. Основы этой интерпретации также предусматриваются проектом работ. К интерпретации геофизических материалов требуется творческий и квалифицированный подход. Эта работа должна выполняться геофизической службой (экспедиция, партия, отряд) с широким привлечением геологов обслуживаемой организации.

Интерпретацией геофизических материалов должны заниматься наиболее опытные эрудированные геофизики и геологи с большим практическим стажем работы. Необходимо руководствоваться общей теорией методов, учитывать опыт ранее решенных аналогичных проблем, творчески использовать известные из литературы методики интерпретации и находить частные обоснованные способы решения отдельных проблем в конкретных геологических условиях данного месторождения. Надо учитывать, что в практической работе количественная интерпретация (геометризация угольных пластов и определение их качественных показателей) часто производится не с помощью общих теоретических закономерностей, а частных методик, разработанных на основе общих теоретических законов для конкретных геологических условий.

Во всех вопросах интерпретации необходимо широко использовать корреляционные сопоставления по изучаемому параметру синонимизирующихся угольных пластов месторождения или участка. Это дает возможность не только устранить ошибки в интерпретации, но также выявить и общие закономерности в изменении угольных пластов по площади месторождения.

Для оценки качества результатов геофизических исследований скважин может быть рекомендована четырехбальная шкала.

Оценка о т л и ч н о дается при условиях:

а) регистрации диаграмм и точечных измерений с исправной аппаратурой в оптимальном режиме ее работы;

б) высокого качества регистрации диаграмм (в наилучших масштабах) и точечных наблюдений, полностью подтвержденных контрольными измерениями;

в) выполнения проекта комплексных исследований скважин и применения дополнительных методов и их модификаций с различными измерительными установками, позволившими добиться решений поставленных геологических задач в сложных геолого-геофизических условиях;

г) проведения полной и обоснованной комплексной интерпретации диаграмм с построением подробного литологического разреза, выявлением угольных пластов и пропластков, определением их структуры и тех качественных параметров, для которых имеются опробованные методики, включая использование частных способов интерпретации, разработанных применительно к данному месторождению;

д) высокого качества оформления результатов работ.

Оценка х о р о ш о дается при условиях:

а) регистрации диаграмм и точечных измерений с исправной аппаратурой в оптимальном режиме ее работы;

б) высокого качества диаграмм (при наилучших масштабах их регистрации) и точечных наблюдений, подтвержденных контрольными измерениями;

в) выполнения проектной методики исследования скважин без применения необходимых специальных дополнительных исследований в осложненных геолого-геофизических условиях;

г) проведения полной и обоснованной комплексной интерпретации диаграмм с построением подробного литологического разреза, выявлением угольных пластов и пропластков, определением их структуры и тех качественных параметров, для которых имеются разработанные методики, с предоставлением неполных или условных заключений по тем интервалам разреза, в которых при наличии осложненных геолого-геофизических условий не были выполнены необходимые дополнительные исследования;

д) высокого качества оформления результатов работ.

Оценка у д о в л е т в о р и т е л ь н о дается при условиях:

а) регистрации диаграмм и точечных измерений с исправной аппаратурой, но не во всех случаях в оптимальных режимах ее работы;

б) удовлетворительного качества регистрации и точечных наблюдений, но не всегда в наилучших масштабах, при отсутствии детализационных диаграмм для отдельных угольных пластов и недостаточном объеме контрольных наблюдений;

в) неполного выполнения проектной методики исследования скважин, замене предусмотренных проектом методов другими менее эффективными, допущенных отклонений от оптимальных типов и размеров зондов, приводящих к снижению полноты и достоверности изучения геологических разрезов скважин;

г) отклонений от правил интерпретации, не вносящих грубых ошибок в изучение разреза скважины и угольных пластов, неполного использования возможностей комплексной геологической интерпретации для примененного комплекса методов;

д) недостаточно качественного оформления результатов геофизических работ.

Оценка н е у д о в л е т в о р и т е л ь н о (брак) дается при условиях:

а) выполнения геофизических измерений с неисправной аппаратурой и оборудованием, не обеспечивающими получение диаграмм, отражающих геологические особенности разреза;

б) получения недопустимых расхождений между результатами производственных и контрольных измерений, выполненных при неизменных условиях, наличия существенных расхождений в конфигурации диаграмм, зарегистрированных в различных масштабах, отсутствия перекрытий кривых в более мелких масштабах на интервалах скважин, где они не умещаются в пределах диаграммной ленты;

в) выполнения комплекса методов, не обеспечивающих выявление угольных пластов в разрезе скважины и их изучения;

г) применения неверной методики интерпретации, необоснованного литологического расчленения разреза и выделения угольных пластов, неправильного определения структуры угольных пластов и качества углей.

Каждое в отдельности из перечисленных четырех условий является достаточным для неудовлетворительной оценки результатов геофизических исследований.

Приведенная схема рекомендуемых оценок является общей, применимой для всех результатов геофизических работ. В практической работе на основе этой схемы могут даваться также и частные оценки отдельным факторам, определяющим качество геофизических исследований.

§ 82. Использование геофизических материалов при подсчетах запасов углей

По окончании разведки месторождения или отдельного его участка подсчитываются запасы углей. К утверждению запасов углей представляется полный отчет о геологоразведочных работах, выполненных на данном участке, составленный на основании всех геологических, геофизических и углехимических материалов разведки, а также подсчет запасов углей по различным их категориям [14, 28, 44, 48, 54, 58, 66, 67, 73, 94, 107, 111, 114, 115, 116, 117, 118, 159, 160, 161, 163, 217, 228, 229, 242, 248].

Перед проведением подсчета запасов геологами совместно с геофизиками окончательно просматриваются все геологические и геофизические материалы, включая результаты полевой (наземной) и промысловой геофизики. По результатам геофизических исследований скважин с учетом материалов бурения уточняются литологические разрезы скважин и выявленные в них угольные пласты, данные глубин, мощности, строения угольных пластов и их синонимика, схемы корреляции разрезов скважин и выявленные тектонические нарушения. На основании данных геофизических материалов, лабораторных анализов керна, грунтоносных проб, а также специальных проб и материалов горных выработок производится уточнение и окончательно принимаются качественные параметры угольных пластов.

Материалы подсчета запасов рассматриваются на научно-техническом совете геологической организации, проводившей разведку, и затем представляются на рассмотрение и утверждение в Государственную комиссию запасов при Совете Министров СССР (ГКЗ). При использовании геофизических материалов необходимо учитывать следующие обстоятельства.

1. Геофизические методы исследования скважин в большинстве угольных бассейнов получили широкое производственное применение лишь в последние 20—25 лет.

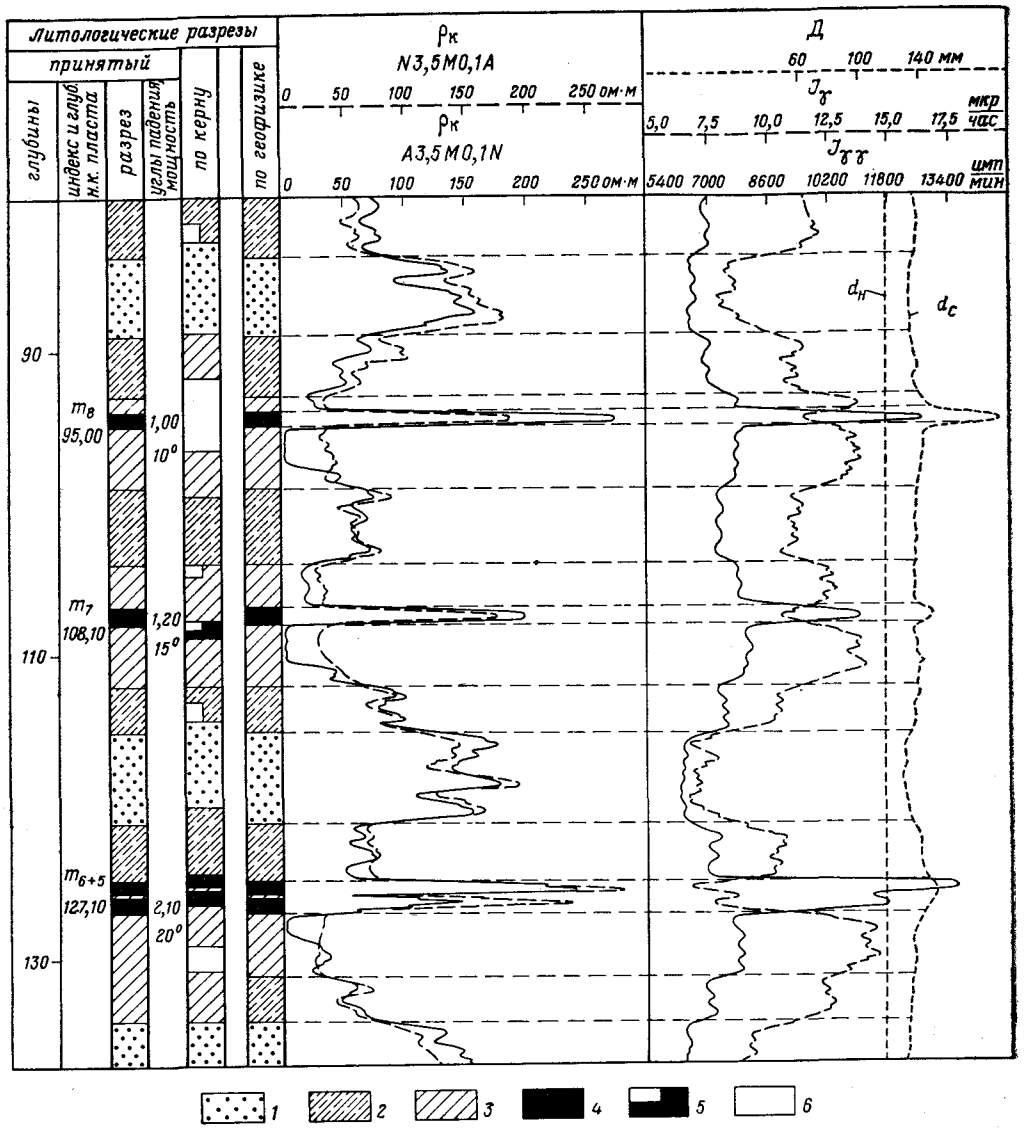


Рис. 290. Геолого-геофизический разрез скважины

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — неполный выход керна из пласта; *6* — керн не поднят

Сведения о скважине

Общие сведения			Диаметры					
			бурения			обсадных труб		
			d, мм	от (м)	до (м)	d, мм	от (м)	до (м)
Глубина забоя	м	165,10						
Глубина башмака обсадных труб	м	80,0						
Мощность наносов	м	78,85	6	0	4,50	6	0	4,50
Уровень раствора	м	40,0	146	4,50	11,00	146	0	11,00
			131	11,00	80,00	127	0	80,00
Удельное сопротивление бурового раствора	ом·м	21,0	111	80,00	112,50			
			92	112,50	165,10			

2. Первоначально геофизические исследования проводились ограниченным комплексом методов, чаще всего методами кажущихся сопротивлений и потенциалов собственной поляризации, и притом далеко не всегда с наиболее эффективными измерительными установками. Геофизическая эффективность этих методов не одинакова на разных группах угольных месторождений (см. гл. XXII). Позднее стали дополнительно применяться методы потенциалов вызванной поляризации и регистрации тока. Однако этот комплекс методов во многих случаях не обеспечивал однозначного выделения угольных пластов в разрезах скважин, особенно на месторождениях первой и третьей групп.

3. В настоящее время уровень развития промысловой геофизики позволяет во всех случаях, при техническом состоянии скважины, обеспечивающем спуск в нее измерительных приборов, производить однозначное литологическое расчленение разрезов, выделение угольных пластов, определение их мощности, строения, а во многих случаях и качества.

4. В практической работе геофизическая служба отдельных бассейнов не всегда использует все возможности современной промысловой геофизики. Вследствие этого уровень развития и использования промыслово-геофизических методов не одинаков в разных бассейнах и даже на различных месторождениях одного бассейна.

5. Подсчет запасов производится по результатам геологической разведки, проводившейся иногда в течение многолетнего периода (до 20 лет и более). В этом случае в материалах подсчета запасов могут находиться разрезы скважин, составленные без геофизических исследований, с учетом геофизических работ, но выполненных не в оптимальном варианте (в первоначальный период), и, наконец, с данными геофизических исследований, проведенных на современном уровне состояния промысловой геофизики. Поэтому к геологическим материалам, полученным в разные периоды времени, нельзя предъявлять одинаковые требования и оценки. Это должны учитывать не только геологи и геофизики, работающие на месторождении, но также и работники Государственной комиссии запасов.

Сведения о диаграммах

Метод	Зонд, прибор	Обозначение кривых	K, τ	l_0	R_0	Диапазон	Масштаб в 1 см
$\varrho_к$	*A3,5M0,1N*		1582	6,3	0,1	—	25 *ом·м*
$\varrho_к$	*N3,5M0,1A*		1,29	10,3	200	—	25 *ом·м*
$I_{\gamma\gamma}$	*L*=0,40, РК-60Л		6	—	—	8000 *имп/мин*	800 *имп/мин*
I_γ	РК-60Л		6	—	—	4000 *имп/мин*	1,25 *мкр/час*
Д	—		—	—	—	—	20 *мм*

Главгеология РСФСР
трест Геофизнефтеуглеразведка
Печорская геофизическая экспедиция
Воркутская промыслово-геофизическая партия

Воркутское каменноугольное месторождение

Геолого-геофизический разрез скв. К-1000

Нач-к ПГП	Проверил		
Геофизик-интерпретатор	19.2.64	1:200	№
Геолог ГРП			
Чертил			

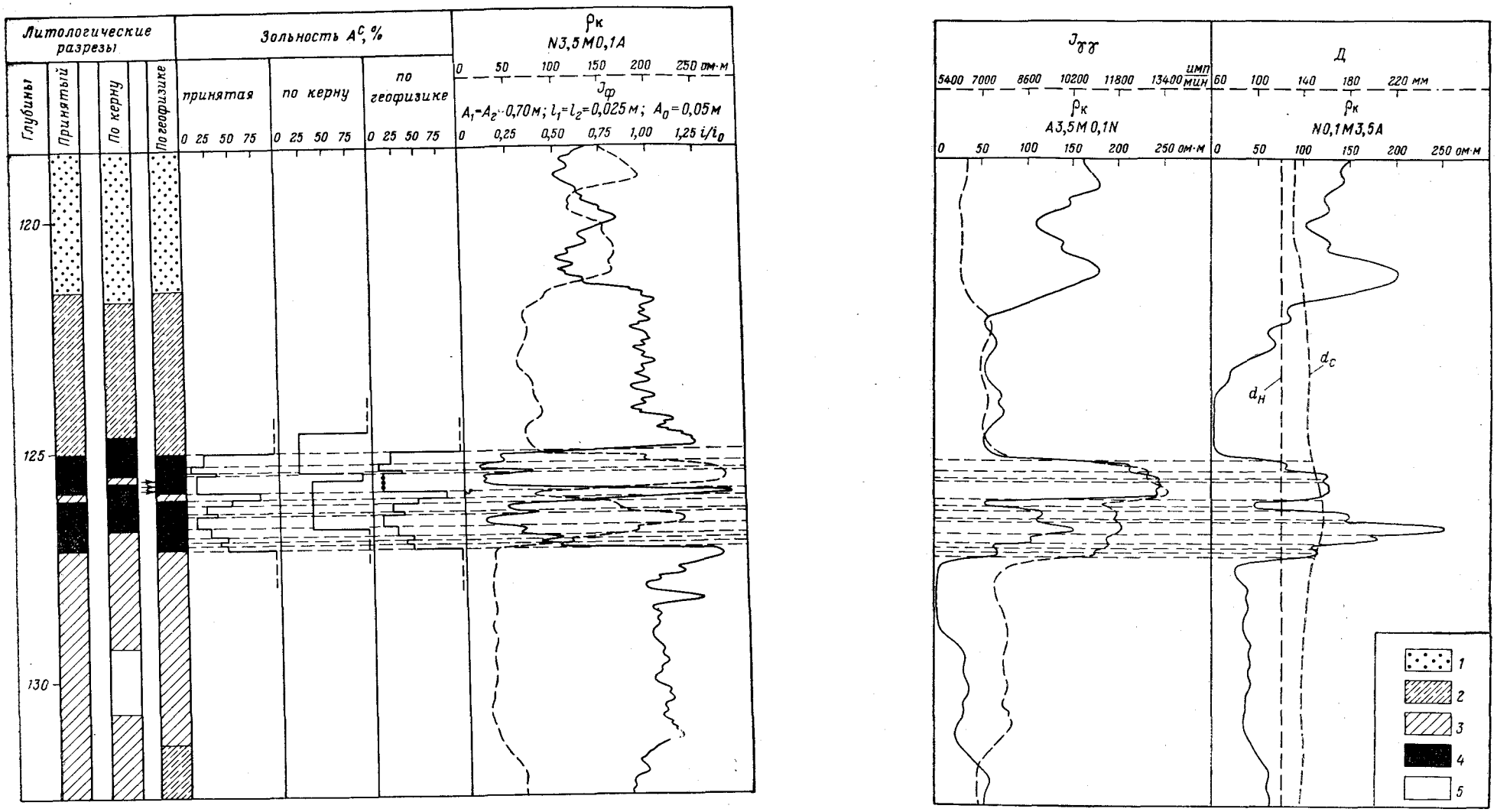


Рис. 291. Геолого-геофизический разрез угольного пласта

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — аргиллит; *4* — уголь; *5* — керн не поднят

Сведения об аппаратуре

Диаграммы	Зонд	K	l_0, см	$R_ш$, ом	ПИ	Масштаб в 1 см	v, м/час
$\sigma_к$	$A3,\ 5M0,1N$	1582	6,3	0,1	20«Л»	25 ом·м	120
$\sigma_к$	$N0,1M3,5A$	1582	6,3	0,1	20«Л»	25 ом·м	120
$\sigma_к$	$N3,5M0,1A$	1,29	10,3	0,1	20«Л»	25 ом·м	120
$I_{\gamma\gamma}$	$L=0,40$, РК-60Л, $\tau=3$ сек, NaI 1,5 см, $CO^{60}=2\frac{мг Ra\text{-}экв}{г}$	—	—	—	—	800 имп/мин	120
$I_ф$	$A_1=A_2=0,70$ м; $l_1=l_2=0,025$ м; $A_0=0,05$ м	—	4,7	0,2	20«Л»	0,125 i/i_0	120
Д	—	—	—	—	»	20 мм	120

Сведения о пласте

по бурению		по геофизике		принято			выход керна		зольность		
					мощность						
глубина	мощность	глубина	мощность	глубина	по скв.	норм.	м	%	по керну	по геофизике	принятая
126,65	0,95 (0,15) 1,05	127,10	0,85 (0,15) 1,10	127,10	0,85 (0,15) 1,10	0,80 0,14 1,03	0,85 0,15 1,05	100 100 95	31,1	25,4	25,4

Главгеология РСФСР
трест Геофизнефтеуглеразведка
Печорская геофизическая экспедиция
Воркутская промыслово-геофизическая партия

Воркутское каменноугольное месторождение

Геолого-геофизический разрез угольного пласта i_6, скв. К-1000

Нач-к пром.-геофиз. партии

Геофизик-интерпретатор

Геолог ГРП

Чертил

Проверил

19.2.64 | 1:50 | №

К использованию геофизических материалов по подсчету запасов должен осуществляться творческий подход с объективными критериями оценки их достоверности. С этой целью ГКЗ утверждены «Условия использования данных каротажа при подсчете разведанных запасов углей» [163]. Этот документ имеет значение для работ прошлых лет, а также настоящего периода в тех случаях, когда в скважинах выполнен неполный комплекс необходимых методов и на низком методическом уровне. При производстве же геофизических исследований с выбором рационального комплекса методов, соответствующего современному уровню промысловой геофизики, материалы, приведенные в «Условиях использования данных каротажа...» не являются достаточно обоснованными и поэтому утрачивают свой смысл.

Возможность широкого использования применяемых геофизических методов изучения скважин для подсчета запасов углей должна быть доказана путем сопоставления результатов геофизических исследований с данными горных выработок и керна (при условии его полной сохранности и точной привязки к разрезу пласта). Такие работы по отдельным параметрам угольных пластов выполнены во многих бассейнах [46, 50, 216, 217, 227]. После того как достоверность геофизических способов изучения углей применительно к конкретному месторождению доказана и качество геофизических материалов получило хорошую оценку, их результаты могут смело использоваться для подсчета запасов углей этого месторождения. При этом рекомендуются следующие формы графического оформления результатов геологоразведочных и геофизических работ, представленных к подсчетам запасов углей.

1. Геолого-геофизический разрез скважины в масштабе глубин 1 : 200 (рис. 290). На этом разрезе приводятся геофизические диаграммы поисковых методов, наиболее эффективных на данном месторождении (см. гл. XXII). На основании этих диаграмм строится литологический разрез скважины. Кроме того, здесь же помещается литологическая колонка, составленная по керну. Эти разрезы обычно несколько расходятся между собой. На основе их анализа строится третий — принятый разрез, который в основном совпадает с тем, который построен по геофизическим данным. В нижней части чертежа указываются необходимые сведения о скважине и диаграммах. Чертеж подписывается начальником промыслово-геофизической (каротажной) партии, геофизиком-интерпретатором, геологом, чертежником и проверившим чертеж.

2. Геолого-геофизический разрез угольного пласта в масштабе глубин 1 : 50 (рис. 291). При мощности пласта свыше 10 *м* этот разрез может быть представлен в масштабе глубин 1 : 200. На чертеж наносятся детализационные геофизические диаграммы тех методов, которые наиболее эффективны на данном месторождении или даже на данном пласте, а также результаты отбора грунтоносных проб из этого пласта. На основании перечисленных материалов определяется глубина залегания и мощность пласта, его структура и зольность, что изображается в виде диаграммы зольности и детального разреза пласта. Аналогичные построения делаются по керну. В результате анализа этих материалов строится принятый разрез пласта и диаграмма зольности. На этот же чертеж наносятся штамп с подписями и две таблицы, характеризующие аппаратуру и пласт.

3. Геологический разрез скважины в масштабе глубин 1 : 500 (рис. 292). На этом чертеже даются обобщенные данные результатов разведки: шкала глубин, конструкция скважины, возраст вскрытых отложений, обнаруженные фауна и флора, индексы угольных пластов, их вертикальная мощность, выход керна, литологическая колонка, угол падения, гидрогеологические данные — глубина встречи и статический уровень водоносных горизонтов, замеры уровня воды в скважине, — строение угольных пластов в масштабе глубин 1 : 50 для тонких и средних пластов и в масштабе 1 : 200 — для мощных пластов ($h > 10$ *м*). В нижней части

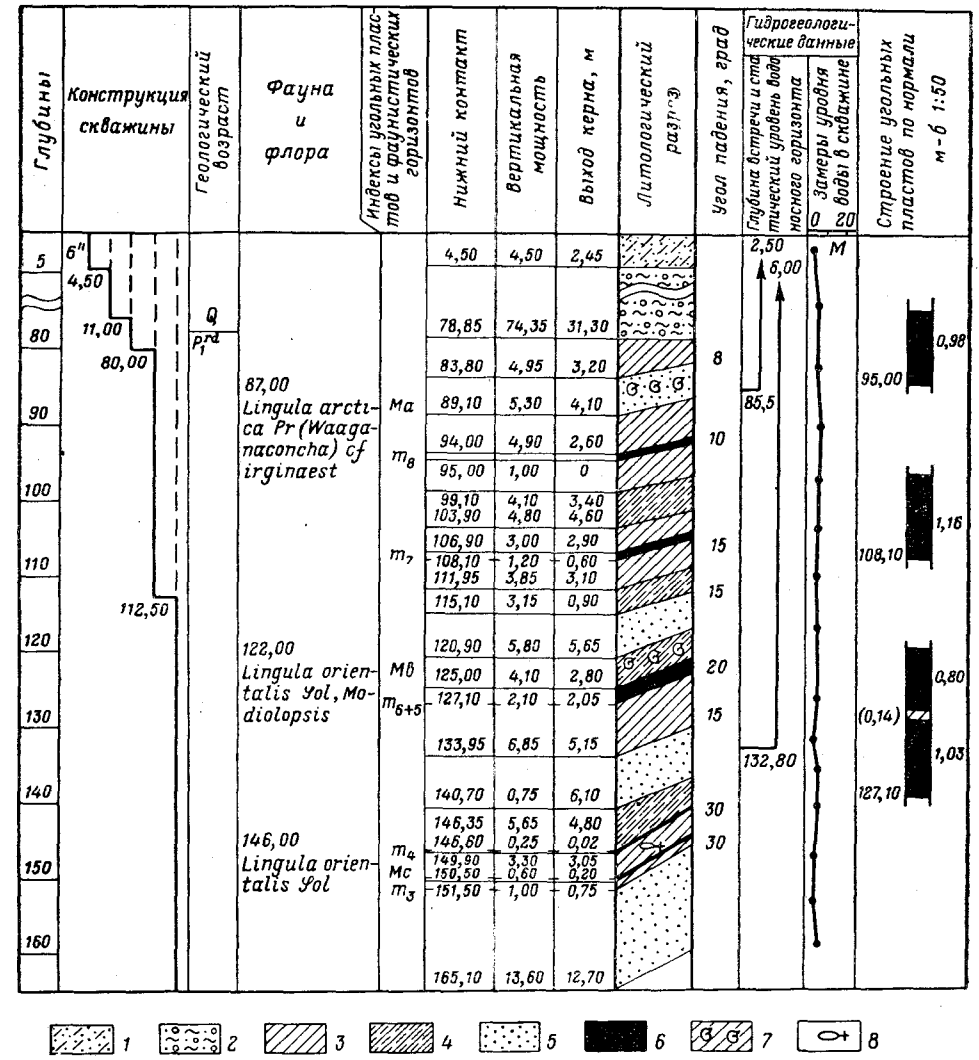


Рис. 292. Геолого-технический разрез скважины

1 — песок; *2* — суглинок; *3* — аргиллит; *4* — алевролит; *5* — песчаник; *6* — уголь; *7* — морская фауна; *8* — лагунно-морская фауна

Таблица качества угольных пластов

№ п. п.	Индекс пласта	Нижний контакт	Мощность по скв.	Мощность норм.	Угол падения, град	Результаты лабораторных анализов углей W^a	A^c	V^r	$S^c_{общ}$	P^c	C^r	H^r	$Q^r_б$	x	y	C_n
1	m_7	108,10	1,20	1,16	15	1,6	22,5	35,0	1,1	0,03	82,0	5,1	82,10	37	10	—
2	m_{6+5}	127,10	2,10	1,97	20	1,8	25,4	34,1	0,8	0,01	83,1	5,3	83,16	24	14	—
3	m_3	150,50	0,60	0,52	30	1,4	29,7	33,4	1,7	—	—	—	—	—	—	—

Скважина начата бурением 20 марта 1963 г., окончена бурением 28 апреля 1963 г.

Главгеология РСФСР
Ухтинское территориальное геологическое управление
Воркутинская комплексная геологоразведочная экспедиция
Воргашорская ГРП

К отчету по подсчетам запасов по участку 41
Воргашорского месторождения

Геологический разрез скважины К-1000

Состояние геологоразведочных работ на 1.05.63

Нач-к ГРП Гл. геолог	Копировал корректор		
Гл. геофизик Авторы Геолог отчета: Геофизик Составил	20.05.63	1:500	№

этого чертежа помещается таблица качества угольных пластов по данным лабораторных анализов с учетом геофизических данных по отдельным параметрам. Чертеж подписывается начальником ГРП, главным геологом и геофизиком, авторами отчета (геологом, геофизиком), составителем чертежа, чертежником и корректором.

Результаты анализов грунтоносных проб сводятся в отдельные таблицы, являющиеся приложением к отчету по подсчетам запасов. Инклинометрические измерения даются в виде горизонтальной проекции ствола скважины (если углы искривления скважины превышают 5°) и таблицы измерения кривизны. Результаты термометрических измерений оформляются в виде термограмм в масштабе глубин 1 : 500. Указанные формы графических материалов могут быть сохранены и при бескерновом бурении. Отличие заключается лишь в том, что в них будут сведены к минимуму геологические данные по бурению.

Кроме перечисленных материалов в отчете по подсчету запасов вводится раздел, освещающий результаты геофизических работ на месторождении. В эту часть отчета целесообразно включить следующие главы:

1. Введение.
2. Физические свойства пород.
3. Результаты полевой (наземной) геофизической съемки.
4. Методика геофизических исследований скважин.
5. Методика интерпретации геофизических материалов.
6. Геолого-геофизические характеристики рабочих угольных пластов.
7. Геотермическая характеристика разреза.
8. Результаты гидрогеологических исследований, выполненных с помощью геофизических методов.
9. Заключение.

Во введении излагаются задачи геофизических исследований (полевых и скважинных), краткая их история, а также указываются объемы выполненных работ и основные исполнители.

По физическим свойствам угленосных пород приводятся результаты изучения тех параметров, которые в дальнейшем используются промысловой геофизикой: пористости, плотности, удельного электрического сопротивления, естественной и вызванной электрохимической активности, радиоактивности и др. Эти свойства (абсолютные и относительные параметры) определяют группу месторождения в предложенной классификации, что позволяет обоснованно выбрать рациональный комплекс геофизических методов исследования скважин.

В третьей главе сообщаются результаты выполненных на месторождении полевых геофизических работ (гравиразведка, сейсморазведка, электроразведка, магниторазведка и др.), данные которых позволяют выявить новые объекты для разведки, что особенно важно в районах, где отсутствуют обнажения коренных пород. Данные полевой геофизики дают возможность также оконтурить месторождение и дать вероятный прогноз марочного состава углей, а в благоприятных геолого-геофизических условиях — проследить выходы угольных пластов под наносы, выявить зоны тектонических нарушений и решить ряд гидрогеологических задач и т. п. В северных районах электроразведка позволяет установить границы распространения долголетнемерзлых пород [2, 54, 56, 55, 59, 63, 96, 97, 166, 167, 168, 171, 175, 193, 194, 200, 201, 213, 229, 242]. Постановка широкого комплекса полевых геофизических работ дает возможность более рационально спроектировать сеть разведочных скважин и тем самым получить значительный экономический эффект, сведения о котором излагаются в этой же главе отчета.

В главе 4 приводятся результаты опробования в скважине различных геофизических методов и измерительных установок, указывается их эффективность, на основании чего обосновывается выбор рационального комплекса геофизических методов исследования скважин (поискового и детализационного).

В главе 5 излагается методика обработки и интерпретации данных геофизических работ, полученных на месторождении. Здесь должны содержаться материалы, обосновывающие решение следующих геологических задач:

а) литологическое расчленение разреза;
б) выделение угольных пластов;
в) определение глубин залегания и мощности угольных пластов;
г) выяснение структуры угольных пластов;
д) определение качественных показателей угля;
е) определение синонимики угольных пластов и корреляция разрезов скважины;
ж) выявление гидрогеологических разрезов;
з) установление тектонических нарушений.

В этой же главе приводятся материалы сопоставлений результатов геофизических исследований с данными горных выработок, контрольных перебурок, керна, грунтоносных проб и т. д., обосновывающие достоверность применяемых способов интерпретации результатов геофизических исследований скважин.

В главе 6 рассматривается поведение отдельных угольных пластов, их выдержанность, бифуркации и выклинивания, изменение мощности, строения и качественной характеристики по площади месторождения и выявление закономерностей этих изменений. В этой же главе дается характеристика пород, составляющих кровлю и подошву пластов, их устойчивость и закономерности изменения физических свойств по площади месторождения. С этой целью используются материалы диаметрометрии (кавернометрии) и других механических методов изучения разрезов скважин.

В главе 7 излагаются условия, методика и результаты геотермических измерений в глубоких скважинах. Определяются величины геотермического градиента и геотермической ступени, а также температуры пород на различных глубинах. Для северных местностей даются границы нулевых температур, которые обычно находятся вблизи границ (верхней и нижней) долголетнемерзлых пород.

Глава 8 отводится описанию методики гидрогеологических исследований, результатов интерпретации диаграмм потенциалов собственной поляризации по выделению водоносных горизонтов в разрезах скважин, определения мест притоков вод и скорости фильтрации их по материалам резистивиметрии и т. п.

В заключении обобщаются изложенные в отчете результаты всего комплекса геофизических исследований.

Предложенная схема является наиболее полной для отчета, охватывающего целое месторождение. Такую часть отчета целесообразно оформлять в виде отдельного тома, входящего в состав общего геологического отчета по подсчетам запасов ископаемых углей. Если отчет составляется для отдельного участка месторождения, то часть отчета, посвященная геофизическим работам, может быть написана более кратко. В этом случае по усмотрению авторов отчета она может быть помещена как в общем отчете, так и приложена к нему отдельным томом. Указанная схема отчета может быть сохранена и для бескернового бурения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Как видно из всего изложенного в настоящей работе, геофизические методы исследования угольных скважин позволяют решать большое число разнообразных геологических задач — детально расчленять разрезы скважин по литологии, коррелировать их между собой, выделять угольные пласты, определять их вероятный марочный состав, глубину залегания, мощности, структуру и зольность. Выяснение многих качественных показателей углей может осуществляться с помощью геофизических методов, дополненных отбором грунтоносных проб.

Современное состояние промысловой геофизики позволяет во многих случаях осуществить бескерновое бурение по углям и вмещающим породам с проведением вполне обоснованной геологической документации скважин. Бескерновое бурение дает большой экономический эффект по росту производительности труда и снижению стоимости геологоразведочных работ и должно по возможности внедряться везде, где возможность его доказывается результатами опытных работ.

Дальнейшая разработка геофизических методик определения качественных параметров угля должна осуществляться в двух направлениях:

а) определение физических свойств углей, изученных геофизическими методами, и их связи с качественными показателями углей;

б) изучение физических свойств вмещающих угли пород и их корреляционных связей с качеством углей.

Установленные связи физических свойств вмещающих пород со степенью метаморфизма угля, выходом летучих веществ и марочным составом открывают широкие возможности для выявления аналогичных зависимостей с другими качественными параметрами угля и разработки косвенных методов определения последних. Необходимо дальнейшее изучение с помощью геофизических методов связей между метаморфизмом углей и физическими свойствами вмещающих пород. Это направление является весьма плодотворным, так как указанные закономерности являются универсальными, присущими большинству угольных месторождений независимо от их геологического возраста. Разработка геофизических методик определения качественных параметров угля позволит на их основе создать новые критерии его производственной классификации.

Геофизические методы могут быть также использованы для детального изучения генетических и циклических закономерностей разреза. В частности, по этим данным возможно производить выявление, разделение на группы и изучение конкреций. Дальнейшей задачей геофизики является изучение минерального состава пород и полезных ископаемых в разрезах скважин. Разрешение этой задачи принципиально возможно с помощью нейтронных методов, а именно: спектроскопии радиационного гамма-излучения, а также метода наведенной радиоактивности.

Весьма важным для геофизики является изучение механических свойств пород, знание которых необходимо для шахтостроителей. В некоторой степени эти данные могут быть получены из диаграмм диаметра скважины (кавернограмм). Однако более обстоятельно эта задача может быть разрешена с помощью регистрации продолжительности проходки и данных ультразвукового метода. Актуальной задачей является разработка методики количественного определения газоносности угольных пластов с помощью геофизических методов и в первую очередь газометрии скважин.

До настоящего времени недостаточно широко и эффективно применяются геофизические методы для выявления водоносных горизонтов, определения скорости фильтрации и коэффициента фильтрации подземных вод, а также решения других гидрогеологических задач. Дальнейшая разработка геофизических методов их решения крайне необходима. В угольных скважинах совсем не используются пластовые наклономеры из-за отсутствия таких приборов для скважин малого диаметра. Требуется разработать их конструкцию, организовать производство и внедрение их в практику. Необходимо также дальнейшее усовершенствование промыслово-геофизической аппаратуры, особенно в области радиометрии.

Развитие угольной промысловой геофизики и реализация ее потенциальных возможностей позволит наиболее полно изучать геологию угольных месторождений и обеспечит переход углеразведки на новую более совершенную технику. Возникающая при этом экономия средств намного превысит те незначительные затраты, которые потребуются для осуществления поставленных задач методами промысловой геофизики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агроскин А. А., Петренко И. Г. Электросопротивление углей. Изв. АН СССР, серия техн. 1948, № 7.

2. Акимов А. Т. Результаты мерзлотно-геофизических исследований в восточной части Большеземельской тундры. Тр. ин-та мерзлотоведения им. В. А. Обручева, т. XV. Изд. АН СССР, 1959.

3. Аксельрод С. М., Путкарадзе Л. А. К вопросу об эталонировании аппаратуры радиоактивного каротажа (РК). Развед. и промысл. геофизика, вып. 38. Гостоптехиздат, 1960.

4. Альпин Л. М. К теории электрического каротажа буровых скважин. ОНТИ, НКТП, 1938.

5. Альпин Л. М. Каротажные кривые сопротивления для наклонного пласта. Прикл. геофизика, вып. 4. Гостоптехиздат, 1948.

6. Альпин Л. М Сеточное моделирование каротажа сопротивлений. Прикл. геофизика, вып. 10. Гостоптехиздат, 1953.

7. Альпин Л. М. Влияние геоэлектрического разреза на распределение электрического поля фильтрационного происхождения. Прикл. геофизика, вып. 17. Гостоптехиздат, 1957.

8. Альпин Л. М. Палетки бокового каротажного зондирования (БКЗ). Гостоптехиздат, 1958.

9. Альпин Л. М. и Комаров С. Г. Принцип взаимности. Прикл. геофизика, вып. 4. Гостоптехиздат, 1948.

10. Альпин Л. М. и Комаров С. Г. Альбом палеток БКЗ. Гостоптехиздат, 1953.

11. Альпин Л. М. и Шейнман С. М. Некоторые расчеты по спонтанной поляризации ПС. Бюлл. нефт. геофизики, вып. 2. ОНТИ, НКТП, 1936.

12. Аммосов И. И., Еремин И. В. Трещиноватость углей. Изд-во АН СССР, 1960.

13. Анке М. А., Мелькановицкий И. М. Стреляющий штанговый грунтонос. В сб.: «Из опыта применения геофиз. методов в геол. разведке на уголь», № 3, Бюро техн. информ., МУП, 1955.

14. Байдаченко В. Н., Тузов В. П. Результаты проведения каротажных работ в Подмосковном угольном бассейне. Разведка недр, 1956, № 2.

15. Баранов В. И. Радиометрия. Изд-во АН СССР, 1955.

16. Барон Л. И., Логунцов Б. М., Позин Е. З. Определение свойств горных пород. (Справочное пособие). Госгортехиздат, 1962.

17. Барсуков О. А. [и др.]. Радиоактивные методы исследования нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, 1957.

18. Башлыкин И. И. Исследование скважин микрозондами. Гостоптехиздат, 1957.

19. Башлыкин И. И., Перьков Н. А. Результаты каротажных работ на Домбаровском и Бредихинском каменноугольных месторождениях. Разведка недр, 1940, № 4.

20. Белаш П. М., Дахнов В. Н., Нейман Е. А. Электромоделирование задач промысловой геофизики. Нефт. хоз., 1953, № 7.

21. Белоцерковец Ю. И. К методике определения мощности угольного пласта по гамма-гамма-каротажу. Геофиз. разведка, № 6. Гостоптехиздат, 1961.

22. Белоцерковец Ю. И., Кузнецов А. Т. Интерпретация аномалий ГГК над угольными пластами Донецкого бассейна. Геофиз. разведка, № 12. Гостоптехиздат, 1963.

23. Блох И. М. Установление синонимики угольных пластов с помощью сопоставления каротажных диаграмм. В сб.: «Из опыта применения геофиз. методов в геол. разведке на уголь», № 1, Бюро техн. информ. МУП, 1954.

24. Бородулин М. И., Шейнкман С. Л. К вопросу методики изучения упругих свойств горных пород. Развед. и промысл. геофизика, вып. 38. Гостоптехиздат, 1960.

25. Булашевич Ю. П. Теория нейтронного каротажа в применении к разведке нефтяных и угольных месторождений. Изв. АН СССР, серия геогр. и геофиз., 1948, т. XII, № 2.

26. Булашевич Ю. П. и Воскобойников Г. М. Гамма-гамма-каротаж на угольных месторождениях Урала и возможность бескернового бурения части разведочных скважин. Изв. АН СССР, серия геофиз., 1957, № 1.

27. Бурцева Г. А. К вопросу об упрощении методики и сокращении объема материалов подсчета запасов углей. В сб.: «Мат-лы ГКЗ», № 2. Госгеолтехиздат, 1961.

28. Бутаков Г. Н. Электрокаротаж при поисковом и разведочном бурении в Иркутском угленосном бассейне. Разведка недр, 1957, № 5.

29. Васильев П. В. О принципах типизации угольных месторождений. Разведка недр, 1938, № 10.

30. Вендельштейн Б. Ю. Методика выделения пластов антрацита в восточном секторе Большого Донбасса. Разведка недр, 1951, № 5.

31. Вендельштейн Б. Ю. О природе диффузионно-адсорбционных потенциалов. Прикл. геофизика, вып. 26. Гостоптехиздат, 1960.

32. Вопросы промысловой геофизики. Сб. статей под редакцией В. Н. Дахнова. Пер. с англ. Гостоптехиздат, 1957.

33. Восанчук С. И. Электросопротивление углей Донбасса. Науч. зап. Львовск. политехн. ин-та, вып. XXXV, серия нефт., № 6, 1955.

34. Воскобойников Г. М. Теоретические основы селективного гамма-каротажа. Изв. АН СССР, серия геофиз., 1957, № 3.

35. Воскобойников Г. М. Некоторые результаты экспериментальной проверки возможности практического применения селективного каротажа. Атомная энергия, 1958, вып. 4.

36. Воскобойников Г. М., Деев Л. Л. Плотностной каротаж угле-разведочных скважин. Разведка и охрана недр, 1956, № 10.

37. Выборных С. Ф. Промысловое геофизическое оборудование и аппаратура. Гостоптехиздат, 1958.

38. Гаркаленко И. А. Выделение угольных пластов и определение их мощности по гамма-гамма-каротажу. Прикл. геофизика, вып. 25. Гостоптехиздат, 1960.

39. Геология и геофизика. V международный нефтяной конгресс. Гостоптехиздат, 1961.

40. Геофизические методы разведки. IV международный нефтяной конгресс. Гостоптехиздат, 1956.

41. Горбенко Л. А. Причины изменения характера кривых ПС. Азерб. нефт. хоз., 1941, № 5.

42. Горелик А. М., Нестеренко И. П., Ряполова В. А. Об определении коэффициента фильтрации водоносных пород электрометрическими методами. Разведка и охрана недр, 1961, № 6.

43. Горшков Г. В. и Курбатов Л. М. Опыт определения геологического строения пластов по интенсивности гамма-излучения в буровых скважинах. Геофизика, т. VII, № 1, 1937.

44. Гречишников Н. П. Углепетрографические методы определения состава и свойств угля. Тр. МГРИ, т. XXXIII. Госгеолтехиздат, 1958.

45. Гречухин В. В. Опыт применения каротажа на Воркутском каменноугольном месторождении. Мат-лы I геол. конференции Коми АССР. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1944.

46. Гречухин В. В. Методы определения мощности угольных пластов по диаграммам кажущихся сопротивлений. Сб. «Из опыта применения геофиз. методов разведки», № 6. Углетехиздат, 1957.

47. Гречухин В. В. Исследование структуры угольных пластов методом каротажа. Сб.: «Из опыта применения геофиз. методов разведки», № 6. Углетехиздат, 1957.

48. Гречухин В. В. Результаты проведения промыслово-геофизических работ в Печорском угольном бассейне. Разведка и охрана недр, 1957, № 5.

49. Гречухин В. В. Определение зольности угольных пластов по грунтоносным пробам и диаграммам кажущихся сопротивлений. Разведка и охрана недр, 1957, № 10.

50. Гречухин В. В. Сопоставление результатов промысловой геофизики с данными горных выработок по определению структуры и зольности угольных пластов. Сб.: «Из опыта применения геофиз. методов разведки», № 6. Углетехиздат, 1957.

51. Гречухин В. В. Исследование вечной мерзлоты в горных породах геофизическими методами на угольных месторождениях Печорского бассейна. В кн.: «Проблемы развития Печорского угольного бассейна». Сыктывкар, Изд-во АН СССР, Коми филиал, 1957.

52. Гречухин В. В. Методика исследования разрезов угольных скважин по данным измерения электрического сопротивления пород в северо-восточной части Печорского угольного бассейна. М., 1957.

53. Гречухин В. В. Исследование вечной мерзлоты в горных породах геофизическими методами на угольных месторождениях Печорского бассейна. Сб. «Из опыта применения геофиз. методов разведки» № 1. Углетехиздат, 1958.

54. Гречухин В. В. Результаты применения геофизических методов разведки в Печорском угольном бассейне и перспективы их развития. Тр. геол. совещ., посвящ. 25-летию геол. изуч. Печорского угольного бассейна. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1958.
55. Гречухин В. В. Закономерности регионального изменения электрического сопротивления пород в Печорском угольном бассейне. Разведка и охрана недр, 1959, № 6.
56. Гречухин В. В. Определение марочного состава углей геофизическими методами в Печорском бассейне. В кн.: «Применение геофиз. методов при поисках и разведке угольных месторождений Печорского бассейна. Госгортехиздат, 1960.
57. Гречухин В. В. Применение электрометрии для геологической документации угольных скважин Печорского бассейна. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1960.
58. Гречухин В. В. Некоторые результаты геологической документации разрезов угольных скважин бескернового бурения методами каротажа в Печорском бассейне. В кн.: «Применение геофиз. методов при поисках и разведке угольных месторождений Печорского бассейна». Госгортехиздат, 1960.
59. Гречухин В. В. Результаты применения полевых геофизических методов разведки в Печорском угольном бассейне. В кн.: «Применение геофиз. методов при поисках и разведке месторождений Печорского бассейна». Госгортехиздат, 1960.
60. Гречухин В. В. Корреляция разрезов угленосных отложений по каротажным диаграммам. Разведка и охрана недр, 1960, № 11.
61. Гречухин В. В. Состояние промысловой геофизики в углеразведке Печорского бассейна и проблемы ее дальнейшего развития. В кн.: «Состояние и перспективы развития геофиз. методов разведки полезных ископаемых». Гостоптехиздат, 1961.
62. Гречухин В. В. Микрокаротаж по методу сопротивлений на угольных месторождениях Печорского бассейна. Геофиз. разведка, вып. 6. Гостоптехиздат, 1961.
63. Гречухин В. В. Геофизические исследования разрезов угольных скважин по методу сопротивлений в Печорском бассейне. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1962.
64. Гречухин В. В. Рациональные комплексы геофизических методов исследования угольных скважин. Прикл. геофизика, вып. 37. Гостоптехиздат, 1963.
65. Гречухин В. В. Определение зольности угольных пластов по данным бокового каротажа. Разведка и охрана недр, 1963, № 6.
66. Гречухин В. В., Ифанов С. А. Опыт бескернового бурения в Печорском угольном бассейне. Сб.: «Из опыта применения геофиз. методов разведки». Углетехиздат, 1958.
67. Гречухин В. В., Ифанов С. А. Опыт бескернового бурения в Печорском угольном бассейне. Разведка и охрана недр, 1958, № 7.
68. Гречухин В. В., Нейман Е. А., Яншевский Ю. П. Методика применения бокового каротажа на угольных месторождениях Печорского бассейна. Геофиз. разведка, вып. 12. Гостоптехиздат, 1963.
69. Григорян Н. Г. [и др.]. Прострелочные и взрывные работы в скважинах. Гостоптехиздат, 959.
70. Гринбаум И. И. Определение скоростей фильтрации подземных вод с помощью резистивиметра. В сб.: «Из опыта применения геофиз. методов в геол. разведке на уголь», № 4. Бюро техн. информ., МУП, 1955.
71. Грызлов В. С. Грунтонос с двумя бойками. В сб.: «Из опыта применения геофиз. методов в геол. разведке на уголь». № 1. Бюро техн. информ., МУП, 1954.
72. Грызлов В. С. Опыт применения микрозонда для определения мощности и строения угольных пластов в Донбассе. Разведка и охрана недр, 1957, № 10.
73. Грызлов В. С. О качестве каротажных работ при разведке угольных месторождений. В сб.: «Мат-лы ГКЗ», № 2. Госгеолтехиздат, 1961.
74. Дахнов В. Н. Продолжительность проходки и роль этого параметра при бескерновом изучении разреза скважин. Разведка недр, 1939, № 3.
75. Дахнов В. Н. О природе естественных электрических полей в ископаемых углях. Разведка недр, 1940, № 5.
76. Дахнов В. Н. Каротаж скважин. Интерпретация каротажных диаграмм. ОНТИ, Гостоптехиздат, 1941.
77. Дахнов В. Н. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1947.
78. Дахнов В. Н. Интерпретация каротажных диаграмм. Гостоптехиздат, 1948.
79. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Гостоптехиздат, 1955.
80. Дахнов В. Н. Приближенный способ определения удельного электрического сопротивления пластов высокого сопротивления малой и средней мощности. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.
81. Дахнов В. Н. Применение радиоактивных методов при разведке полезных ископаемых. Сессия АН СССР по мирному использованию атомной энергии. 1—5 июля 1955. Изв. АН СССР, ОТН.
82. Дахнов В. Н. Современное состояние и перспективы дальнейшего развития радиометрии скважин. Разведка недр, 1956, № 6.

83. Дахнов В. Н. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1959.
84. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Гостоптехиздат, 1962.
85. Дахнов В. Н., Дьяконов Д. И. Термические исследования скважин. Гостоптехиздат, 1952.
86. Дахнов В. Н. [и др.]. О терминологии и символах, применяемых в промысловой геофизике. Прикл. геофизика, вып. 27. Гостоптехиздат, 1960.
87. Дахнов В. Н. и Кобранова В. Н. Новые данные о природе естественных электрических полей в скважинах. Тр. МНИ, вып. 5. Гостоптехиздат, 1947.
88. Дахнов В. Н. [и др.]. Промысловая геофизика (сб. статей). Гостоптехиздат, 1952.
89. Дахнов В. Н., Кобранова В. Н. О связи диффузионно-адсорбционной активности с литологией пород. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.
90. Дахнов В. Н., Латышова М. Г., Ряполова В. А. Исследование скважин методом искусственно вызванных потенциалов (электролитический каротаж). В сб. «Промысловая геофизика». Гостоптехиздат, 1952.
91. Дахнов В. Н. и Нейман Е. А. Палетки ПКМ-МНИ. Гостоптехиздат, 1953.
92. Дахнов В. Н., Нейман Е. А. О зависимости кажущегося удельного сопротивления от расстояния между сближенными электродами градиент-зонда. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.
93. Дахнов В. Н., Нейман Е. А. Основы теории электрометрии скважин методами изучения сопротивления заземлений. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.
94. Диденко Е. П. Методика производства и геологическая эффективность каротажных работ в Челябинском буроугольном бассейне. В кн.: «Состояние и перспективы развития геофизических методов поисков и разведки полезных ископаемых». Гостоптехиздат, 1961.
95. Добрынин В. М., Латышова М. Г., Лепарская Н. Д. Исследование скважин методом потенциалов вызванной поляризации. ГОСИНТИ, 1958.
96. Донабедов А. Т. Об изучении физических свойств пород угленосных бассейнов СССР. Сов. геология, 1940, № 7.
97. Донабедов А. Т. Физические свойства пород угольных месторождений как индикаторы степени метаморфизма углей. Изв. АН СССР, серия геол., 1943, № 4 и 5.
98. Дортман Н. Б. Удельное электрическое сопротивление углей. Сб. ВСЕГЕИ, № 12, Геофизика, 1959.
99. Дунченко И. А. Применение радиоактивных методов каротажа для изучения геологического разреза в углеразведочных скважинах. В сб. научных докладов и статей: «Совершенствование разработки угольных месторождений». Изд-во АН СССР, 1959.
100. Дунченко И. А., Солодова Е. П. К вопросу гамма-гамма-каротажа в углеразведочных скважинах. Прикл. геофизика, вып. 28. Гостоптехиздат, 1960.
101. Дьяконов Д. И. Фотоэлектрический фиксатор притоков. Разведка недр, 1938, № 4 и 5.
102. Дьяконов Д. И. Об улучшении интерпретации и использования данных промысловой геофизики в нефтяной промышленности. Вопросы промысл. геофизики. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.
103. Дьяконов Д. И. Геотермия в нефтяной геологии. Гостоптехиздат, 1959.
104. Емельянов Ю. Д. Геофизические методы определения элементов залегания пластов по наблюдениям в скважинах малого диаметра. М., 1955.
105. Железняк А. И. Электрокаротаж в Донбассе. Горный журнал, 1937, № 14.
106. Железняк А. И. Определение электрокаротажем мощности и структуры угольных пластов в Донецком бассейне. Горный журнал, 1938, № 4.
107. Железняк А. И. О качестве геологоразведочных работ в угольной промышленности. Разведка недр, 1939, № 8.
108. Жемчужников Ю. А. Общая геология ископаемых углей. Углетехиздат, 1948.
109. Жилкин Н. Г. Приближенная оценка изменений горных пород по их физико-механическим свойствам. Разведка и охрана недр, 1960, № 12.
110. Запорожец В. М., Сулин В. В. Методика эталонирования кривых гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК). Развед. и промысл. геофизика, вып. 17. Гостоптехиздат, 1957.
111. Зикеев Т. А. Справочник по качеству ископаемых углей и горючих сланцев Советского Союза. Углетехиздат, 1957.
112. Иванов Г. А. Образование различных типов угленосных отложений в зависимости от накопления их в геосинклиналях и на континентальных платформах. Тр. XVII сессии Международн. геолог. конгресса, т. 1, 1939.
113. Иванов Г. А. Генетическая классификация угленосных формаций. Госгеолтехиздат, 1959.

114. Изаксон С. С. Методика подсчета запасов угольных месторождений. Госгортехиздат, 1960.
115. Из опыта применения геофизических методов в геологической разведке на уголь. № 2, Бюро техн. информ. МУП, 1955.
116. Из опыта применения геофизических методов в геологической разведке на уголь. № 3, Бюро техн. информ., МУП, 1955.
117. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям углей и горючих сланцев. Госгеолтехиздат, 1961.
118. Исследование и классификация углей. Тр. ДонУГИ, № 18. Углетехиздат, 1959.
119. Итенберг С. С. Нефтепромысловая геофизика для геологов. Гостоптехиздат, 1951.
120. Итенберг С. С. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1961.
121. Каменев С. П. Интерпретация диаграмм электрического каротажа против глинистых песков на месторождениях северо-восточного Сахалина. Развед. и промысл. геофизика, вып. 36. Гостоптехиздат, 1960.
122. Кантор С. А. Основы теории нейтронного каротажа. Прикл. геофизика, вып. 13. Гостоптехиздат, 1955.
123. Кантор С. А. О глубинности исследования горных пород нейтрон-нейтронным каротажем. Прикл. геофизика, вып. 21. Гостоптехиздат, 1956.
124. Каргов Ф. А., Комаров С. Г., Сребродольский Д. М. Состояние и перспективы развития геофизических методов исследования скважин в СССР. В кн.: «Состояние и перспективы развития разведочной геофизики». Гостоптехиздат, 1961.
125. Каротаж пластов высокого сопротивления. НГРИ, серия руководств по электроразведке, вып. 2, ОНТИ, НКТП, 1934.
126. Кастоманов Г. М. О погрешности при определении мощности пласта угля по скважине. Разведка недр, 1956, № 8.
127. Киншаков А. И., Сохранов Н. М., Солодунов А. И. О четырехэлектродных зондах, применяемых в электрическом каротаже. Прикл. геофизика, вып. 30. Гостоптехиздат, 1961.
128. Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород. Гостоптехиздат, 1962.
129. Комаров С. Г. Каротаж. Азнефтеиздат, 1934.
130. Комаров С. Г. Боковое каротажное зондирование. Азерб. нефт. хоз., 1938, № 9.
131. Комаров С. Г. Кажущееся удельное сопротивление пластов конечной мощности и высокого удельного сопротивления. Прикл. геофизика, вып. 1. Гостоптехиздат, 1944.
132. Комаров С. Г. Пласты малого сопротивления. Прикл. геофизика, вып. 1. Гостоптехиздат, 1944.
133. Комаров С. Г. Влияние гальванокоррозии на кривые ПС. Прикл. геофизика, вып. 2. Гостоптехиздат, 1945.
134. Комаров С. Г. Техника промысловой геофизики. Гостоптехиздат, 1947.
135. Комаров С. Г. Каротаж по методу сопротивлений. Интерпретация. Гостоптехиздат, 1950.
136. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования нефтяных скважин. Гостоптехиздат, 1952.
137. Комаров С. Г. Техника промысловой геофизики. Изд. 2. Гостоптехиздат, 1957.
138. Комаров С. Г. Определение пористости пород по удельному сопротивлению. Прикл. геофизика, вып. 14. Гостоптехиздат, 1957.
139. Комаров С. Г., Перьков Н. А. Об обозначении величин, используемых в промысловой геофизике. Прикл. геофизика, вып. 21. Гостоптехиздат, 1958.
140. Комаров С. Г., Сохранов Н. М., Чукин В. П. Проведение электрического каротажа при сильных блуждающих токах. Прикл. геофизика, вып. 10. Гостоптехиздат, 1953.
141. Коржев А. А. К вопросу использования метода гамма-каротажа для уточнения геологического разреза скважин и корреляции отдельных горизонтов. Развед. и промысл. геофизика, вып. 30. Гостоптехиздат, 1959.
142. Кравцов А. И. и Элинсон М. М. Определение газоносности угольных пластов комплексным методом. Тр. МГРИ, т. XXIX. Изв. МВО СССР, 1956.
143. Кудымов Б. Я., Котов П. Т. Сравнительные исследования вызванной поляризации осадочных горных пород. Прикл. геофизика, вып. 16. Гостоптехиздат, 1957.
144. Кудымов Б. Я., Котов П. Т. О природе вызванной поляризации осадочных пород. Прикл. геофизика, вып. 20. Гостоптехиздат, 1958.
145. Кулинкович А. Е. Интерпретация результатов БКЗ при различном сопротивлении толщ, подстилающих и покрывающих исследуемый пласт. Развед. и промысл. геофизика, вып. 25. Гостоптехиздат, 1958.

146. Кулинкович А. Е. Максимальные кривые зондирования для контакта двух пластов неограниченной мощности. Развед. и промысл. геофизика, вып. 25. Гостоптехиздат, 1958.
147. Кухаренко Н. К. Оценка удельного сопротивления пластов в зонах экранирования. Развед. и промысл. геофизика, вып. 16. Гостоптехиздат, 1956.
148. Кухаренко Н. К. Оценка удельного сопротивления пласта в переходной зоне. Развед. и промысл. геофизика, вып. 15. Гостоптехиздат, 1956.
149. Латышова М. Г. О зависимости между вызванными потенциалами и проницаемостью песчаников. Тр. МНИ, вып. 12. Гостоптехиздат, 1953.
150. Латышова М. Г., Добрынин В. М. Моделирование метода вызванных потенциалов. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.
151. Латышева М. Г., Добрынин В. М. Интерпретация диаграмм потенциалов вызванной поляризации в нефтяных скважинах. Геология нефти, 1957, № 15.
152. Латышова М. Г., Шеффер Н. Д. К вопросу о потенциалах вызванной поляризации тонкодисперсных песчано-глинистых пород. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.
153. Левит А. М. Влияние различных факторов на показания газового каротажа. Развед. и промысл. геофизика, вып. 19. Гостоптехиздат, 1957.
154. Литвинов С. Я., Аксельрод С. М. Помехи в измерениях при каротаже нефтяных скважин. Азнефтеиздат, 1953.
155. Литвинов С. Я. и Архаров Л. В. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1954.
156. Литвинов С. Я., Тавризова Е. А. Палетки для наклонных пластов. Развед. и промысл. геофизика, вып. 15. Гостоптехиздат, 1956.
157. Макаров А. Н. О применении нейтронного гамма-каротажа на угольных месторождениях. Уч. зап. ЛГУ, № 278, серия физ. и геол. наук, вып. 11. Изд. ЛГУ, 1959.
158. Макаров А. Н. Метод КС и его место в комплексе каротажных работ на угольных месторождениях. Уч. зап. ЛГУ, серия физ. и геол. наук, вып. 12. Изд. ЛГУ, 1960.
159. Макаров А. Н., Фриш В. Ф., Дорота П. П. Новая методика каротажа скважин на буроугольных месторождениях. Тр. ВИТР, № 1. Гостоптехиздат, 1958.
160. Македонов А. В. Парагенезис углей и конкреций Воркутской серии Печорского бассейна. Изв. АН СССР, серия геол., 1957, № 8.
161. Миронов К. В. Использование каротажа при подсчете разведанных запасов угля. Разведка недр, 1959, № 4.
162. Миронов К. В. Геологопромышленная оценка угольных месторождений. Госгортехиздат, 1963.
163. Молчанов И. И. Против формализма в методике разведки. Разведка недр, 1953, № 2.
164. Нейман Е. А. Изучение зависимости между характером распределения удельного сопротивления в зоне проникновения и формой кривых бокового электрического зондирования. Тр. МНИ, вып. 15. Гостоптехиздат, 1955.
165. Нестеров Л. Я. Каротаж скважин. Разведка недр, 1935, № 13.
166. Нестеров Л. Я., Березкин М. А. Некоторые данные о физических свойствах углей Донбасса. В сб.: «Мат-лы ЦНИГРИ». Геофизика, № 8. Гостоптехиздат, 1940.
167. Нестеров Л. Я. [и др.]. Краткий курс разведочной геофизики для геологов. ГОНТИ НКТП, М.—Л., 1938.
168. Нестерова М. А. и Нестеров Л. Я. Электропроводность горных пород ниже нуля. В сб.: «Мат-лы ВСЕГЕИ», № 11. Госгеолиздат, 1947.
169. Нечай А. М. Определение минерализации пластовых вод. Прикл. геофизика, вып. 8. Гостоптехиздат, 1952.
170. Нечай А. М. Определение литологических свойств горных пород по результатам геофизических исследований в скважинах. Прикл. геофизика, вып. 11. Гостоптехиздат, 1954.
171. Огильви А. А. Геофизические методы исследований. Изд. МГУ, 1962.
172. Основные правила первичной геологической документации скважин при разведке на уголь. Углетехиздат, 1957.
173. Очкур А. П. Каротаж плотности. В сб.: «Вопросы рудной геофизики», Госгеолтехиздат, 1957.
174. Очкур А. П., Соколов М. М., Федоров А. А. К интерпретации диаграмм гамма-гамма-каротажа. Разведка недр, 1959, № 8.
175. Перепечина Е. А. К вопросу о связи между степенью метаморфизации углей и вмещающих пород в угольных месторождениях Урала. Изв. АН СССР, серия геол., 1943, № 4 и 5.
176. Перьков Н. А. Каротаж как метод документации угольных скважин. Разведка недр, 1939, № 12.
177. Перьков Н. А. Использование замеров диаметра для геологической документации скважин. Нефт. хоз., 1952, № 1.
178. Перьков Н. А. О влиянии глинистости пород на ПС. Развед. и промысл. геофизика, вып. 4. Гостоптехиздат, 1952.

179. Перьков Н. А. О природе аномалий на диаграммах гамма-каротажа скважин. Развед. и промысл. геофизика, вып. 4. Гостоптехиздат, 1952.
180. Перьков Н. А. Интерпретация результатов каротажа нефтяных скважин. Гостоптехиздат, 1958.
181. Перьков Н. А., Коршиков В. Н. Интерпретация диаграмм радиоактивного каротажа скважин. Гостоптехиздат, 1956.
182. Петросян Л. Г., Байрамова Р. Г. Моделирование бокового микрокаротажа. Развед. и промысл. геофизика, вып. 42. Гостоптехиздат, 1961.
183. Пирсон С. Д. Учение о нефтяном пласте. Изд. 2. Пер. с англ. под ред. проф. М. М. Кусакова, проф. В. Н. Дахнова, проф. И. М. Муравьева. Гостоптехиздат, 1961.
184. Плева С. Комплексная интерпретация данных электрометрии и радиометрии буровых скважин при разведке на каменный уголь. В сб.: «Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых». Гостоптехиздат, 1960.
185. Плюснин М. И., Ляхов Л. Л. Газовый и механический каротаж в Подмосковном буроугольном бассейне. В сб.: «Из опыта применения геофиз. методов в геол. разведке на уголь», № 1. Бюро техн. информ., МУП, 1954.
186. Побочина В. И. Палетки для микрозондов. Прикл. геофизика, вып. 22. Гостоптехиздат, 1959.
187. Позин Л. З. Исследование скважин градиент-термометром. Развед. и промысл. геофизика, вып. 32. Гостоптехиздат, 1959.
188. Померанц Л. И. Устранение помех записи кривой ПС при совместной записи ее с кривой КС в пластах высокого сопротивления. Развед. и промысл. геофизика, вып. 10. Гостоптехиздат, 1954.
189. Померанц Л. И., Темкина Б. С. Определение элементов залегания по замерам пластовым наклономером. Развед. и промысл. геофизика, вып. 5. Гостоптехиздат, 1953.
190. Померанц Л. И., Эйпштен Г. И. Газокаротажная станция ГКС-3. Развед. и промысл. геофизика, вып. 19. Гостоптехиздат, 1957.
191. Попов В. В. Интерпретация кривой градиента собственной поляризации на крутопадающих пластах антрацита. Геофиз. разведка, вып. 9. Гостоптехиздат, 1962.
192. Попов В. В. Об интерпретации кривых градиента ПС на угольных месторождениях. «Геофиз. разведка», вып. 7. Гостоптехиздат, 1962.
193. Порфирьев В. Б. Метаморфизм ископаемых углей. Изд. Львовского гос. ун-та, 1948.
194. Приклонский В. А. Грунтоведение I, II. ОНТИ, 1955.
195. Применение методов промысловой геофизики при изучении газоносных коллекторов. (Сб. статей). По ред. д-ра геол.-минерал. наук В. Н. Дахнова и канд. геол.-минерал. наук А. И. Холина. Гостоптехиздат, 1962.
196. Промысловая геофизика, вып. 1. Пер. с англ. под ред. д-ра геол.-минерал. наук проф. В. Н. Дахнова. Гостоптехиздат, 1959.
197. Промысл. геофизика, вып. 2. Пер. с англ. под ред. д-ра геол.-минерал. наук В. Н. Дахнова. Гостоптехиздат, 1960.
198. Промысл. геофизика, вып. 3. Пер. с англ. и франц. под ред. В. М. Запорожца, С. Г. Комарова, Б. Я. Кудымова. Гостоптехиздат, 1960.
199. Промысл. геофизика, вып. 4. Пер. с англ. под ред. д-ра геол.-минерал. наук В. Н. Дахнова. Гостоптехиздат, 1962.
200. Промысловые и разведочные геофизические исследования. Гостоптехиздат, 1960.
201. Редозубов Д. В. Закономерности температурного поля вечной мерзлоты на Воркуте. Тр. ин-та мерзлотоведения АН СССР, т. 1. Изд-во АН СССР, 1946.
202. Рогоза О. И., Кузнецов С. А. Опыт применения каротажных исследований для решения некоторых гидрогеологических задач в Донбассе. В сб.: «Из опыта применения геофиз. методов в геол. разведке на уголь», № 5. Бюро техн. информ., МУП, 1956.
203. Рокитянский И. И. Лабораторное изучение вызванной поляризации осадочных пород. Изв. АН СССР, серия геофиз., 1957, № 2.
204. Сарбеева Л. И. Определение метаморфизма углей по физическим и петрографическим признакам. Гостоптехиздат, 1943.
205. Сарбеева Л. И. Закономерности изменения петрографического состава, степени метаморфизма и строения пластов угля Печорского бассейна. Л., 1961.
206. Сафонцев А. А. К использованию геофизических измерений в скважинах в циклическом анализе. Промысл. и развед. геофиз. исследования. Гостоптехиздат, 1960.
207. Сафонцев А. А., Юдин Г. Т. О характере зависимости относительных амплитуд ПС от гранулометрического состава терригенных пород на примере ряда месторождений Ставрополья. Прикл. геофизика, вып. 26. Гостоптехиздат, 1960.
208. Семенов А. С. Метод одноэлектродного каротажа для изучения водных притоков фильтрующих горизонтов. Разведка недр, 1937, № 18.
209. Семенов А. С., Владимиров О. К. Метод скользящих контактов. Разведка недр, 1939, № 10 и 11.

210. Семенов А. С., Владимиров О. К. Каротаж рудных скважин методом скользящих контактов. Геолиздат, 1947.
211. Скочинский А. А. [и др.]. Метан в угольных пластах. Углетехиздат, 1958.
212. Соколов В. А., Юровский Ю. М. Теория и практика газового каротажа. Гостоптехиздат, 1961.
213. Состояние и перспективы развития геофизических методов разведки полезных ископаемых. Гостоптехиздат, 1961.
214. Сохранов Н. Н. Количественная интерпретация данных электрического каротажа в переходной зоне. Прикл. геофизика, вып. 27. Гостоптехиздат, 1960.
215. Сперанский М. А. Геофизические исследования в скважинах (каротаж). Горное дело, энциклопед. справочник, т. 2. Углетехиздат, 1957.
216. Сперанский М. А. Разведка угольных месторождений бескерновым бурением. Разведка и охрана недр, 1959, № 11.
217. Сперанский М. А. Полностью и правильно использовать результаты каротажных работ при подсчете разведанных запасов угля. Разведка и охрана недр, 1959, № 4.
218. Справочник геофизика, т. I. Стратиграфия, литология, тектоника и физические свойства горных пород. Гостоптехиздат, 1960.
219. Справочник геофизика, т. II. Геофизические методы исследования скважин. Гостоптехиздат, 1961.
220. Темкина Б. С. и Езупов Ф. И. Материалы по теории каротажа сопротивлений, полученные в результате сеточного моделирования НИИГР. Прикл. геофизика, вып. 11. Гостоптехиздат, 1954.
221. Технические условия на геофизические исследования скважин, вып. II. Уголь. Госгеолтехиздат, 1962.
222. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. Госгеолтехиздат, 1963.
223. Топорец С. А. Об электропроводности петрографических ингредиентов сучанских каменных углей. Докл. АН СССР, 1958, т. 118, № 1.
224. Топорец С. А. Экспериментальное изучение электропроводности петрографических ингредиентов углей Сучанского бассейна. Сб. геол. статей, вып. 1. Изд. АН СССР, 1958.
225. Топорец С. А. Методика изучения электрических свойств ископаемых углей. Изв. АН СССР, серия геофиз., 1961, № 4.
226. Топорец С. А. Исследование физических свойств каменных углей в связи с оценкой перспектив методов каротажа на угольных месторождениях. Л., 1962.
227. Трофимов С. Ф. Сопоставления геологоразведочных и эксплуатационных данных по некоторым месторождениям Донбасса. Разведка и охрана недр, 1961, № 5.
228. Троянский С. В. [и др.]. Геология и разведка угольных месторождений. Госгортехиздат, 1961.
229. Труды геологического совещания, посвященного 25-летию геологического изучения Печорского угольного бассейна. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1958.
230. Тureханов К. А. Грунтонос ГМК-50. Геофиз. разведка, № 3, Гостоптехиздат, 1961.
231. Ульянов И. А. [и др.]. Угли СССР (справочник). Госгортехиздат, 1962.
232. Филиппов Е. М. Прикладная ядерная геофизика. Изд-во АН СССР, 1962.
233. Фок В. А. Теория каротажа. ГТТИ, 1933.
234. Хефферан Х., Браво О., Буханос Х. Основы геофизического исследования скважин. Пер. с испан. Гостоптехиздат, 1960.
235. Холин А. И. Разделение нефтеносных и водоносных пластов в обсаженных скважинах радиоактивными методами исследования. Тр. сессии АН СССР по мирному использованию атомной энергии. Изд-во АН СССР, 1955.
236. Хоментовский А. С. Схема структурно-генетической классификации угленосных бассейнов. «Геол.-исслед. работы». Углетехиздат, 1951.
237. Шапиро Д. А. О зависимости э. д. с. диффузии в скважинах от адсорбционных свойств пород. Докл. АН СССР, 1954, т. XXVII, № 4.
238. Шапиро Д. А. Совместная запись КС и ПС при работе однополюсным потенциал-зондом. Развед. и промысл. геофизика, вып. 13. Гостоптехиздат, 1955.
239. Шапиро Д. А., Пометун Д. Е. Отбор образцов боковым грунтоносом из тонких пластов при помощи кривой ПС. Развед. и промысл. геофизика, вып. 6. Гостоптехиздат, 1953.
240. Шведов И. Ф. К вопросу о связи температуры и мощности вечной мерзлоты с геологическими и гидрогеологическими факторами. Изв. АН СССР, серия геол., 1941, № 1.
241. Шейниани А. М. [и др.]. Буферные зонды при каротаже пачки тонких пластов высокого сопротивления. Бюлл. нефт. геофизики, вып. III, ОНТИ, НКТП, 1936.
242. Широков А. С. Методика геофизических работ при разведке полезных ископаемых. Разведка недр, 1961.
243. Шлюмберже К. Подземная электрическая разведка. ГНТТИ, 1932.

244. Шлюмберже К., Шабас П., Бофор. Каротаж, различные операции в скважинах, вып. 6. Госгеолиздат, 1934.
245. Шпак В. А. Новый способ дифференциации горных пород в скважинах при помощи счетчика Гейгера-Мюллера. Докл. АН СССР, 1937, т. 16, № 2.
246. Шпак В. А. О состоянии и перспективах каротажных работ. Тр. ВИТР, сб. 1, Гостоптехиздат, 1958.
247. Черменский Г. А. О времени восстановления термического режима, нарушенного бурением скважины. Изв. АН СССР, серия геофиз., 1960, № 12.
248. Черноусов Я. М. Курс общей геологии угольных месторождений. Госгеолтехиздат, 1962.
249. Чукин В. Т. Боковой каротаж. Прикл. геофизика, вып. 21. Гостоптехиздат, 1958.
250. Элинсон М. М. Применение газовых геохимических методов на угольных месторождениях. В сб.: «Геохим. методы поисков нефтяных и газовых месторождений». Изд-во АН СССР, 1959.
251. Элинсон М. М. Основные закономерности изменения газоносности угольных пластов. Тр. МГРИ, т. XXXVII. Госгеолтехиздат, 1961.
252. Элинсон М. М. Результаты применения комплексного метода определения газоносности угольных пластов при разведочном бурении с испсльзованием газового каротажа. В кн.: «Методы определения газоносности пластов и прогнозы газоносности шахт». Госгеолтехиздат, 1962.
253. Юровский Ю. М. Газовый каротаж скважин. Гостоптехиздат, 1957.
254. Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых. Под ред. д-ра геол.-минерал. наук Ф. А. Алексеева. Гостоптехиздат. 1960.
255. Ядерная геология. Пер. с англ. Изд-во иностр. лит., 1959.
256. Якубович А. Л. Ядерно-геофизические методы — важный резерв дальнейшего повышения эффективности геологических поисков и разведки. Разведка и охрана недр, 1958, № 8.
257. Archie G. E. Electrical resistivity an aid in core analysis determination. Bull. Amer. assoc. petrol. geol., 31, n 2, 1947.
258. Baker P. E. Neutron Capture Gamma-Ray Spectra of Earth Formations. J. Petroleum Technology, 9, n 2, 3, 97, 1957.
259. Bird J. M. Interpretation of temperature logs in water and gas system wells and gas producing wells. Producers Monthly, 18, n 10, 1954.
260. Blum H. A., Martin P. L. Log interpretation problems in low resistivity sands. J. Petroleum Technology, 7, n 8, 1955.
261. Bordat L. G. Development of the technique of borehole logging by Schlumberger. Trans Institution Mining Engineer, v. 144, P. 6, London, 1955.
262. Mc Cardel W. M., Winsauer W., Williams M. Origin of the electric potential observed in wells. J. Petroleum, 1953.
263. Davis D. H. Estimating Porosity of Sedimentary Rocks from Bulk Density. J. geol, 62, 102, 1954.
264. Dewan J. T., Alland L. A. Experimental basis for neutron logging interpretation. Petroleum Engineer, 1953.
265. Dickey Park A. Natural potential in sedimentary rocks, Transactions A. J. M. E., 155, 1944.
266. Doll H. G. The Microlog a New Electrical logging method for Detalied Determination of Permeable Beds. J. Petroleum Technology VI, vol. 2, N 6, 1950.
267. Doll H. G. The Laterolog: a new resistivity logging method with electrodes using an automatic focusing system. J. Petroleum Technology, 3, N 11, 1951.
268. Doll H. G. The microlaterolog. J. Petroleum Technology, 1953.
269. Doll H. G., Legrand J. C., Stration E. F. True resistivity determinations from the electric log. Its application to log analysis. Oil and Gas, j., 46, N 20, 1947.
270. Faul Henry, Tittle C. W. Logging of drill holes by the neutron — gamma method and gamma ray scattering. Geophysics, N 2, 1951.
271. Friche R. H., Buttlar H. A Teoretical Study of unduced Electrical Polarization. Geophysics, vol. XXII, N 3, 1957.
272. Gery J. C., Kunetz C. Potential and Apparent Resistivity over dipping Beds. Geophysics, vol. XXI, N 3, 1956.
273. Gondoin M., Tixier M. P., Simard G. L. An experimental study on the influence of the chemical composition of electrolytes on the S. P. curve. A. I. M. E. Meeting Monthly, los Angeles, 1956.
274. Guyod H. Electrical well logging. Part 12, 13, 14, 15. Oil Weekly, v. 115, n 9, 11, 12, 13. 1944.
275. Guyod H. Electric log interpretation. Oil Weekly, 3, 10, 17 et 24, 1945.
276. Guyod H. Temperature well logging. Oil Weekly, 2, 9 et 16, 1946.
277. Howell L. G., Frosch A. Gamma ray well logging by radioactivity. Geophysics, 1940, 5 N 3.
278. Kokesh F. P. Gamma ray logging. Oil and Gas, 1951.
279. Martin M., Dumanoir J. L. Efficiencies of various types of devices in fresh mud for determining true resistivities. World oil, 1956.

280. Monce W. O. et Rust W. M. Natural potentials in well logging. Transactions AIME, 155, 1944.
281. Osborne, Prescott B. Graphical method for calculating dip and Strike from continuous dipmeters. Oil and Gas j. 7, 1955.
282. Russell W. L. The total gamma ray activity of sedimentary rocks as indicated by Geiger—Caunter determination. Geophysics, 1944, 9, N 2.
283. Russell W. L. Interpretation of neutron well logs. Bull. Amer. assoc. petrol. geol., 36, N 2, 1952.
284. Southwick P. F., Spiegler K. S., Wyllie M. R. J. The application of a three component model of the S. P. and resistivity phenomena evinced dirty sands. A. S. E. G. Meeting, New York, 1955.
285. Tittle C. W., Faul Henry, Goodman Clark. Neutron logging of drill holes: the Neutron—neutron method. Geophysics, 16, N 4, 1951.
286. Winsauer W. O., Mc Cardel W. M. Ionic double layer conductivity in reservoir rocks. J. Petroleum Technology, 1953, 1954.
287. Wyllie M. R. J. A quantitative analysis of the electrochemical Component of the S. P. Curve. J. Petroleum Technology, vol. 1, N 1, 1949.
288. Wyllie M. R. J., Rose W. D. Some theoretical considerations related to the quantitative evoluation of the physical characteristics of reservoir rock from electrical log data. J. Petroleum Technology, 1950.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 3
Введение 7

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Глава I. **Петрофизика** 14
§ 1. Плотность и пористость 14
§ 2. Удельное электрическое сопротивление 17
§ 3. Естественная электрохимическая активность 20
§ 4. Вызванная электрохимическая активность 24
§ 5. Скорость распространения упругих колебаний 26
§ 6. Радиоактивность 27
§ 7. Термические свойства 31
§ 8. Механические свойства 32

Глава II. **Закономерности региональных изменений физических свойств пород и классификация угольных месторождений** 33
§ 9. Закономерности региональных изменений физических свойств пород угольных бассейнов 33
§ 10. Геолого-геофизическая классификация угольных месторождений . . 41

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Глава III. **Метод кажущегося сопротивления** 51
§ 11. Физические основы метода 51
§ 12. Выбор стандартного зонда 55
§ 13. Методика исследования угольных пластов 67
Пласты высокого сопротивления 67
Угли относительно низкого сопротивления 95
Антрациты и полуантрациты 100
§ 14. Исследование пород, вмещающих уголь 102
§ 15. Искажения диаграмм кажущихся сопротивлений 109
§ 16. Метод микрозондов 117

Глава IV. **Методы регистрации тока и скользящих контактов** 126
§ 17. Общие сведения о методе регистрации тока 126
§ 18. Применение метода регистрации тока на угольных месторождениях
Месторождения второй группы 127
Месторождения первой и третьей групп 132
Месторождения антрацитов 132
§ 19. Метод скользящих контактов 133

Глава V. **Метод фокусированных зондов** 137
§ 20. Общие сведения 137
§ 21. Определение эффективных сопротивлений 141
§ 22. Выбор параметров фокусированного зонда 142
§ 23. Применение фокусированного зонда для исследования угольных пластов 148

Стр.

Глава VI. **Методы определения удельного электрического сопротивления пород** 157
§ 24. Общие сведения о боковых электрических зондированиях 157
§ 25. Боковые электрические градиент-зондирования 161
§ 26. Боковые электрические потенциал-зондирования 172
§ 27. Методика палеток пластов конечной мощности и максимальных кривых зондирования 174

Глава VII. **Методы приближенного определения удельного электрического сопротивления пород** 179
§ 28. Непосредственное определение удельного электрического сопротивления пород по диаграмме кажущегося сопротивления 179
§ 29. Определение удельного сопротивления пластов по отдельным диаграммам $\rho_к$ 181
§ 30. Определение удельного сопротивления пластов по диаграмме эффективных сопротивлений фокусированного зонда 187
§ 31. Метод асимптотических сопротивлений 188
§ 32. Метод приведенных кажущихся сопротивлений 195

Глава VIII. **Метод потенциалов собственной поляризации пород** 199
§ 33. Общие сведения 199
§ 34. Выявление водоносных горизонтов и изучение пород, вмещающих угольные пласты 203
§ 35. Исследование углей на месторождениях первой и второй групп . . . 208
§ 36. Исследование тощих каменных углей и антрацитов (месторождения третьей и четвертой групп) 212

Глава IX. **Метод потенциалов вызванной поляризации горных пород** 215
§ 37. Потенциалы вызванной поляризации горных пород, наблюдаемые в скважинах 215
§ 38. Кривые потенциалов вызванной поляризации пород 217
§ 39. Искажения диаграмм потенциалов вызванной поляризации пород 220
§ 40. Исследование угольных пластов и вмещающих пород 221

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

РАДИОАКТИВНЫЕ И ДРУГИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАДИОАКТИВНЫХ МЕТОДАХ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Глава X. **Методы естественного гамма-излучения и изотопов** 231
§ 41. Измерение интенсивности гамма-излучения 231
§ 42. Применение гамма-метода для изучения угольных пластов и вмещающих пород 237
§ 43. Метод изотопов 244

Глава XI. **Метод рассеянного гамма-излучения** 246
§ 44. Общие сведения 246
§ 45. Измерение интенсивности рассеянного гамма-излучения 247
§ 46. Применение гамма-гамма-метода для документации угольных пластов в разрезах скважин 256
§ 47. Искажение кривых гамма-гамма-метода 262

Глава XII. **Нейтронные методы исследования скважин** 271
§ 48. Нейтрон-нейтронный метод 271
§ 49. Нейтронный гамма-метод 273
§ 50. Метод наведенной активности 276
§ 51. Новые радиоактивные методы 278

Глава XIII. **Термометрия и резистивиметрия** 279
§ 52. Термометрия 279
§ 53. Резистивиметрия 286

Глава XIV. **Газометрия и отбор образцов пород** 293
§ 54. Газометрия 293
§ 55. Отбор образцов пород 298

Глава XV. **Механические методы** 301
§ 56. Метод продолжительности проходки 301
§ 57. Кавернометрия 302
§ 58. Ультразвуковой метод 308

Глава XVI. **Инклинометрия и наклонометрия** 311
§ 59. Инклинометрия 311
§ 60. Наклонометрия 315

Стр.

ЧАСТЬ ЧЕТВЕРТАЯ

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДИАГРАММ

Глава XVII. **Выделение угольных пластов и литологическое расчленение разрезов скважин** 318
§ 61. Выделение угольных пластов в разрезах скважин 318
§ 62. Литологическое расчленение разрезов скважин 321

Глава XVIII. **Корреляция разрезов скважин и выявление тектонических нарушений** 326
§ 63. Корреляция разрезов скважин 326
§ 64. Петрофизический метод корреляции разрезов угленосных отложений 333
§ 65. Выявление тектонических нарушений 335

Глава XIX. **Методы определения глубин и мощностей пластов** 339
§ 66. Определение глубин пластов 339
§ 67. Определение мощностей пластов вмещающих пород 340
§ 68. Определение мощностей угольных пластов 341
§ 69. Влияние угла наклона пласта на определение его мощности 356
§ 70. Техническая погрешность в определении мощности пласта 361
§ 71. Сопоставление результатов геофизических исследований по определению мощностей угольных пластов с данными бурения, контрольных перебурок и горных выработок 363

Глава XX. **Исследование структуры угольных пластов** 367

Глава XXI. **Изучение качества углей** 378
§ 72. Основные показатели качества углей и их определение по керну . . . 378
§ 73. Определение зольности угольных пластов по грунтоносным пробам 382
§ 74. Определение зольности углей по данным геофизики и грунтоносным пробам 395
§ 75. Определение зольности угольных пластов по удельному электрическому сопротивлению 418
§ 76. Определение других качественных показателей углей 421

Глава XXII. **Рациональный комплекс геофизических методов исследования угольных скважин** 425
§ 77. Методика исследования угольных скважин в нормальных условиях 425
§ 78. Общая характеристика эффективности геофизических методов исследования скважин 429
§ 79. Методика исследования угольных скважин в осложненных условиях 431

Глава XXIII. **Организация геофизической службы и использование геофизических материалов** 440
§ 80. Организация и проведение геофизических работ на скважине 440
§ 81. Оценка качества результатов геофизических исследований скважин 442
§ 82. Использование геофизических материалов при подсчетах запасов углей 445

Заключение 454
Литература 456

Гречухин Владимир Васильевич

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ УГОЛЬНЫХ СКВАЖИН

Ведущий редактор издательства *Ф. Н. Чумакова*
Художник *В. И. Воробьев*
Технический редактор *Т. М. Шмакова* Корректор *Л. М. Емельянова*

Подписано к набору 22/X 1964 г. Подписано к печати 2/II 1965 г.
Формат 70×108¹/₁₆. Печ. л. 29,25. Усл. л. 40,95. Уч.-изд. л. 39,0.
Т-01781. Тираж 1740 экз. Зак. № 2360/2123—2. Цена 2 р. 10 к.
Объявлено в тем. пл. б. Госгеолтехиздата 1964 г. № 37. Индекс 1—3—1.

Издательство «Недра». Москва, Центр, ул. Кирова, 24.

Ленинградская типография № 14 «Красный Печатник» Главполиграфпрома Государственного комитета Совета Министров СССР по печати. Московский проспект, 91.