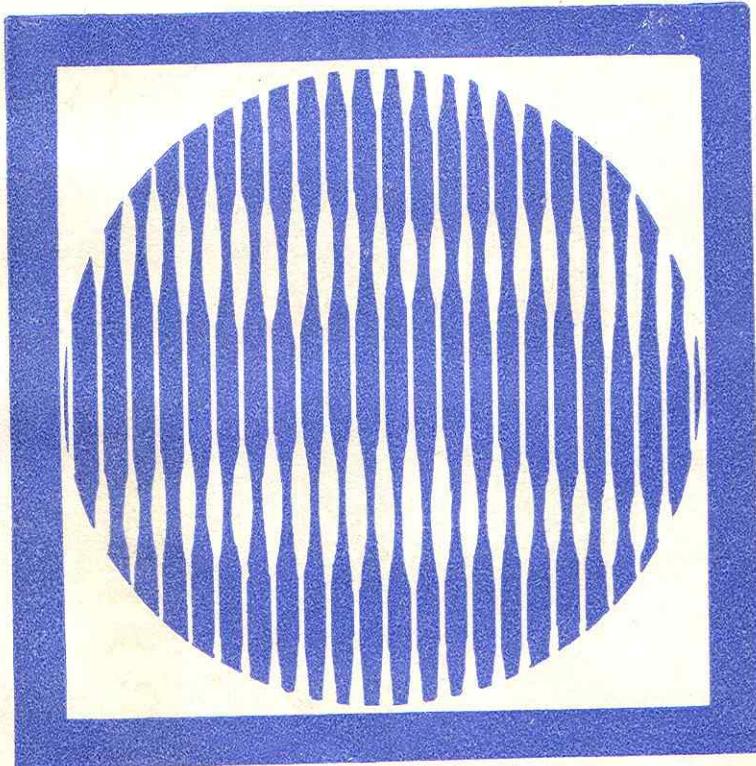


550.832  
Г 94

Ю. А. ГУЛИН

# ГАММА-ГАММА-МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН



УДК 550.832.55

Гулин Ю. А. Гамма-гамма-метод исследования нефтяных скважин. М., «Недра», 1975. 160 с.

Рассмотрены вопросы теории и практики гамма-гамма-метода (ГГМ) исследования нефтяных скважин применительно к задачам геологической документации разрезов, контроля технического состояния скважин и контроля процессов разработки месторождений нефти.

На основе анализа интерпретации результатов расчетов, выполненных методом Монте-Карло, с привлечением данных физического моделирования исследованы основные физические закономерности ГГМ как общие (пространственное, энергетическое и угловое распределение гамма-квантов для реальной геометрии), так и конкретные (характеристика и параметры измерительных установок). Оценены требования к точности определения объемной плотности пород, описана аппаратура для гамма-гамма-каротажа разрезов скважин, контроля качества цементирования и технического состояния обсадных колонн, исследования состава жидкости в колонне, а также методика проведения измерений, в частности эталонирования приборов. Рассмотрена методика интерпретации данных плотностного гамма-гамма-каротажа и ГГК по мягкой компоненте излучения в комплексе с результатами других видов исследований, методика определения качества цементирования обсадной колонны, измерения ее внутреннего диаметра и толщины стенки, плотности и состава жидкости в колонне. Выводы иллюстрированы примерами.

Книга предназначена для геофизиков-промышленников. Она может быть использована студентами промыслово-геофизической специальности, а также научными работниками, занимающимися вопросами радиоактивного каротажа. Отдельные разделы могут оказаться полезными геологам, бурщикам и эксплуатационникам-нефтяникам.

Табл. 23, ил. 69, список лит. — 72 назв.

Г  $\frac{20804-055}{043(01)-75}$  135—75

© Издательство «Недра», 1975

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Гамма-гамма-метод (ГГМ) становится в последние годы одним из наиболее эффективных видов нефтепромысловой геофизики. Он дает ценную информацию при геологической документации разрезов скважин (гамма-гамма-каротаж<sup>1</sup>—ГГК), контроле технического состояния и режима эксплуатации скважин, контроле обводнения нефтяных месторождений.

Выделение жесткой компоненты рассеянного гамма-излучения, регистрируемого при ГГК, позволяет получить информацию об объемной плотности пород. Такая модификация ГГК обычно называется плотностным гамма-гамма-каротажем (ГГК-П). При постоянном минералогическом составе пород объемная плотность является линейной функцией их пористости, т. е. одного из основных параметров нефтяных пластов, определение которого необходимо для оценки продуктивности разреза. Преимущество плотностного гамма-гамма-каротажа перед другими промыслово-геофизическими методами при решении этой задачи заключается в малом влиянии глинистости пород на результаты оценки пористости, что объясняется практически одинаковой минералогической плотностью глин и скелета пород. В отличие от других видов каротажа — нейтронного, акустического, ПС, КС в различных модификациях, использование которых для оценки пористости связано с нахождением эмпирических зависимостей, метод ГГК-П с точки зрения этой задачи обоснован безусловно (для разрезов с известным минералогическим составом).

Серьезными недостатками метода являются малая глубина исследования и, что особенно важно, сильное искажающее влияние промежуточного слоя (бурового раствора в кавернозных участках ствола или глинистой корки в проницаемых

<sup>1</sup> Как известно [42], каротажем принято называть геофизические или геохимические исследования, выполняемые с целью изучения геологического разреза скважин. Поэтому в книге термин «гамма-гамма-каротаж» распространяется только на эту область использования ГГМ в промысловой геофизике.

участках разреза). При толщине слоя  $h=20$  мм и отсутствии учета этого фактора определяемое значение плотности занижается на 0,3—0,6 г/см<sup>3</sup>, что на порядок выше предельно допустимой погрешности. Этот недостаток затруднил внедрение метода в нашей стране на базе простых одноканальных систем [4, 31, 56, 66], так как геолого-технические условия измерений оказались крайне неблагоприятными (толщина глинистой корки в пластах-коллекторах до 20—25 мм). Для разработки более совершенной аппаратуры потребовалось в первую очередь создать серьезную теоретическую и экспериментальную базу метода. Эти работы проведены в 1962—1969 годах в Волго-Уральском филиале Всесоюзного научно-исследовательского института геофизических методов разведки (ВУФ ВНИИГеофизика, с 1972 года переименован во Всесоюзный научно-исследовательский институт геофизических исследований скважин — ВНИИГИС) в значительной степени благодаря новому мощному инструменту для исследования основных физических закономерностей гамма-гамма-метода — методу Монте-Карло [33]. В 1969 году была создана двухзондовая аппаратура ГГК-П для исследования нефтяных скважин (РГП-1), серийно выпускаемая с 1970 года [55].

В США плотностной гамма-гамма-каротаж начал применяться в промышленных масштабах с 1959—1960 годов. С 1963 года после разработки двухзондовой аппаратуры ГГК [71] объем его использования неуклонно возрастал. В последние годы ГГК-П стал одним из основных промыслового-геофизических методов, обеспечивающих определение коллекторских свойств и литологии пород [59]. Широкому распространению ГГК-П способствовали также относительно большой объем бурения скважин с продувкой забоя воздухом или газом, а также использование нефтеэмulsionных и высококачественных глинистых растворов с низкой фильтрацией, не создающих глинистых корок большой толщины [57, 61].

Особенностью ГГК-П как метода получения данных о пористости пород является зависимость результатов от минералогической плотности последних, т. е. от их состава [28]. Особенно сильно это сказывается в карбонатных отложениях. В таких разрезах ГГК обычно применяется в комплексе с нейтрон-нейтронным каротажем (ННК), что связано с увеличением объема исследований. Как показали работы ВУФ ВНИИГеофизики, выполненные в 1963—1969 годах, задача расчленения пород-коллекторов на основные типы (известняк, доломит, песчаник) в разрезах нефтяных скважин более успешно решается методом ГГК путем регистрации мягкой компоненты рассеянного гамма-излучения (ГГК-М) и сравнения результатов с данными ГГК-П. Это направление является одним из наиболее перспективных, так как разрешающая способность комплекса ГГК-П — ГГК-М выше, а комплексирование аппаратуры проще.

чем в случае комплекса ГГК-П — ННК. За рубежом это направление не развивалось.

Одна из основных задач контроля технического состояния скважин после спуска обсадной колонны — определение высоты подъема цемента за колонной и качества цементирования продуктивных интервалов. В обсаженных скважинах, находящихся в эксплуатации длительное время или подвергшихся различным механическим воздействиям, большой интерес представляет также измерение внутреннего диаметра обсадной колонны и толщины ее стенки. Начало применению ГГМ для контроля высоты подъема цемента за колонной было положено работой Л. З. Цлава, предложившего в 1954 году проводить измерения в обсаженных скважинах стандартным прибором радиоактивного каротажа. С 1955 года эти работы были продолжены в Башкирии в направлении усовершенствования аппаратуры и методики измерений с целью повышения точности и однозначности результатов [5]. В конечном счете они привели к принципиально новому решению, заключающемуся в изучении распределения рассеянного гамма-излучения по периметру сечения колонны в трех-четырех точках (цементомер [20]) либо непрерывно (дефектомер [43]). Первые цементомеры разработаны в ВУФ ВНИИГеофизике в 1959 году, выпуск их начал в 1961 году. За короткое время эти приборы получили общее признание и начали широко применяться почти во всех районах страны. Более совершенный и точный инструмент — гамма-дефектомер — разработан в 1967 году и выпускается. За рубежом это направление не получило достаточного развития.

В 1964—1965 годах в ВУФ ВНИИГеофизике были предложены приборы для измерения внутреннего диаметра и толщины стенок обсадных труб (калибромер и толщиномер), основанные на регистрации гамма-излучения, рассеянного колонной или средой в заколонном пространстве. Относительная несложность этих приборов и высокая точность (0,25—0,5 мм) позволяют считать их весьма перспективными [37, 44]. В настоящее время прибор для измерения толщины стенки колонны скомплексирован с гамма-дефектомером и выпускается под маркой СГДТ-2 [60].

Задачи контроля разработки делятся на две подгруппы: выделение обводненных интервалов в нефтяных пластах и контроль режима эксплуатации скважин. Если предположить, что качество цементирования исследуемого объекта высокое и затрубная циркуляция жидкости отсутствует, то можно считать, что из любого перфорированного интервала поступает содержимое пласта в этом интервале. Поэтому, определяя состав жидкости, поступающей в колонну из различных участков интервала перфорации, принципиально возможно выделить обводнившиеся прослои. Состав жидкости в большинстве случаев может быть определен исходя из ее плотности, оцениваемой

по поглощению гамма-излучения. Приборы, предназначенные для решения этой задачи, разработаны в Волго-Уральском филиале ВНИИГеофизики в 1965—1967 годах, выпускаются серийно с 1969 года и к настоящему времени широко применяются для исследования нефтяных скважин [14, 62]. Скважинные плотностномеры используются и для определения уровней различных жидкостей в стволе скважины, что важно для правильной установки приема насоса, т. е. для контроля режима эксплуатации скважины [39, 50]. В США эти методы также получили широкое распространение.

Таким образом, в настоящее время гамма-гамма-метод широко применяется в нефтяной промышленности нашей страны. В книгах, посвященных промыслово-геофизическим исследованиям [41, 42, 46, 58], этот метод рассматривается весьма поверхностно. Появившиеся в последние годы монографии [1, 8, 13] практически не изменяют положения, так как одна из них посвящена вопросам рудной геофизики, в другой основное внимание уделяется приставным плотномерам и схемным решениям, а в третьей рассматривается относительно узкая область применения ГГМ для исследования нефтяных скважин.

Разработка ГГМ применительно к задачам исследования нефтяных скважин в течение ряда лет проводилась в основном в ВУФ ВНИИГеофизике. Настоящая книга является результатом обобщения и систематизации данных, полученных в итоге многолетних работ, выполнявшихся в этой организации коллективом сотрудников отдела радиоактивного каротажа под руководством и при участии автора. Необходимо отметить большой творческий вклад в разработку ГГМ, внесенный И. Г. Дядькиным (теория, метод Монте-Карло), Д. А. Бернштейном (ведущая роль в создании дефектомера и толщиномера), В. В. Труфановым (применение плотномеров при контроле процессов эксплуатации нефтяных скважин), активное участие в работе Ф. Г. Баэмбита, В. М. Иванова, Е. В. Семенова, В. Н. Старикова, В. П. Артемова, И. В. Головацкой, Т. М. Семеновой, Ю. И. Костина, В. П. Колесниченко, П. Н. Куповых, В. П. Морозова, О. Р. Орехова, Г. И. Понятова, Б. М. Рябова, Ф. В. Саттарова, И. Т. Таркина, Р. Т. Хаматдинова и др., а также производственников Башкирии, Татарии, Тюменской, Пермской и Саратовской областей. Из-за недостаточного объема книги в ней не рассматривается состояние ГГМ за рубежом. Эти данные можно найти в работе [28].

## ГЛАВА I

# ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГАММА-ГАММА-МЕТОДА И СПОСОБЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

---

## 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ПОЛЕЙ ГАММА-КВАНТОВ

**Гамма-излучение.** Гамма-излучение представляет собой высокочастотное электромагнитное излучение, возникающее в результате ядерных процессов. Длина волны излучения имеет порядок  $10^{-10}$  см, что значительно меньше размеров атома ( $10^{-8}$  см), хотя и больше размеров ядра ( $10^{-13}$  см). Вследствие этого никаких явлений дифракции на упорядоченных атомных структурах кристалла гамма-излучение не вызывает, а взаимодействует только с частями атома — электронами и ядром. Последнее приводит к сильному проявлению корпскулярных свойств излучения, поэтому его обычно рассматривают как поток дискретных частиц — гамма-квантов. По той же причине гамма-квант чаще характеризуют энергией  $E$ , а не длиной волны или частотой. Энергия  $E$  выражается в мегаэлектрон-вольтах (МэВ) или килоэлектрон-вольтах (кэВ). В некоторых случаях ее удобно представлять в единицах энергетического эквивалента массы покоя электрона  $\gamma = E/0,51$  ( $E$  в мегаэлектрон-вольтах).

По определению гамма-лучи испускаются ядрами; все другие высокочастотные электромагнитные излучения, связанные с ядерными и электронными взаимодействиями, относятся к рентгеновским лучам. Однако это различие характеризует только происхождение, но не свойства излучения, и не влияет на процессы его распространения в веществе. Поэтому обычно оба вида лучей не разделяются [34].

**Источники гамма-излучения.** Источниками гамма-излучения служат радиоактивные изотопы искусственного или естественного (реже) происхождения. Основными характеристиками источников являются: период полураспада, активность и энергетический спектр излучения. Характеристика источников, применяемых при ГГМ, приведена в табл. 1 [29].

**Активность источника.** За единицу активности  $Q$  принимается кюри — такое количество радиоактивного материала, в котором происходит  $3,7 \cdot 10^{10}$  распадов в 1 с. Для изме-

Таблица 1

Источник	Энергия основных линий, МэВ	Выход квантов на 100 распадов	$K_{\gamma}$ , $P \cdot \text{см}^2$ ч·мКи	Период полураспада
$^{60}\text{Co}$	1,330 1,170	100,0 99,0	12,90	5,3 года
$^{137}\text{Cs}$	0,661	82,5	3,10	27 лет
$^{113}\text{Sn}$	0,393	69,4	1,55	119 дней
$^{75}\text{Se}$	0,401 0,280 0,265 0,130	12,5 22,9 55,9 69,0	1,94	127 дней
$^{192}\text{Ir}$	0,468 0,290—0,320	47,5 136,6	4,65	74 дня
$^{170}\text{Tm}$	0,053 0,084 0,100—0,200 0,300—0,400	50,2 18,3 23,9 7,5	—	129 дней

Примечание. Выход квантов для  $^{170}\text{Tm}$  указан в процентах от общего их числа.

рения активности источников гамма-излучения чаще пользуются другой единицей — грамм-эквивалент радия. Обе единицы связаны соотношением

$$Q(\text{г-эквRa}) = Q(\text{Ки}) (K_{\gamma}/8,4),$$

где  $K_{\gamma}$  — гамма-постоянная, зависящая от числа и энергии гамма-квантов, излучаемых на один распад.

Взаимодействие гамма-излучения с веществом, сечение. Гамма-излучение может взаимодействовать с электронами атомов и их ядрами. Взаимодействие может привести к полному поглощению гамма-кванта или его рассеянию. Вероятность того или иного вида взаимодействия характеризуется сечением этого процесса — микроскопическим (на один атом) и макроскопическим (на 10 мм толщины поглотителя). Основными для условий реализации ГГМ в нефтяных скважинах являются следующие виды взаимодействия: фотоэлектрический эффект и эффект Комptonа.

При фотоэлектрическом эффекте (фотоэффекте) гамма-квант передает всю свою энергию одному из электронов ато-

ма, чаще всего  $K$ -оболочки. Электрон выбывает из атома с энергией, которую имел квант, за вычетом энергии связи электрона в атоме. Если энергия кванта меньше энергии связи электрона  $K$ -оболочки, фотоэффект происходит на электроне  $L$ -оболочки. Поэтому сечение фотоэффекта  $\sigma_{\phi}$  уменьшается скачком при энергии квантов, равной энергии связи электронов в атоме на каждой оболочке. Сечение растет с увеличением атомного номера  $Z$  примерно по закону  $\sigma_{\phi} \approx Z^4/E^m$ , где  $m=1$  при  $E > 0,5$  МэВ и  $m=3$  при  $E < 0,2$  МэВ. В веществах с небольшим  $Z$  (алюминий, кремний), характерным для горных пород, влияние фотоэффекта пренебрежимо мало при  $E > 0,3$  МэВ.

При комптон-эффекте гамма-квант в результате взаимодействия с электроном отдает ему часть своей энергии и изменяет направление движения. Угол рассеяния  $\omega$  кванта от первоначального направления связан с величиной потери энергии соотношением

$$\gamma' = \frac{\gamma}{1 + \gamma(1 - \cos \omega)},$$

где  $\gamma$  и  $\gamma'$  — энергия кванта в единицах  $m_0c^2$  соответственно до и после рассеяния. После рассеяния в зависимости от угла  $\omega$  квант может иметь энергию от  $\gamma'_1 = \gamma$  ( $\omega = 0$ ) до  $\gamma'_2 = \frac{\gamma}{1+2\gamma}$  ( $\omega = -180^\circ$ ). При увеличении энергии кванта величина  $\gamma'_2$  стремится к 0,5, т. е. к 0,255 МэВ. При очень малой начальной энергии кванта ( $2\gamma \ll 1$ ) она в результате рассеяния практически не меняется. После первого акта рассеяния квант движется в новом направлении до следующего акта, что повторяется до тех пор, пока его энергия не уменьшится до величины, при которой преобладает фотоэффект. Среднее число актов рассеяния до поглощения зависит от начальной энергии излучения и атомного номера вещества. Для квантов с  $E = 0,7 - 1,0$  МэВ, распространяющихся в горных породах, число актов рассеяния составляет около десяти. В диапазоне энергии излучения 0,06—1,00 МэВ сечение комптон-эффекта меняется всего в 2,5 раза, уменьшаясь с понижением  $E$ .

Электронная и объемная плотность. Вероятность комптоновского взаимодействия пропорциональна числу электронов  $n$  в единице объема вещества (электронной плотности), которое связано с объемной плотностью соотношением

$$n = N_0 Z \rho_{ob} / A \text{ или } n = (N_0 \rho_{ob} \sum n_i Z_i) / M,$$

где  $N_0 = 6,02 \cdot 10^{23}$  — число Авогадро;  $Z$  — атомный номер элемента, входящего в состав вещества;  $A$  — атомный вес;  $M$  — молекулярный вес вещества;  $n_i$  — число атомов с атомным номером  $Z_i$  в молекуле;  $\rho_{ob}$  — объемная плотность вещества,  $\text{г}/\text{см}^3$ .

Так как  $N_0$  неизменно, а  $Z/A$  и  $(\sum n_i Z_i)/M$  близки к 0,5,  $n = b \rho_{ob}$ , где  $b$  — постоянный коэффициент. Относительная по-

грешность при таком представлении  $n$  определяется отклонением величин  $Z/A$  или  $(\sum n_i Z_i)/M$  от 0,5. Влияние этого фактора на точность результатов ГГМ рассматривается ниже (см. табл. 8).

Эффективный атомный номер  $Z_{\text{эфф}}$ . В разрезах нефтяных скважин породообразующие элементы имеют различные атомные номера — от 1 (водород) до 20 (кальций). Такие многокомпонентные среды иногда принято характеризовать эффективным атомным номером [66]

$$Z_{\text{эфф}} = \sqrt[3]{\sum n_i Z_i^3}.$$

Коэффициент поглощения гамма-излучения. Полное микроскопическое сечение взаимодействия гамма-излучения с горными породами в рассматриваемом случае равно сумме сечений фотоэффекта и комптон-эффекта, рассчитанных на один атом:

$$\sigma_{\text{п}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\text{к}}.$$

Величина  $\sigma_{\text{п}}$ , умноженная на число атомов в 1 см<sup>3</sup> вещества (макроскопическое сечение), называется линейным коэффициентом поглощения излучения  $\mu$ .

$$\mu = \frac{N_0}{A} \rho_{\text{об}} \sigma_{\text{п}}.$$

Линейный коэффициент поглощения имеет размерность см<sup>-1</sup>. В некоторых случаях удобно использовать массовый коэффициент поглощения  $\mu_0 = \mu / \rho_{\text{об}}$ . Его размерность см<sup>2</sup>/г.

Распространение тонкого пучка гамма-излучения в веществе. При прохождении тонкого параллельного пучка гамма-лучей через поглотитель толщиной  $h$  часть излучения выводится из пучка либо за счет фотопоглощения, либо вследствие изменения первоначального направления при комптон-эффекте. Если толщина поглотителя  $dh$ , то ослабление интенсивности излучения на величину  $dI$  пропорционально линейному коэффициенту поглощения  $\mu$ :  $-dI = \mu dh$ , откуда  $I = I_0 e^{-\mu h}$  ( $I_0$  — начальная интенсивность).

Пробег гамма-кванта. Из выражения  $I = I_0 e^{-\mu h}$  следует, что при  $\mu h = 1$  в среднем 64% всех гамма-квантов испытывают хотя бы один акт взаимодействия. Отвечающее этому расстояние  $h = 1/\mu$  называется средней длиной свободного пробега  $\lambda$  и составляет при энергии излучения 0,5 МэВ в воде около 10 см. Определенная часть излучения может проходить в веществе между двумя актами взаимодействия расстояние в несколько средних длин свободного пробега, например, 0,01 всего потока —  $4,6\lambda$ . Полный пробег гамма-кванта до поглощения за счет фотоэффекта равен сумме свободных пробегов. Так как число актов рассеяния в горных породах равно примерно десяти, при ГГМ принципиально возможна регистрация излу-

чения на очень большом расстоянии от источника. Однако из-за ограниченной активности источника реальные расстояния, на которых проводятся измерения, не превышают 50—70 см.

Особенности распространения широкого пучка гамма-излучения в веществе. При прохождении через поглотитель широкого пучка излучения экспоненциальный закон неприменим, так как большая часть квантов, рассеянных за счет комптон-эффекта, не выходит за пределы пучка, и последний ослабляется только за счет потери энергии квантами. Для учета этого явления иногда применяется корректировка экспоненциального закона. Для точечного источника интенсивность  $I = Q_0 B \frac{e^{-\mu h}}{4\pi h^2}$ , где  $Q_0$  — активность источника (число излучаемых квантов);  $B$  — фактор накопления, учитывающий дальнейшее поведение рассеянных гамма-квантов. Значение  $B$  возрастает с увеличением  $h$  и при начальной энергии  $E_0 = -0,5 \div 1,0$  МэВ достигает величины  $10 \div 100$  (см. раздел 3).

Обратное рассеяние (отражение) гамма-лучей. При падении гамма-лучей на поверхность какого-либо тела часть квантов в результате одного или нескольких актов рассеяния в веществе меняет первоначальное направление настолько, что выходит обратно в первую среду. Вероятность отражения зависит от энергии излучения, угла его падения, геометрии и характеристики тела. В средах с  $Z < 20$  в диапазоне энергий  $\gamma = 0,2 \div 3$  коэффициент отражения (альбедо) составляет  $5 \div 20\%$ . На изучении обратно рассеянного излучения основано большинство модификаций ГГМ, применявшихся для исследования скважин.

Энергетический спектр рассеянного гамма-излучения. За счет комптон-эффекта с увеличением расстояния от источника возрастает число квантов с энергией, меньшей  $E_0$ , по отношению к числу квантов с начальной энергией (эффект накопления рассеянного излучения). При уменьшении энергии излучения ниже некоторой величины  $E_1$ , определяющейся составом пород, возрастает влияние фотоэффекта. Поэтому число гамма-квантов с  $E < E_1$  падает и при некоторых значениях  $E$  практически достигает нуля. Таким образом, спектр излучения, распространяющегося в горных породах, имеет два максимума, соответствующих значениям  $E_0$  и  $E_1$ , и спад до нуля при  $E < E_1$ .

Угловое распределение и коллимация излучения. Число гамма-квантов, распространяющихся в веществе, быстро убывает с увеличением расстояния от источника. Кроме того, практически все гамма-кванты рассеиваются по несколько раз (в среднем до 10 раз). Так как после каждого акта рассеяния первоначальное направление кванта меняется, после нескольких таких актов любое направление становится равновероятным, что должно наблюдаться по отношению к плоскости,

перпендикулярной к лучу  $R$  от источника (при достаточно больших  $R$ ). Если рассматривать направление вдоль луча  $R$ , то картина меняется, так как число гамма-квантов убывает с увеличением  $R$ , следовательно, уменьшается и плотность их рассенияй. Поэтому большая часть квантов направлена от источника, а меньшая — к источнику.

При реализации ГГМ часто оказывается целесообразным направлять (коллимировать) поток излучения от источника к индикатору под определенным углом. Для коллимации используются экраны из свинца или вольфрама с окном или щелью между внешней поверхностью и источником (детектором). Эффективность коллимации определяется размерами окна и отношением его длины к ширине.

Аналитические методы теории ГГМ. Распространение гамма-квантов в веществе описывается кинетическим уравнением переноса излучения, рассматриваемым в работе [47]. Однако, как указывается в той же работе, точное аналитическое решение этого уравнения ввиду его сложности, по-видимому, невозможно. Получены частные решения для некоторых идеализированных условий (например, приближение малых углов для распределения квантов с начальной энергией в несколько мегаэлектрон-вольт и близкой к этой величине конечной энергией). В теории ГГМ распространены более грубые приближения, применение которых требует значительного упрощения как отдельных закономерностей переноса излучения, так и геометрии задач.

Диффузионное приближение. Условиями применимости уравнения диффузии к задачам переноса излучения являются: длина свободного пробега квантов, не зависящая от координат и направления движения, достаточно большое число актов рассеяния и равновероятность направления их движения. Надежные результаты при этом могут быть получены на расстояниях от источника и границ сред, больших нескольких длин свободного пробега. Эти условия в задачах ГГМ выполняются лишь частично, поэтому решение уравнения диффузии в основном позволяет получить только качественную картину для простейших геометрий (однородная среда, скважина с источником на оси). Впервые применительно к теории гамма-гамма-каротажа диффузионное приближение было использовано в 1954 году И. Г. Дядкиным [32]. Эта работа сыграла большую роль в развитии метода, позволив правильно объяснить наиболее общие закономерности пространственного распределения гамма-излучения в однородной среде и скважине. В 1956 году это направление было развито Г. М. Воскобойниковым [12], работы которого значительно расширили представления о возможностях ГГК и, в частности, обосновали селективный вариант ГГК. В дальнейшем диффузионное приближение применялось для решения ряда задач ГГМ [6, 7, 70].

**Приближение однократного рассеяния.** Предполагается, что вклад гамма-квантов, испытавших только одно рассеяние, достаточно велик и закономерности их распределения могут быть распространены на все рассеянное излучение. Существенным достоинством этого приближения является относительная несложность учета геометрических факторов, т. е. возможность решения задач для неоднородных сред. Как показано ниже, однократно рассеянные гамма-кванты составляют незначительную часть регистрируемого излучения, и поэтому применение метода однократного рассеяния в общем случае неправомерно. Однако качественная картина особенно на небольших расстояниях от источника получается близкой к действительной, что в свое время сыграло определенную положительную роль в развитии ГГМ. По этому направлению следует отметить работы Е. М. Филиппова [64, 65] и А. П. Очкура [52]. Схема расчета поля однократно рассеянных квантов и методика расчетов для простейшего случая приведены на рис. 23 в разделе 17.

**Эффективность аналитических методов теории ГГМ.** Выполненные исследования дали наиболее общие представления о возможностях ГГМ и качественно объяснили наблюдаемые закономерности. По-видимому, нельзя надеяться получить лучшие результаты этим путем по следующим причинам:

1) невозможность учета всех особенностей реальной геометрии измерений, влияние которой из-за малой глубинности ГГМ является определяющим;

2) произвольность большинства допущений, которые представляются необходимым условием применения приближенных методов, без которых их использование становится неправомерным.

**Метод Монте-Карло.** Элементарные процессы прохождения единичного кванта в любой среде изучены достаточно полно. Известно, что кванты, излучаемые источником, равномерно распределены по телесному углу. Установлено, что путь, который квант проходит в среде до очередного акта взаимодействия, — случайная величина, определяющая экспоненциальной плотностью вероятности и зависящая от энергии кванта и характеристики среды. Известны вероятности фотоэффекта, комптон-эффекта, рассеяния кванта на определенный угол в случае комптон-эффекта и потери энергии при рассеянии (формула Клейна — Нишины — Тамма). Эти данные достаточны для строгого моделирования случайной траектории кванта, начинающейся от источника и заканчивающейся в точке его поглощения. Применительно к задачам ГГМ использование метода Монте-Карло сводится к расчету большого числа таких траекторий, при этом параметры каждой из них рассчитываются по закону случая. Так же как в реальных условиях, большая часть подобных траекторий заканчивается в пласте или буровом рас-

твое, заполняющем скважину, определенная же часть в результате нескольких актов рассеяния под различными углами попадает в область, соответствующую реальному детектору излучения. При расчете траекторий роль случая играет датчик случайных чисел, а роль траектории — последовательность координат каждого акта и значений энергии кванта. Примеры рассчитанных траекторий приведены на рис. 1.

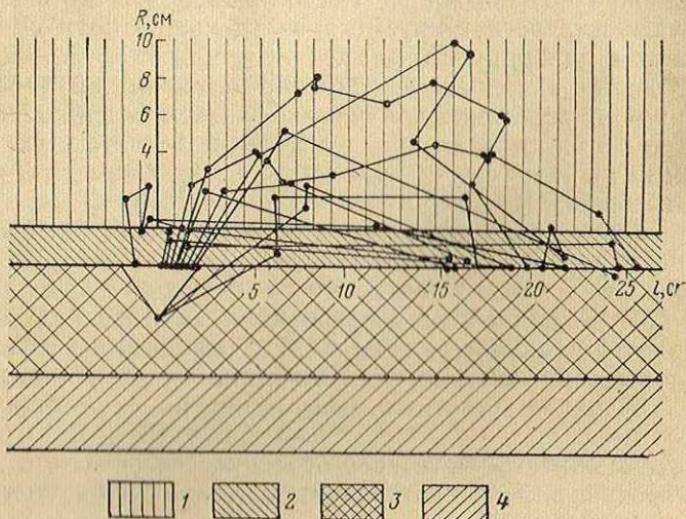


Рис. 1. Траектории гамма-квантов (проекция на плоскость  $xz$ ).

1 — порода; 2 — глинистая корка; 3 — прибор; 4 — скважина.

Такая модель полностью адекватна физическому статистическому процессу и, следовательно, подвержена флуктуациям, величина которых определяется как  $1/\sqrt{n}$ , где  $n$  — число «зарегистрированных» квантов. Вероятность «регистрации» кванта зависит от геометрии измерений, начальной энергии излучения и расстояния  $R$  от источника. При  $R = 30—40$  см она составляет  $10^{-5}—10^{-6}$ . Для получения точности 5% необходимо обеспечить попадание в детектор 400—500 квантов, т. е. рассчитать  $10^7—10^8$  траекторий. Расчет сводится к повторению цикла элементарных математических операций, число которых на одну траекторию составляет  $10^2—10^3$ . Таким образом, решение средней по сложности задачи ГГМ требует выполнения  $10^9—10^{11}$  операций, что под силу только быстродействующим электронно-счетным машинам. Разработано много способов ускорения счета, подробно рассмотренных в работах И. Г. Дядькина [33]. Чаще всего необходимо найти зависимость регистрируемой интенсивности ГГМ от физических или геометрических параметров среды. В реальной физической модели измерения выполняются для

одного конкретного сочетания этих параметров. В модели Монте-Карло можно считать каждую траекторию сразу для всех параметров (т. е. с одним и тем же набором случайных чисел), при этом окончательные результаты для разных параметров флюктуируют синхронно, что существенно уменьшает погрешности. Другие способы ускорения расчетов основаны на симметрии отдельных частей траектории и на исследовании наиболее вероятных траекторий с использованием статистических весов. Подробно методика расчетов описана в работе [33] и здесь не рассматривается.

Основным достоинством метода Монте-Карло является возможность учета особенностей геометрии и условий измерений, а также конструкции измерительной установки. Вместе с тем результат конкретного расчета не является теорией в общепринятом смысле. Выявление общих физических закономерностей, являющееся целью теории, а главное прогнозирование направлений совершенствования измерительных установок для тех или иных условий возможно с помощью метода Монте-Карло только при тщательно продуманной организации расчетов в широкой области изменения параметров [54]. В этом случае результаты обобщения и интерпретации полученных данных по всему многомерному пространству являются полноценной заменой строгой теории с точки зрения практического использования ГГМ.

Разработка метода Монте-Карло применительно к задачам ГГМ значительно расширила возможности изучения полей гамма-квантов и явилась крупнейшим вкладом в ядерную промысловую геофизику. В настоящее время метод Монте-Карло — основной инструмент для дальнейшего совершенствования радиоактивного каротажа. В частности, с помощью этого метода получена значительная часть данных, приведенных в настоящей книге.

**Физическое моделирование.** Так как при ГГМ основными параметрами исследуемой среды являются объемная плотность  $\rho_{об}$  и атомный номер  $Z$ , физическое моделирование ГГМ значительно проще, чем, например, нейтронного каротажа, особенно с учетом меньших размеров моделей ГГМ. Часть материалов, приведенных в настоящей книге, получена на моделях ВНИИГИС. Характеристика моделей приведена в табл. 2.

Метод подобия в моделировании задач ГГМ [17]. При отсутствии влияния фотоэффекта для модели пласта плотностью  $\rho_{об1}$ , пересеченной скважиной диаметром  $d_{c1}$ , заполненной жидкостью плотностью  $\rho_{об3}$ , подобной является модель, состоящая из пласта плотностью  $\rho_{об2} = C\rho_{об1}$ , пересеченного скважиной диаметром  $d_{c2} = d_{c1}/C$ , заполненной жидкостью плотностью  $\rho_{об4} = C\rho_{об3}$ . Измерения на такой модели должны производиться прибором, диаметр которого  $d_{п4}$ , толщина стенок  $h_2$ .

и длина зонда  $l_2$  связаны с параметрами  $d_{\text{пз}}$ ,  $h_1$  и  $l_1$  первого прибора соотношениями

$$d_{\text{п4}} = d_{\text{пз}}/C; \quad h_2 = h_1/C; \quad l_2 = l_1/C.$$

Величина  $C = \rho_{\text{об2}}/\rho_{\text{об1}}$  называется коэффициентом подобия (в настоящем случае  $\rho_{\text{об2}}$  и  $\rho_{\text{об1}}$  следует рассматривать как электронную плотность  $\rho_{\text{об}} \frac{2\sum n_i Z_i}{M}$ , где  $M$  — молекулярный вес вещества;  $n_i$  — число атомов в молекуле с атомным номером  $Z_i$ ).

Таблица 2

Номер пласта	$d_o$ , мм	Материал пласта	Жидкость, насыщающая пласт	$\rho_{\text{об}}$ , г/см <sup>3</sup>	$\rho_{\text{об}}$ , с поправкой на $Z/A$ , г/см <sup>3</sup>
1	200	Корунд в зернах (0,3—1,0 мм)	Глицерин	2,64	2,65
2	200	Корунд с песком	Вода	2,18	2,18
3	200	Песок	Вода	2,03	2,03
4	200	Мрамор	—	2,69	2,69
5	300	Мрамор	—	2,69	2,69
6	300	Песок с мраморной крошкой	Вода	2,20	2,23

## 2. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА РЕАЛИЗАЦИИ ГАММА-ГАММА-МЕТОДА

Применяются две основные разновидности гамма-гамма-метода: метод поглощения гамма-излучения (МПГ) и метод рассеянного гамма-излучения (МРГ). Принципиальные схемы обеих модификаций приведены на рис. 2.

Метод поглощения гамма-излучения. В этом случае исследуемая среда располагается между источником и детектором гамма-излучения (рис. 2, а). При ограничении энергии излучения сверху величиной, равной примерно 1 МэВ, а снизу значением, при которой комптон-эффект в среде на один-два порядка больше фотоэффекта, результаты измерений отражают плотностную характеристику среды. Если регистрировать более мягкое излучение, то полученные данные будут зависеть как от плотности среды, так и от содержания в ней элементов с большим  $Z$ . Для повышения чувствительности необходимо, чтобы толщина слоя исследуемой среды была в несколько раз больше средней длины свободного пробега гамма-квантов.

Излучение источника может быть направлено на исследуемый объект тонким пучком с помощью коллиматора. Если регистрировать кванты с другой стороны объекта коллимированным детектором так, чтобы оси коллимации совпадали, то в детектор попадает излучение, не испытавшее взаимодействия с веществом.

вом. В этом случае справедлив экспоненциальный закон поглощения, из которого следует, что

$$\rho_{\text{об}} = \frac{\ln I_0 - \ln I}{\mu_0 h},$$

где  $\mu_0$  — массовый коэффициент поглощения излучения;  $h$  — толщина слоя вещества.

Если коллимация излучения отсутствует, то регистрируются кванты, прошедшие без взаимодействия и рассеянные в среде один или несколько раз. При этом качественно зависимость от плотности среды и ее состава остается такой же. Первый вариант метода поглощения обеспечивает получение характеристики среды вдоль направления пучка излучения. Он дает хорошие результаты, когда исследуемая среда однородна, и не накладывает ограничений к форме и поперечным размерам образца (если они намного больше сечения коллимационных окон). Второй вариант МПГ отражает усредненные свойства значительно большего объема среды. Однако при этом предъявляются специальные требования к размерам и форме изучаемого объекта и к его положению относительно посторонних предметов.

В практике нефтепромысловой геофизики МПГ используется для определения плотности и состава жидкости в стволе скважин или обсадной колонне, а также (ограниченно) плотности, пористости и литологии образцов пород.

**Метод рассеянного гамма-излучения.** В этом случае источник и детектор располагаются на одной стороне исследуемого объекта (рис. 2, в). Детектор экранируется от прямого излучения источника. Регистрируются гамма-кванты, рассеянные в среде один или несколько раз и попадающие в результате рассеяния в детектор. Так как угол рассеяния кванта при комптон-эффекте не зависит от объемной плотности среды, а длина пробега между двумя актами рассеяния обратно пропорциональна  $\rho_{\text{об}}$ , траектории рассеянных квантов в средах разной плотности подобны.

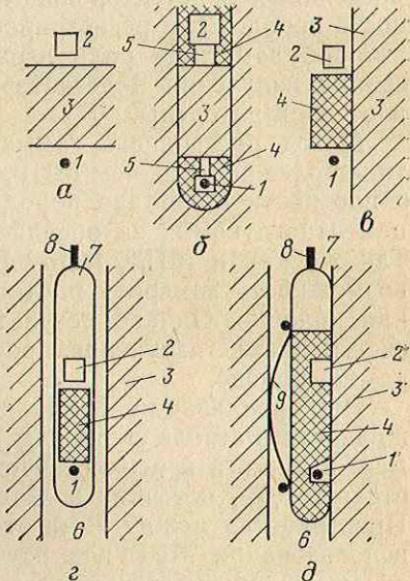


Рис. 2. Схемы основных модификаций и приборов ГГМ.

а — метод поглощения; б — схема зонда плотностномера; в — метод рассеянного излучения; г — схема зонда ГГК без азимутальной коллимации излучения; д — схема прибора с экранированными от бурового раствора источником и индикатором и снабженного прижимным устройством; 1 — источник; 2 — индикатор; 3 — исследуемая среда; 4 — экран; 5 — коллимационные окна; 6 — скважина; 7 — корпус прибора; 8 — кабель; 9 — прижимное устройство

Поэтому

$$n (\rho_{061} l_1) = n (\rho_{062} l_2) \text{ или } l_1 = l_2 \frac{\rho_{062}}{\rho_{061}},$$

где  $l_1$  и  $l_2$  — расстояния от детектора до источника в разных средах;  $n$  — число квантов, рассеянных в детектор.

Таким образом, распределение гамма-квантов по направлению от источника зависит от плотности рассеивающей среды. На одинаковом и достаточно большом расстоянии  $l$  число  $n$  рассеянных в детектор квантов тем больше, чем меньше плотность пород. Если регистрировать гамма-кванты с энергией, при которой заметную роль играет фотоэффект, вероятность рассечения излучения в детектор будет зависеть кроме плотности и от состава среды.

Метод рассеянного гамма-излучения применяется на практике более широко, чем МПГ, и позволяет получать информацию о плотности и составе пород в разрезах скважин, плотности цементного камня за обсадной колонной и состоянии колонны. Так же как и МПГ, метод рассеянного гамма-излучения дает возможность измерить плотность жидкости в стволе скважины или колонне. Однако результаты могут сильно искажаться за счет влияния излучения, рассеянного в колонне, цементном камне, породе.

При реализации МПГ для исследования характеристики жидкости в стволе скважины применяется прибор — плотномер, в нижней и верхней частях которого устанавливаются, соответственно, источник и детектор гамма-излучения (рис. 2, б). Пространство между ними открыто для доступа жидкости. При использовании МРГ для изучения разрезов скважин (ГГК) в скважину опускается зонд с источником и детектором, между которыми устанавливается экран из свинца или вольфрама для исключения прямого фона (рис. 2, г, д). Установки, аналогичные изображенной на рис. 2, г, отличаются только типом источника, расстоянием между источником и детектором и углами коллимации излучения, используются для контроля качества цементирования обсадных колонн, толщины их стенок и внутреннего диаметра. При проведении ГГК для уменьшения влияния излучения, рассеянного буровым раствором в скважине, в большинстве случаев детектор и источник прижимаются к стенке скважины и экранируются со стороны раствора (см. рис. 2, д).

### 3. ПРОСТРАНСТВЕННОЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАММА-КВАНТОВ В ОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ

В однородной среде помещен источник гамма-излучения. Рассчитывалось число  $n$  пересечений гамма-квантами поверхности сферы радиусом  $R$ , суммарно в направлениях от источника и обратно. Учитывались как рассеянные кванты, так и про-

шедшие без взаимодействия. Эти данные, пересчитанные на единицу поверхности сферы, отвечают случаю регистрации гамма-излучения точечным сферическим индикатором с эффективностью, одинаковой по всем направлениям.

Пространственное распределение гамма-квантов. На рис. 3, а приведен график  $\ln n_1 = f(R)$  для воды и песчаника объемной плотностью 2,65 г/см<sup>3</sup> ( $n_1$  — число пере-

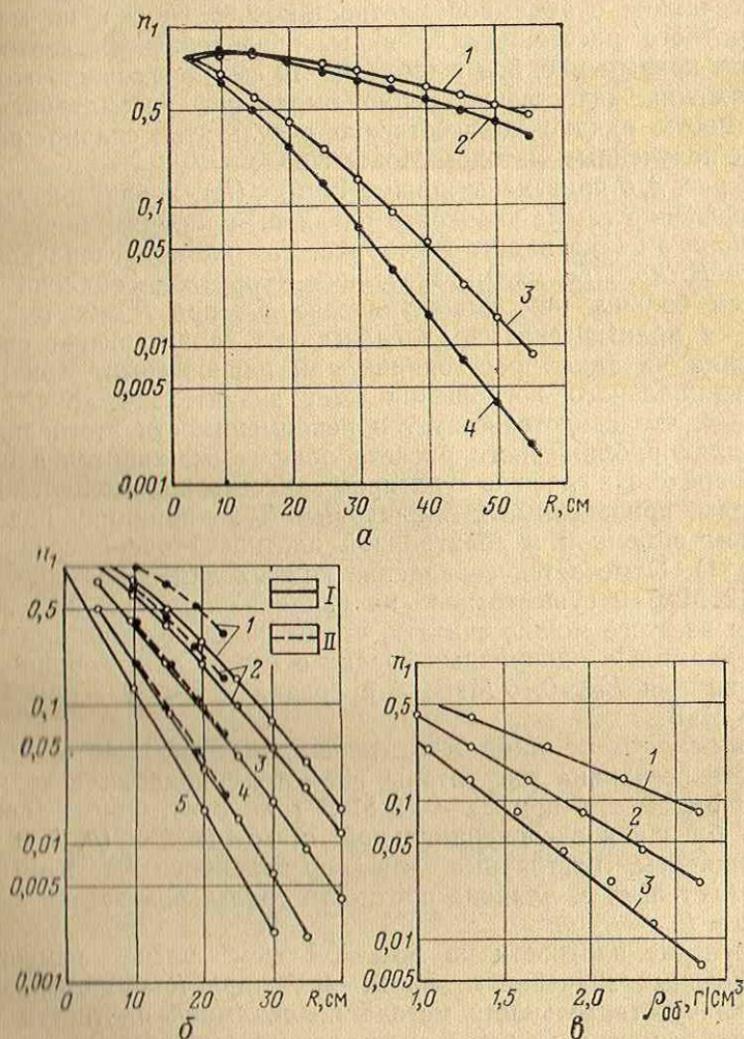


Рис. 3. Распределение гамма-квантов в однородных средах.  
а, б — графики  $\ln n_1 = f(R)$ ; а: 1, 2 — в воде, 3, 4 — в песчанике с  $\rho_{об} = 2,65 \text{ г/см}^3$ ,  $E_0$ , МэВ: 1, 3 — 1,25, 2, 4 — 0,66; б:  $E_{\pi}$ , МэВ: I — все излучение, 2 — 0,09, 3 — 0,020, 4 — 0,45, 5 — экспоненциальное поглощение; I — расчет, II — метод подобия; в — зависимость распределения гамма-квантов от плотности среды,  $R$ , см: 1 — 30, 2 — 40, 3 — 50

(сечений, отнесенное к числу гамма-квантов, излученных источником). Начальная энергия излучения равна 1,25 и 0,66 МэВ, что соответствует реальным источникам  $^{60}\text{Co}$  и  $^{137}\text{Cs}$  (см. табл. 1). Из рис. 3, а видно, что число квантов уменьшается с ростом  $R$  особенно быстро в пласте песчаника. При малых  $R$  число пересечений  $n_1$  в 1,2 раза больше числа излучаемых квантов, т. е. по меньшей мере 20% квантов пересекают границу сферы 2 раза.

Сравнение данных, рассчитанных по диффузионному методу для песчаника с объемной плотностью 2,65 г/см<sup>3</sup> и по методу однократного рассеяния для воды, приведенных к соответствующим кривым рис. 3, а в точке  $R=10$  см, показывает, что оба приближения качественно верно выражают рассматриваемую зависимость, однако количественно результаты сильно расходятся с полученным методом Монте-Карло.

На рис. 3, б приведены кривые  $\ln n_1 = f(R)$ , характеризующие распределение гамма-квантов с различным низким энергетическим порогом  $E_{\text{п}}$  в пласте песчаника. Там же приведена кривая  $n_2 = e^{-\mu R} / 4\pi R^2$ . При малых значениях  $R$  крутизна наклона кривых тем больше, чем выше значение  $E_{\text{п}}$ ; при  $R > 20$  см кривые 1—4 практически параллельны, что характеризует спектр излучения на таких расстояниях как равновесный. Кривая 5 экспоненциального поглощения идет значительно круче кривых 1—4, что свидетельствует о неприменимости этого закона даже для приближенного расчета поля гамма-квантов в однородной среде. На графике пунктиром нанесены кривые  $\ln n_1 = f(R)$  для воды, приведенные к одинаковым  $R$  по принципу подобия с учетом объемной и электронной плотности обеих сред (см. раздел 1). Отмечается совпадение кривых для обеих сред при  $E_{\text{п}} > 0,2$  МэВ и существенное их различие при  $E_{\text{п}} \leq 0,09$  МэВ. Исходя из этого можно считать, что принцип подобия для поля гамма-квантов в однородных средах с  $Z < 14$  дает хорошие результаты при  $E_{\text{п}} > 0,15$  МэВ, а в средах с  $Z < 20$  — при  $E_{\text{п}} > 0,20$  МэВ.

*Зависимости от плотности среды* для  $R=30$ , 40 и 50 см в пласте песчаника рассчитаны по методу подобия исходя из кривых рис. 3, а, б при  $E_{\text{п}}=0,15$  МэВ (рис. 3, в). Форма зависимостей близка к экспоненциальному:  $n_1 = a + b e^{-d\rho_{\text{об}}R}$  ( $a$ ,  $b$  и  $d$  — коэффициенты, постоянные для определенного  $R$ ). Крутизна зависимостей, т. е. влияние плотности среды, возрастает с увеличением  $R$ .

Изменение плотности на  $\Delta\rho_{\text{об}}=0,1$  г/см<sup>3</sup> влечет изменение относительных значений  $n_1$  на 20—30% при  $R=50$  см. Таким образом, чувствительность метода по объемной плотности среды очень велика и может регулироваться выбором  $R$ .

Приведенные данные являются обоснованием метода поглощения гамма-излучения.

*Среднее число актов рассеяния* гамма-квантов в однородных известняке и доломите для всего энергетического спектра равно,

соответственно, 7,5 и 8,8 (усредненное по всем  $R$  и энергии).

Спектр излучения в однородной среде. На рис. 4, а приведены дифференциальные спектры излучения  $f(E) = \Delta n/\Delta E$  в однородных средах известняка, доломита и песчаника.

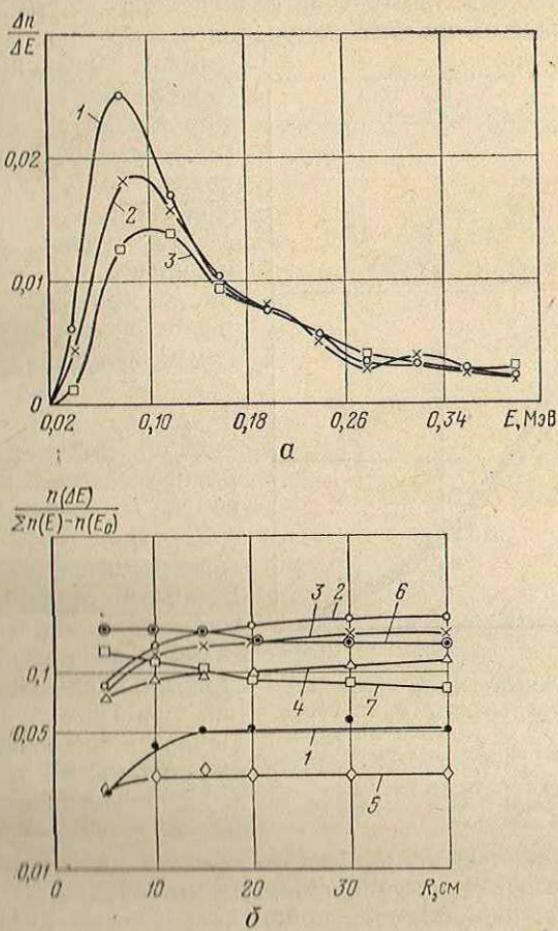


Рис. 4. Спектры излучения в однородных средах.

а: 1 — песчаник, 2 — доломит, 3 — известняк; б:  $\Delta E$ , МэВ: 1 — 0,03—0,06; 2 — 0,06—0,09; 3 — 0,09—0,12, 4 — 0,12—0,15, 5 — 0,18—0,20, 6 — 0,20—0,30, 7 — 0,30—0,45

ника одинаковой объемной плотности, равной  $2,7 \text{ г}/\text{см}^3$ , на расстоянии 30 см от источника. Во всех средах спектры подобны и имеют максимум, левую и правую ветви. В правой части при  $E = 0,15—0,20 \text{ МэВ}$  кривые практически совпадают, затем при уменьшении энергии расходятся. Положение максимума сдвигается влево тем сильнее, чем больше содержание кальция, имеющего наибольший атомный номер ( $Z=20$ ). В левой части

графика кривые различаются наиболее сильно. Так, в песчанике число гамма-квантов с  $E=0,06$  МэВ примерно в 2 раза больше, чем в известняке.

На рис. 4, б изображен график, характеризующий относительный вклад отдельных участков спектра в суммарное излучение (за вычетом прямого излучения  $n_2 = e^{-\mu R}$ ) как функцию  $R$  (пласт — песчаник,  $E_0 = 0,66$  МэВ). Видно, что при  $R > 20$  см вклады становятся постоянными, т. е. спектр приближается к равновесному.

(пласт — песчаник,  $E_0 = 0,66$  МэВ). Видно, что при  $R > 20$  см вклады становятся постоянными, т. е. спектр приближается к равновесному.

Влияние атомного номера  $Z$  пород. На рис. 5 приведен интегральный спектр рассеянного гамма-излучения в воде, песчанике, доломите и известняке на расстоянии  $R = 30$  см от источника. Все данные приведены к одинаковой объемной плотности сред. При уменьшении нижнего порога излучения до  $E_{\pi} = 0,200$  МэВ число квантов  $n(E_{\pi})$  практически не зависит от состава среды. При дальнейшем уменьшении порога излучения наблюдается расхождение между значениями  $n(E_{\pi})$  в воде и известняке, достигающее 60% ( $E_{\pi} = 0,06$  МэВ), и

Рис. 5. Интегральный спектр излучения (зависимость числа квантов  $n$  от порога регистрации  $E_{\pi}$ ) в однородной среде на расстоянии  $R = 30$  см от источника  $^{60}\text{Co}$ .

1 — вода; 2 — кварцевый песок; 3 — доломит;  
4 — известняк

между теми значениями в известняке и кварцевом песке, равное 30%. Этот факт, определяющийся различием  $Z_{\text{эфф}}$  рассматриваемых сред, является основой использования ГГМ для расчленения горных пород и жидкостей в стволе скважины по составу.

Фактор накопления гамма-излучения в воде и песчанике. Как указывалось в разделе I, экспоненциальный закон поглощения гамма-излучения не учитывает того обстоятельства, что при комптоновском рассеянии гамма-кванты не поглощаются, а только теряют часть энергии, число же их не меняется. Поправка за это явление обычно выражается через фактор накопления  $B$ :

$$n = n_0 \frac{Be^{-\mu R}}{4\pi R^2}; \quad B = \frac{n}{n_0} 4\pi R^2 e^{\mu R}.$$

Величина  $n/n_0$ , равная отношению числа квантов, пересекающих сферу радиусом  $R$ , к числу разыгранных историй, может быть определена по рис. 3, б. На рис. 6 приводится рассчитанное таким путем значение  $B$  в зависимости от расстояния  $R$  для разных значений нижнего порога энергии излучения (энергия излучения источника равна 0,66 МэВ). Как следует из рис. 6, значение  $B$  возрастает с увеличением  $R$  и уменьшением нижнего порога регистрируемого излучения. При  $R=50$  см,  $E_0=0,66$  МэВ и регистрации всего спектра излучения в песчанике действительное поглощение гамма-квантов примерно в 100 раз меньше рассчитанного по простому экспоненциальному закону. Значения  $B$ , подсчитанные для воды и скорректированные по методу подобия на различие в объемной плотности и величине  $(\sum Z_i n_i)/M$ , хорошо совпадают с данными для песчаника при нижнем пороге регистрируемого излучения  $E_{\pi} \geq 0,2$  МэВ. При меньшем пороге излучения значение  $B$  в воде заметно больше, чем в песчанике.

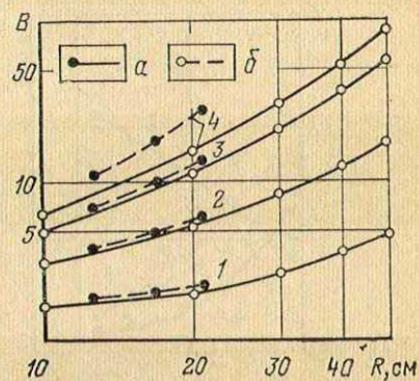


Рис. 6. Фактор накопления количества гамма-квантов в песчанике и воде как функция расстояния от источника с энергией излучения  $E=0,66$  МэВ.

$a$  — песчаник объемной плотностью 2,65 г/см<sup>3</sup>;  $b$  — вода (значения  $\rho_{об}$  в воде приведены к  $\rho_{об}$  в песчанике по принципу подобия);  $E_{\pi}$ , МэВ: 1 — 0,45, 2 — 0,20, 3 — 0,09, 4 — регистрируется весь спектр

#### 4. ИЗМЕРЕНИЯ РАССЕЯННОГО ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ В СКВАЖИНЕ ПРИБОРОМ БЕЗ АЗИМУТАЛЬНОЙ КОЛЛИМАЦИИ

Допустим, что в скважину, пересекающую пласти известняка объемной плотностью 2,7; 2,36 и 2,02 г/см<sup>3</sup>, опущен цилиндрический прибор диаметром 100 мм, содержащий точечный источник, излучение которого направлено под углом 45° к оси прибора равномерно по азимутальному углу (см. рис. 2, 2). Регистрируются гамма-кванты, рассеянные в корпусе прибора от источника на расстояниях 0—7; 7—14 и 14—21 см или 0—10 см, 10—20 см и т. п. и приходящие к корпусу под углами  $\alpha=0-30, 30-60, 60-90$  и  $90-180^\circ$  по отношению к его оси. Прибор центрирован в скважине либо прижат к его стенке.

Для анализа удобно рассмотреть следующие параметры:

1) относительную дифференциацию регистрируемых величин по объемной плотности пород —  $D_1=I_1/I_3$ ;  $D_2=I_1/I_2$ ;  $D_3=I_3/I_2$ , где  $I_1$ ,  $I_2$  и  $I_3$  — числа попавших в прибор квантов при объемной плотности, соответственно, 2,02; 2,36 и 2,7 г/см<sup>3</sup> (диаметр сква-

жины 20 см, объемная плотность бурового раствора  $1,2 \text{ г}/\text{см}^3$ , прибор на стенке скважины);

2) относительное изменение показаний при изменении диаметра скважины в пределах 15—20 и 20—25 см —  $P_1 = I_4/I_2$ ;  $P_2 = I_5/I_2$ ; где  $I_4$  — число гамма-квантов при диаметре 15 см;  $I_5$  —

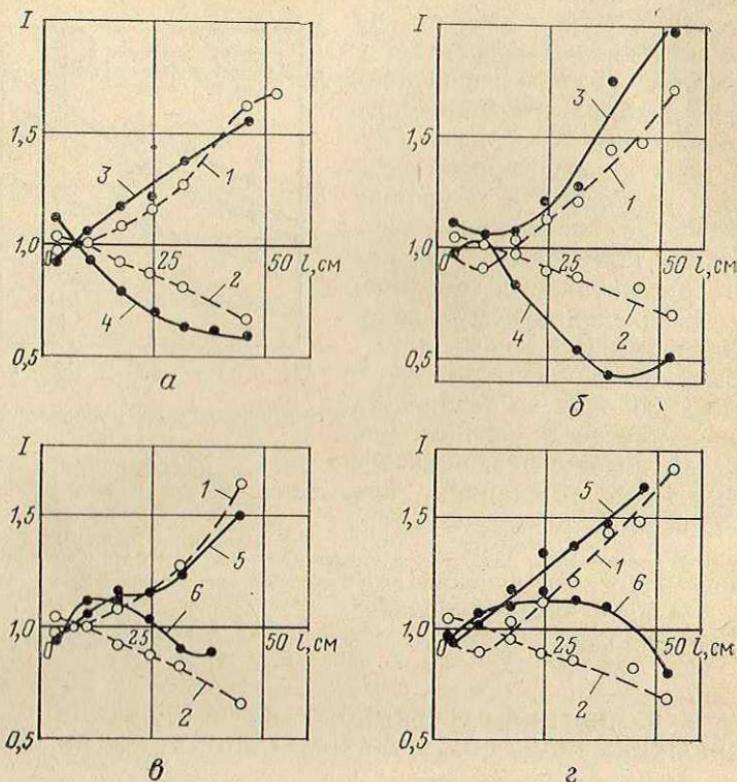


Рис. 7. Различные зависимости рассеянного гамма-излучения от длины зонда. Источник  $^{137}\text{Cs}$ .

1, 2 — соответственно, дифференциация пород  $D_2$  и  $D_3$  по плотности; угол регистрации  $\alpha$ , градус:  $\alpha$ ,  $\gamma$  — 60—90,  $\beta$ ,  $\delta$  — 30—60;  $\alpha$ ,  $\beta$ : 3, 4 — значения  $P_1$  и  $P_2$ ;  $\gamma$ ,  $\delta$  — влияния плотности бурового раствора (5) и перемещения прибора от стенки к центру (6)

то же, при 25 см (объемная плотность пласта  $2,36 \text{ г}/\text{см}^3$ , бурового раствора —  $1,2 \text{ г}/\text{см}^3$ , прибор на стенке скважины);

3) относительное изменение показаний при изменении плотности бурового раствора в пределах  $1,2—1,0 \text{ г}/\text{см}^3$  —  $q = I_6/I_2$ , где  $I_6$  — число гамма-квантов при плотности раствора  $1,0 \text{ г}/\text{см}^3$  (объемная плотность пласта  $2,36 \text{ г}/\text{см}^3$ , диаметр скважины 20 см, прибор на стенке скважины);

4) относительное изменение показаний при перемещении прибора от стенки скважины к центру —  $s = I_7/I_2$ , где  $I_7$  — число

тамма-квантов, регистрируемое центрированным прибором (объемная плотность пласта  $2,36 \text{ г}/\text{см}^3$ , бурового раствора —  $1,2 \text{ г}/\text{см}^3$ , диаметр скважины 20 см).

Зависимость от длины зонда. При  $l > 17-18 \text{ см}$  логарифм числа квантов, попадающих в прибор, уменьшается с уменьшением длины зонда практически линейно, примерно в 2,5 раза на каждые 5 см. Кривые для углов регистрации  $\alpha = -30-60$  и  $60-90^\circ$  при указанных значениях  $l$  параллельны, что свидетельствует об установившемся угловом распределении регистрируемых гамма-квантов.

Зависимость от объемной плотности пород. Кривые  $D_2$  и  $D_3$  приведены на графиках рис. 7, а—г. Дифференциация показаний по плотности пород увеличивается с ростом  $l$ . При  $l=50 \text{ см}$  изменение показаний за счет изменения плотности на  $0,35 \text{ г}/\text{см}^3$  достигает 60—70%, что можно считать достаточным для уверенного определения  $\rho_{\text{б}}$  в случае отсутствия влияния других факторов.

Влияние положения прибора в стволе скважины. Оценивается путем сравнения кривых  $D_3$  и  $s$  на графиках рис. 7, в, г. Кривая  $s$  имеет сложную форму: при зондах относительно малой длины  $l$  центрирование ведет к увеличению показаний, при больших  $l$  — к уменьшению. Принципиально возможен выбор длины зонда с относительно небольшим влиянием рассматриваемого фактора. В среднем перемещение прибора от стенки скважины к ее центру по влиянию эквивалентно изменению объемной плотности пород на  $0,1-0,2 \text{ г}/\text{см}^3$ .

Влияние изменений плотности бурового раствора. Оценивается сравнением кривых  $D_3$  и  $q$ . Видно, что изменение объемной плотности бурового раствора на  $0,2 \text{ г}/\text{см}^3$  влияет примерно так же, как изменение объемной плотности пород на  $0,34 \text{ г}/\text{см}^3$ .

Влияние изменений диаметра скважины. Иллюстрируется сопоставлением кривых  $D_2$  с  $P_1$  и  $D_3$  с  $P_2$  на рис. 7, а, б. Видно, что изменения диаметра на  $\pm 5 \text{ см}$  от名义ального (20 см)казываются на показаниях больше, чем изменения объемной плотности пород на  $\pm 0,34 \text{ г}/\text{см}^3$ . Влияние увеличивается с уменьшением угла коллимации регистрируемого излучения от  $60-90^\circ$  до  $30-60^\circ$  примерно в 1,5 раза.

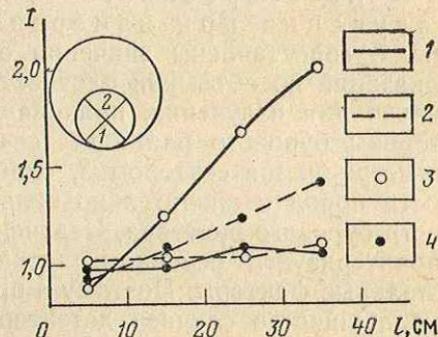


Рис. 8. Зависимость показаний от длины зонда и азимутального угла регистрации.

1 — сектор 1; 2 — сектор 2; 3 — дифференциация показаний по плотности пород; 4 — влияние изменений плотности бурового раствора.

На рисунке дано расположение прибора в скважине и секторов регистрации 1 и 2

Достигимая точность измерений плотности пород приборами без азимутальной коллимации излучения. Приведенные материалы свидетельствуют, что наряду с объемной плотностью пород показания таких приборов сильно зависят от объемной плотности бурового раствора, диаметра скважины и положения прибора в стволе. При отсутствии учета этих факторов точность определений объемной плотности не может быть высокой (ориентировочно для средних условий — 0,15—0,20 г/см<sup>3</sup>).

Целесообразность азимутальной коллимации излучения при измерении плотности пород. На рис. 8 сопоставлены значения относительной дифференциации показаний по объемной плотности пород  $D_1$  с величиной  $q$  раздельно для излучения, приходящего из пород (сектор 1) и со стороны бурового раствора (сектор 2). Видно, что излучение, регистрируемое сектором 2, слабо дифференцировано по плотности пород и значительно сильнее отражает изменения плотности бурового раствора. Излучение, регистрируемое сектором 1, характеризует в основном плотность пород и на порядок слабее остальные факторы. Поэтому в приборах гамма-гамма-каротажа в большинстве случаев детектор и источник экранируются со стороны бурового раствора и открыты со стороны пород по азимутальному углу 30—90°.

## ГЛАВА II

# ФИЗИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАММА-КВАНТОВ ДЛЯ ГЕОМЕТРИИ ПРИЖИМНОГО ЭКРАНИРОВАННОГО ПРИБОРА

---

### 5. ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Геометрия измерений и расчетов. Основной частью прибора является зонд (рис. 9,  $a - \sigma$ ), представляющий собой экран  $I$  из свинца или вольфрама, имеющий в сечении форму эллипса. С одной стороны экрана расположена трубка  $2$ , в которой помещается источник  $4$ , с другой стороны — трубка  $3$ , в которой находится детектор (индикатор) излучения  $6$  с электронной схемой. Зонд опускается в скважину  $9$  на каротажном кабеле. С помощью пружины  $8$  или более сложного устройства экран прижимается одной стороной к стенке скважины либо к глинистой корке  $10$ . Эта сторона экрана в сечении имеет радиус закругления, близкий к радиусу скважины, что обеспечивает плотное прилегание экрана к стенке. На прижимаемой стороне имеются коллимационные окна  $5$  и  $7$ , заполняемые материалом с малой объемной плотностью и небольшим  $Z$ . Коллимационное окно  $5$  направляет излучение источника под средним углом  $\Theta$  по отношению к оси прибора. Этим же окном излучение коллимируется по азимутальному углу  $\beta$ . Окно  $7$  выделяет из потока рассеянного излучения гамма-кванты, направленные под средним широтным углом  $\alpha$ . Выбор оптимальных значений  $\Theta$ ,  $\alpha$ ,  $\beta$  рассмотрен далее в разделе 14.

Расстояние по оси прибора между серединами источника и индикатора называется полной длиной зонда  $l$ . В некоторых случаях за длину зонда принимается расстояние по поверхности экрана, обращенной к стенке скважины, между серединами коллимационных окон (в отличие от полной длины зонда  $l$  обозначается  $L$ ). Анализируя материалы, приведенные ниже, следует учитывать, что при выбранных габаритах прибора разница  $l - L$  равна нулю в случае  $\Theta = 90^\circ$  и составляет 26 мм при  $\Theta = 60^\circ$  и 78 мм при  $\Theta = 30^\circ$ .

Расчеты методом Монте-Карло. Расчеты проводились для описанной геометрии измерений, причем размеры сечения свинцового экрана принимались равными 80×120 мм, гамма-кванты от источника разыгрывались по лучу  $P$ . Регистрировались кванты, рассеянные в экран через каждые 5 см

по его оси, начиная от источника, в сектора 2+3 и 1+4 (геометрия 1, см. рис. 9, г). Кроме числа попавших гамма-квантов, фиксировалось их конечная энергия и угловое (по углу  $\alpha$ ) распределение. В части расчетов (геометрия 2) гамма-квант излучалась источником, находящимся в вершине конуса, вырезанного в теле прибора (основание конуса — на поверхности

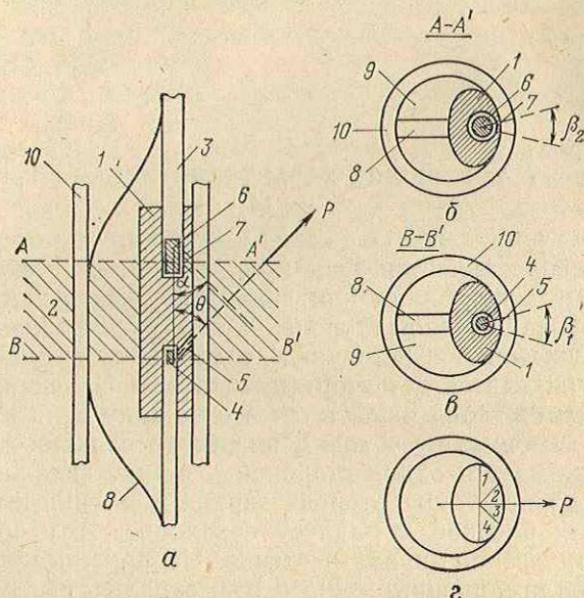


Рис. 9. Схема проведения гамма-гамма-каротажа и расчетов по методу Монте-Карло.

*а* — схематическое изображение прибора; *б* — разрез прибора по линии *A—A'*; *в* — то же, по линии *B—B'*;  $\beta_1$  и  $\beta_2$  — азимутальные углы; 1 — экран из свинца или вольфрама; 2 — порода; 3 — корпус индикатора и электронного блока; 4 — источник; 5 — детектор (индикатор); 6, 7 — коллимационные окна; 8 — прижимное устройство; 9 — скважина; 10 — глинистая корка; *г* — схема регистрации по азимутальному углу: 1—4 — секторы регистрации; *P* — направление вылета гамма-квантов из источника

экрана, обращенной к стенке, вершина в 3 см от поверхности, угол при вершине конуса  $60^\circ$ .

Погрешность расчетов по методу Монте-Карло. В расчетах геометрии 1 и частично 2 использованы методы ускорения счета (корреляция траекторий, метод статистических весов при изменении условий задачи). Поэтому погрешности расчетов значительно меньше, чем при независимом розыгрыше траекторий гамма-квантов (в основном для геометрии 2), когда точность оценивается как  $\sigma = 1/\sqrt{n}$ , где  $n$  — число анализируемых квантов, попавших в прибор. Оценка погрешностей для геометрии 1 выполнена сопоставлением двух незави-

емых серий расчетов по  $10^5$  траекторий каждая. Сравнение результатов показало, что при  $n > 30$  разница, составляющая в среднем 2—3%, не превышает 4—7% и увеличивается при  $n = 10—15$  до 10—20%. Исходя из этого, при обработке материалов точки с  $n < 20$  отбрасывались, поэтому среднюю погрешность результатов расчетов, приведенных здесь, можно принять близкой к 5%.

Распределение гамма-квантов, излученных источником. Анализ траекторий гамма-квантов, рассеянных породой и попавших в прибор на расстоянии от источника  $l$ , большем 15 см, показывает, что значительная часть квантов вылетает через коллимационное окно и рассеивается в глинистой корке и породе. Вторая группа квантов взаимодействует только с глинистой коркой, третья проходит в индикатор по экрану, не заходя в глинистую корку, и четвертая попадает в корку и породу через свинцовый экран прибора, минуя коллимационное окно. Очевидно, что кванты второй и третьей групп не несут информации о пласте. Соотношение вкладов первой и четвертой групп определяет эффективность коллимации излучения источника и является существенной характеристикой прибора.

Рассеяние гамма-квантов в прибор. В табл. 3 приведены рассчитанные для геометрии 1 значения, характеризующие суммированное по всем  $l$  число гамма-квантов  $n$ , рассеянных в прибор, по отношению к числу квантов, излученных источником,  $n_0$ . Видно, что доля обратно рассеянных гамма-квантов  $n/n_0$  составляет 10—25%, увеличиваясь при уменьшении угла коллимации излучения источника  $\Theta$  и в направлении от периферии экрана к его средней части (см. рис. 9, г, соответственно секторы 1, 4 и 2, 3). Величина  $n/n_0$  практически не

Таблица 3

$\frac{\theta}{\Theta}$	$\frac{r}{l}$	$\frac{\phi}{\pi}$	Доля (вклад) квантов, рассеянных в прибор							
			в секторы 2+3			в секторы 1+4				
			$\rho_{об}$ , г/см <sup>3</sup>			$\rho_{об}$ , г/см <sup>3</sup>				
			2,70	2,36	2,02	2,70	2,36	2,02	2,70	2,36
1,25	30	0	0,23	0,22	0,20	0,041	0,042	0,043		
		3	0,21	0,20	0,19	0,047	0,046	0,044		
		60	0,15	0,14	0,12	0,029	0,030	0,029		
	90	3	0,13	0,13	0,12	0,033	0,032	0,031		
		0	0,12	0,12	0,11	0,026	0,026	0,026		
		3	0,11	0,11	0,10	0,029	0,029	0,028		
0,66	30	0	0,29	0,27	0,28	0,041	0,042	0,043		
		3	0,29	0,25	0,24	0,049	0,058	0,047		
		60	0,19	0,18	0,13	0,033	0,034	0,034		
	90	3	0,17	0,17	0,16	0,038	0,038	0,037		
		0	0,14	0,14	0,13	0,028	0,028	0,029		
		3	0,12	0,12	0,12	0,030	0,027	0,029		

зависит от объемной плотности пород и мало меняется при изменении толщины глинистой корки в пределах 0—3 см. Дифференциация  $n/n_0$  по плотности пород начинает проявляться при  $l > 8$ —10 см и увеличивается с ростом  $l$  (см. раздел 9), однако малая величина  $n$  на значительных расстояниях от источника не может существенно влиять на величину  $n/n_0$ , суммированную по всем  $l$ .

Число актов рассеяния гамма-квантов в пласте известняка. В известняке число актов рассеяния гамма-квантов (геометрия 2) для нулевого зонда (источник против середины счетчика длиной 15—20 см), как это следует из табл. 4, равно 2—3, а доля однократно рассеянных квантов

Таблица 4

$l$ , см	$h_K$ , см	$E_0$ , МэВ	$n$	$m$
0	0	0,30	2,2	0,40
0	0	0,66	3,0	0,25
0	0	2,00	3,2	0,15
15	0	0,66	5,7	0,01
15	2	0,66	6,2	0,02
15	4	0,66	5,0	0,01

Примечание.  $n$  — среднее число актов рассеяния;  $m$  — доля однократно рассеянных квантов.

составляет в зависимости от энергии излучения источника 0,15—0,40, т. е. вопреки существующему мнению [66] не является основной. При увеличении  $l$  число актов рассеяния увеличивается примерно до 6—8, а вклад однократно рассеянных квантов для  $l=15$ —20 см уменьшается до 0,01—0,02.

Данные, приведенные в табл. 4, отвечают условиям регистрации всего спектра гамма-излучения. Среднее число актов рассеяния определяет среднюю конечную энергию излучения. Поэтому при увеличении нижнего энергетического порога регистрации  $E_n$  фиксируются кванты, испытавшие меньшее число рассеяний. Так, при  $l > 15$  см,  $E_0=0,66$  МэВ и  $E_n \approx 0,3$  МэВ (геометрия 2) среднее число актов рассеяния уменьшается от 6—8 до 3, при этом доля однократно рассеянных квантов увеличивается до 0,15—0,20.

## 6. ЗАВИСИМОСТЬ РАССЕЯНИЯ ГАММА-КВАНТОВ ОТ ДЛИНЫ ЗОНДА И ОБЪЕМНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОД

Зависимость вероятности рассеяния гамма-квантов от длины зонда для источника  $^{137}\text{Cs}$  и разных значений  $\Theta$  приведены на рис. 10. Каждому значению  $\Theta$  отвечают три кривые: две для пласта песчаника с объемной плотностью 2,3 г/см<sup>3</sup> без

глинистой корки и с коркой толщиной 2 см и объемной плотностью 1,7 г/см<sup>3</sup> и третья для пласта песчаника с плотностью 2,0 г/см<sup>3</sup> без глинистой корки. Излучение регистрируется секторами 2+3 (рис. 10, а) и 1+4 (рис. 10, б). При увеличении  $L$  на 5 см число квантов, попадающих в прибор, уменьшается в 2,5—3 раза. Зависимость  $\ln n = f(L)$  близка к линейной. На

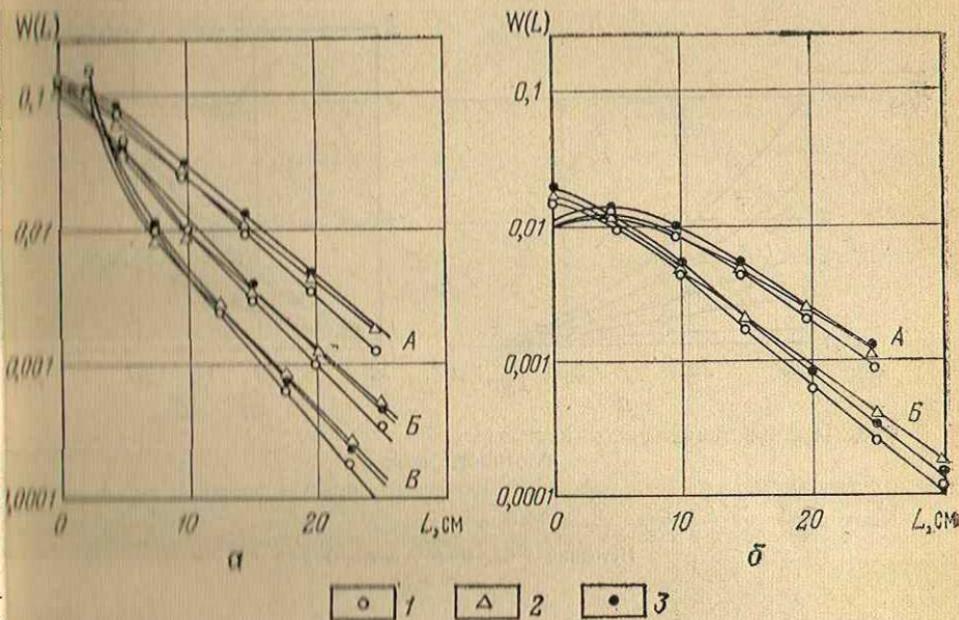


Рис. 10. Вероятность рассеяния гамма-квантов в прибор как функция длины зонда.

Значения  $\Theta$ , градус: А — 30, Б — 60, В — 90; 1 —  $\rho_{об} = 1,7$  г/см<sup>3</sup>,  $h_K = 0$ ; 2 —  $\rho_{об} = 2,0$  г/см<sup>3</sup>,  $h_K = 0$ ; 3 —  $\rho_{об} = 2,3$  г/см<sup>3</sup>,  $h_K = 2$  см

рис. 10, а при  $L = 13, 19$  и  $25$  см соответственно для  $\Theta = 90, 60$  и  $30^\circ$  число регистрируемых квантов изменяется за счет увеличения толщины глинистой корки от 0 до 2 см так же, как за счет уменьшения объемной плотности на 0,3 г/см<sup>3</sup>. Указанным сочетаниям  $L$  и  $\Theta$  отвечают одинаковые значения вероятности попадания гамма-квантов в прибор. Из сравнения всех кривых для каждого значения  $\Theta$  на рис. 10, а видно, что относительное влияние глинистой корки уменьшается с увеличением длины зонда.

Рис. 10, б показывает, что относительный вклад излучения, регистрируемого секторами 1+4, с увеличением  $L$  растет и при  $L = 25$  см становится таким же, как вклад центральных секторов 2+3.

При замене источника на  $^{60}\text{Co}$  картина качественно не меняется. Влияние глинистой корки (в пересчете на ошибку оценки

плотности) при зондах, обеспечивающих ту же скорость счета, несколько меньше, чем с  $^{137}\text{Cs}$ . Скорость счета на одинаковых зондах при  $l=25-35$  см в 1,5 раза выше, чем с  $^{137}\text{Cs}$ .

На рис. 11, а приведены зависимости показаний ГГК от плотности пород для зондов различной длины. Видно, что при увеличении объемной плотности пород показания уменьшаются

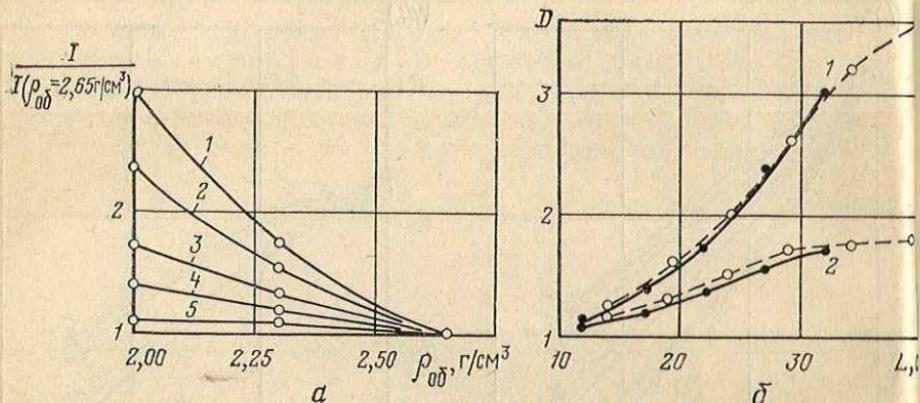


Рис. 11. Чувствительность измерительной установки ГГК к изменениям плотности пород.

а — зависимость показаний гамма-гамма-метода от плотности пород;  $L$ , см: 1 — 30—35, 2 — 25—30, 3 — 20—25, 4 — 15—20, 5 — 10—15; б — дифференциация показаний: 1 — отношение показаний в пластах объемной плотностью 2,0 и 2,65 г/см<sup>3</sup>, 2 — то же, в пластах плотностью 2,3 и 2,65 г/см<sup>3</sup>; пунктиром показаны результаты работ на моделях.

Источник  $^{137}\text{Cs}$ ,  $\Theta=60^\circ$ , секторы 2+3

на малых зондах по закону, близкому к линейному, и на больших — к экспоненциальному. Рис. 11, б показывает, что с увеличением  $L$  дифференциация  $D$  увеличивается, причем чувствительность при  $L=30$  см достигает 20—25% на 0,1 г/см<sup>3</sup>.

Как показано ниже, спектр излучения и его угловое распределение не зависят от длины зонда при  $L>15-20$  см и отсутствии глинистой корки. Поэтому результаты, приведенные на рис. 10 и 11, без учета спектрального и углового распределения качественно не отличаются от дифференцированных по спектру и углу регистрации.

## 7. УГЛОВОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАММА-КВАНТОВ, РАССЕЯННЫХ В ПРИБОР

На рис. 12, а приведены угловые распределения гамма-квантов в зависимости от длины зонда — расстояния  $l$  от источника  $^{137}\text{Cs}$  ( $\Theta=60^\circ$ , коэффициент пористости  $k_\pi=20\%$ , секторы 2+3, глинистая корка отсутствует). Видно, что при увеличении  $l$

<sup>1</sup> Величина  $D$  равна отношению показаний в пластах объемной плотностью 2,0 или 2,3 и 2,7 г/см<sup>3</sup>.

кривые сближаются, т. е. угловое распределение приближается к определенному пределу (устанавливается). Аналогичная картина наблюдается для других значений  $\Theta$  (при отсутствии глинистой корки). Угловое распределение излучения при  $l=0-5$  см резко отличается, в частности положением максимума (около  $90^\circ$ ).

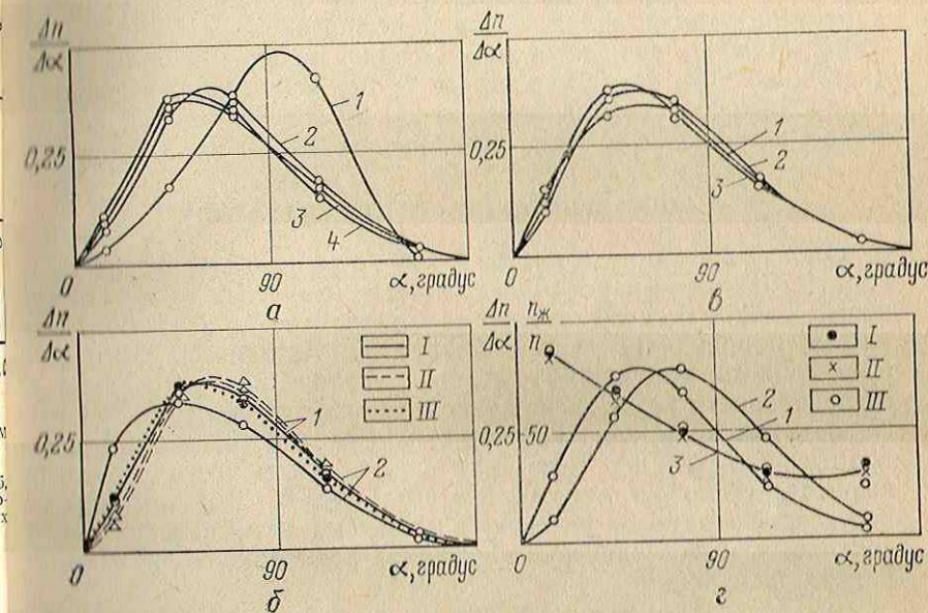


Рис. 12. Угловое распределение излучения.

$a$  — источник  $^{137}\text{Cs}$ ,  $\Theta=60^\circ$ , секторы 2+3, I, см: 1—0—5, 2—5—10, 3—10—15, 4—30—35;  
 $b$  — источник  $^{137}\text{Cs}$ ,  $\Theta=60^\circ$ ,  $l=20$  см, I — секторы 2+3, II — секторы 1+4,  $l=h_K=0$ ;  $a$  — источник  $^{137}\text{Cs}$ ,  $h_K=30$  мм, III — источник  $^{60}\text{Co}$ ,  $\Theta=60^\circ$ , секторы 2+3,  $h_K=0$ ;  $a$  — источник  $^{137}\text{Cs}$ ,  $\Theta=60^\circ$ , секторы 2+3,  $E$ , МэВ:  
 $\bullet$ , градус: 1—30, 2—60, 3—90;  $c$  — источник  $^{60}\text{Co}$ ,  $\Theta=30^\circ$ , секторы 2+3,  $E$ , МэВ:  
 $\circ$ , градус: 1—30, 2—60, 3—90;  $c$  — более 0,15, 2 — весь спектр излучения, 3 — более 0,2 в зависимости от длины зонда  $l$ , см: I—15, II—20, III—25

На рис. 12, б сравниваются угловые распределения для  $l=20$  см (источник  $^{137}\text{Cs}$ ,  $\Theta=60^\circ$ , секторы 2+3) при отсутствии глинистой корки и ее толщине 3 см. Видно, что наличие корки сдвигает максимум распределения в область меньших  $\alpha$ . Там же приведены кривые для излучения, попадающего в секторы 1+4 (остальные условия те же). В этом случае максимум распределения несколько смещается в сторону больших  $\alpha$ . На том же рис. 12, б сравниваются установившиеся угловые распределения для источников  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{60}\text{Co}$  ( $\Theta=60^\circ$ , корка отсутствует, секторы 2+3), практически не отличающиеся одно от другого.

На рис. 12, в приводятся установившиеся распределения при различных углах  $\Theta$  (источник  $^{137}\text{Cs}$ ). Видно, что при уменьшении  $\Theta$  несколько возрастает вклад излучения, поступающего

в прибор под малыми углами  $\alpha$ , за счет уменьшения вклада излучения, приходящего под углом  $\alpha=40-60^\circ$ .

На рис. 12, г приведены угловые распределения всего спектра излучения и его жесткой компоненты  $n_{jk}$  ( $E > 0,15$  МэВ). Видно, что угловое распределение регистрируемого излучения зависит от его энергии (максимум распределения при увеличении  $E$  смещается в сторону меньших  $\alpha$ ). Там же приведена кривая характеризующая вклад жесткой компоненты излучения ( $E > 0,2$  МэВ) в зависимости от  $\alpha$  для различных длин зонда (источник  $^{60}\text{Co}$ ,  $\Theta = 30^\circ$ , секторы 2+3). Видно, что указанный вклад убывает с увеличением  $\alpha$  до  $90^\circ$  от 80 до 25% и примерно одинаков для всех трех рассматриваемых длин зонда.

### 8. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СПЕКТР ИЗЛУЧЕНИЯ

Отличия от спектра в однородной среде. При гамма-гамма-каротаже источником излучения служит объем пород, охватываемый потоком гамма-квантов из источника (см. рис. 9, направление  $P$  в геометрии 1). Активность этого расположенного источника убывает с увеличением расстояния  $R$  от поверхности прибора по экспоненциальному закону  $I \approx e^{-\mu_0 R}$ . Необходимым (но недостаточным) условием регистрации гамма-кванта является его рассеяние за один или несколько актов взаимодействия на суммарный угол  $\Theta_1 > \Theta$ . Так как вероятность многократного рассеяния на малые углы незначительна, верхняя граница спектра излучения, приходящего в прибор, близка к величине

$$\gamma_{\max} = \frac{\gamma}{1 + \gamma(1 - \cos \theta)}.$$

Некоторое влияние на спектр излучения при ГГК оказывает также стальной или свинцовый корпус прибора, наличие которого эквивалентно некоторому увеличению  $Z_{\text{эфф}}$  исследуемой среды.

На рис. 13, а сопоставлены спектры излучения в однородной среде и при ГГК (геометрия I, источник  $^{137}\text{Cs}$ ). В левой части кривые различаются мало; при ГГК наблюдается некоторое уменьшение вклада мягкой компоненты. Положение максимумов спектральных распределений практически одинаково. В однородной среде отмечается резкое уменьшение вклада гамма-квантов с промежуточной энергией (0,1—0,3 МэВ), что компенсируется дополнительным вкладом квантов с энергией  $E > \gamma_{\max}$ .

Стабилизация спектра с увеличением длины зонда ГГК. На рис. 13, б приведены энергетические распределения гамма-квантов на зондах длиной 5—30 см (геометрия I, источник  $^{137}\text{Cs}$ , секторы регистрации 2+3, пласт—песчаник объемной плотностью 2,3 г/см<sup>3</sup>). Из сопоставления

кривых следует, что равновесный спектр устанавливается практически при  $L > 15$  см, т. е. на меньших расстояниях от источника по сравнению с однородной средой. Это объясняется меньшей начальной энергией излучения распределенного источника в геометрии ГГМ.

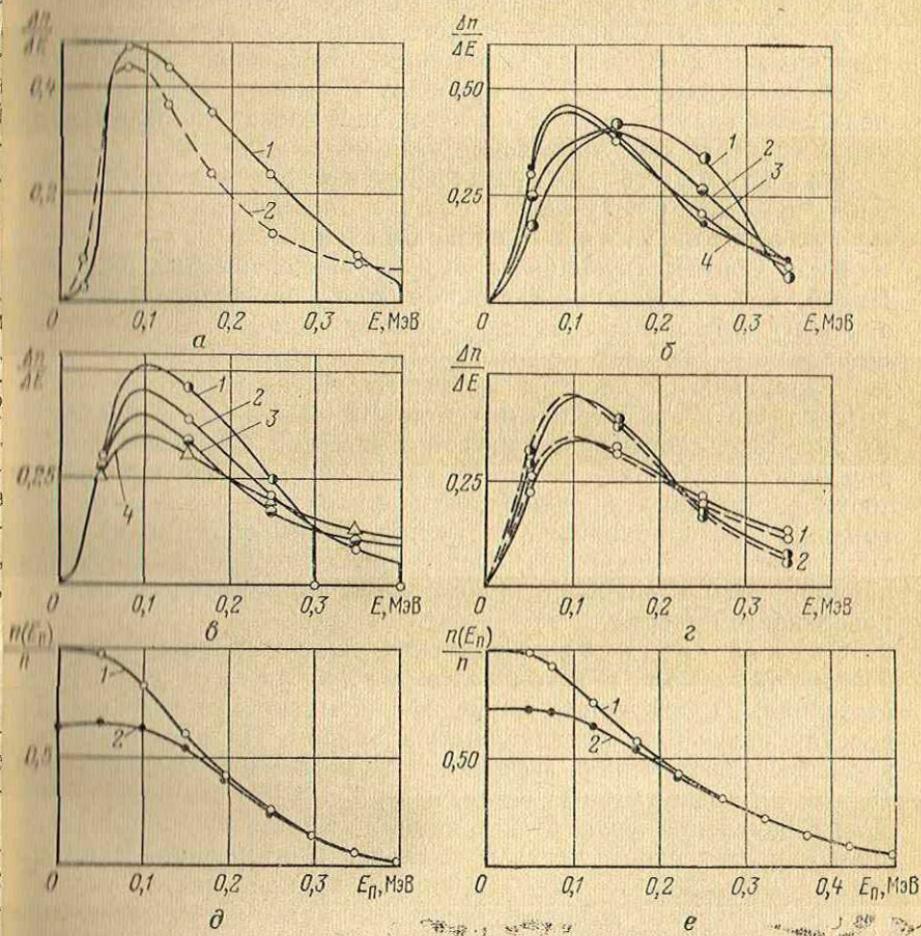


Рис. 13. Спектр рассеянного гамма-излучения в геометрии прижимного прибора ГГК.

*а* — 1 — секторы регистрации 2+3,  $L=15$  см,  $\Theta=60^\circ$ , 2 — однородная среда; *б* —  $\Theta=60^\circ$ , секторы 2+3,  $L$ , см: 1 — 5—10, 2 — 10—15, 3 — 20—25, 4 — 25—30; *в* —  $\Theta$ , градус: 1 — 90, 2 — 60 (источник —  $^{60}\text{Co}$ ), 4 — 30; *г* — секторы 2+3, 2 — секторы 1+4, сплошные линии —  $h_K=0$ , пунктирные —  $h_K=30$  мм; *д*, *е* — секторы 2+3, 1 — песчаник, 2 — известняк; *д* —  $\Theta=60^\circ$ ,  $L=20—25$  см; *е* —  $\Theta=30^\circ$ ,  $L=25—30$  см.

Все данные за исключением кривой 3 на позиции *б* соответствуют источнику  $^{137}\text{Cs}$ .

Спектр при различных углах коллимации излучения источника. На рис. 13, *в* приведены равновесные спектры, отвечающие углам коллимации излучения ис-

точника  $\Theta=30^\circ$ ,  $60^\circ$  и  $90^\circ$ . В левой части кривые совпадают. С увеличением  $\Theta$  возрастает вклад гамма-квантов с энергией 0,2 МэВ  $\div \gamma_{\max}$ , но за счет меньших значений  $\gamma_{\max}$  спектр заметно суживается.

Спектр рассеянного излучения от различных источников. На том же рис. 13, в приведено распределение гамма-квантов от источника  $^{60}\text{Co}$  ( $\Theta=60^\circ$ , сектор регистрации  $2+3$ , пласт — песчаник). Сравнение этой кривой с той же кривой для  $^{137}\text{Cs}$  приводит к выводу, что увеличение начальной энергии излучения источника влечет такое же изменение спектра, как уменьшение угла коллимации  $\Theta$ .

Зависимость энергетического распределения регистрируемых гамма-квантов от азимутального угла регистрации и глинистой корки. Соответствующие графики приведены на рис. 13, г. Видно, что присутствие глинистой корки приводит к незначительному увеличению вклада мягкой компоненты излучения по-видимому, за счет меньшего влияния корпуса прибора. Так же сравниваются спектры излучения, попадающего из песчаного пласта в азимутальные секторы  $2+3$  и  $1+4$ . Как следует из рис. 13, г, соотношение мягкой и жесткой компонент регистраируемого излучения заметно увеличивается при смещении точки регистрации на поверхности прибора по азимуту от первоначального направления излучения. Таким образом, на практике можно регулировать спектр регистрируемого излучения изменяя азимутальное расположение коллимационных окон на поверхности прибора.

Спектр регистрируемого излучения в зависимости от широтного угла регистрации  $\alpha$ . Материалы, приведенные выше, не учитывают углового распределения излучения, попадающего в прибор. На рис. 14 приведен спектр излучения (источник  $^{137}\text{Cs}$ ,  $\Theta=30^\circ$ , длина зонда 15—20 см, азимутальные секторы  $2+3$  и  $1+4$ ) по пяти интервалам изменения угла регистрации  $\alpha$ . Видно, что с уменьшением  $\alpha$  растет вклад жесткой компоненты излучения. В интервалах  $0 < \alpha < 30^\circ$  и  $30^\circ < \alpha < 60^\circ$  в правой части спектра рис. 14, г, д четко выделяются вторые максимумы, связанные судя по форме спектра и энергии, с однократно рассеянными квантами. Иная картина наблюдается по азимутальным секторам  $1+4$ . В этом случае максимумы в области значений энергии, характерных для однократно рассеянного излучения, не выделяются (за исключением небольшого пика, отвечающего  $\alpha=0^\circ$ — $30^\circ$ ,  $E=0.3$ — $0.4$  МэВ). Излучение, попадающее со стороны источника ( $\alpha=0^\circ$ — $90^\circ$ ), в среднем более мягкое, чем в секторах  $2+3$ . Отсутствие однократно рассеянных квантов можно объяснить значительно меньшим телесным углом, под которым «видны» секторы  $1+4$ , по сравнению с секторами  $2+3$  от точки рассеяния кванта, лежащей на плоскости симметрии, проходя-

щей через ось скважины (условия идеальной коллимации излучения источника по азимутальному углу).

Влияние состава пород на спектр регистрируемого излучения. На предыдущих графиках рассматривались спектры излучения в пластах песчаника. На рис. 13,  $\partial$ ,  $e$  сравниваются зависимости показаний от величины

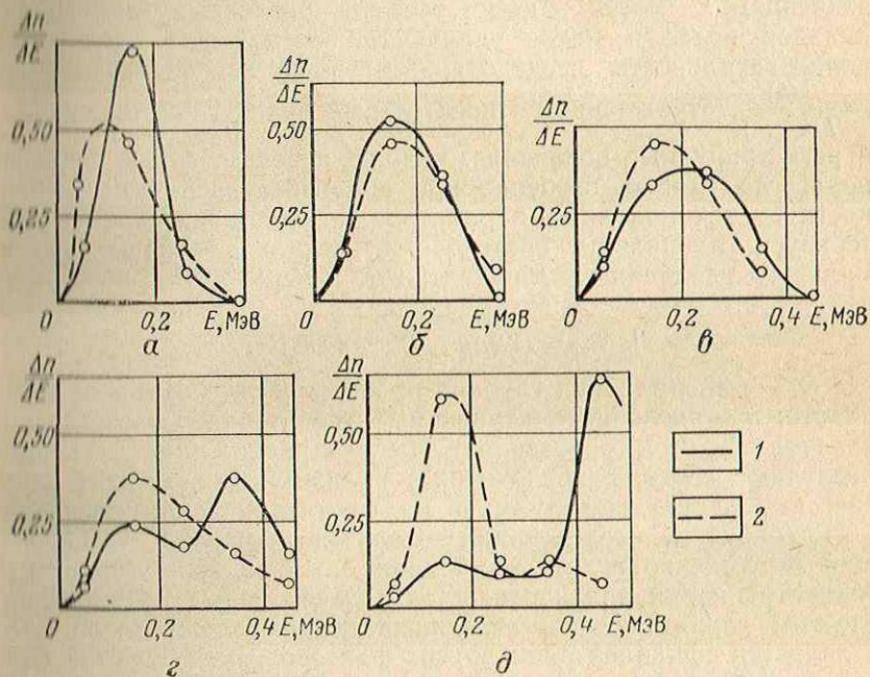


Рис. 14. Спектр регистрируемого излучения в зависимости от угла регистрации.

$\alpha$ , градус:  $a = 135-180$ ,  $b = 90-135$ ,  $c = 60-90$ ,  $d = 30-60$ ,  $\delta = 0-30$ ; угол вылета квантов  $\Theta = 30^\circ$ , секторы: 1 – 2+3, 2 – 1+4

нижнего порога регистрации излучения в пластах песчаника и известняка. Кривые практически совпадают при  $E_n \geq 0,2$  МэВ, что несколько выше, чем в однородной среде (см. раздел 3). При  $E_n < 0,2$  МэВ кривые расходятся за счет уменьшения вклада мягкой компоненты излучения в пласте известняка, связанного с фотоэффектом на атомах кальция. Различие числа квантов, рассеянных в прибор известняком  $n_n$  и песчаником  $n_p$ , увеличивается при увеличении  $\Theta$ . Отношение  $n_p/n_n \approx 1,5$  для  $\Theta = 60^\circ$  и  $\sim 1,35$  для  $\Theta = 30^\circ$ . Это обстоятельство позволяет использовать результаты измерений, полученные при низком пороге  $E_n$ , для определения типа пород (известняк, песчаник, доломит), различающихся по содержанию кальция.

## 9. ГЛУБИННОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЙ

Понятие глубинности и используемые параметры. Глубинность исследований радиоактивными (РК) методами обычно определяется как толщина слоя пород  $h$ , от которого поступает 90% (или 50%) всего регистрируемого излучения [18]. При таком определении одинаковым значениям  $h$  могут соответствовать различные комбинации вкладов более и менее удаленных слоев пород. Достаточно полно глубинность исследований выражается кривой  $S(h) = \frac{I(h)}{I(h=\infty)}$ , отражающей относительный вклад слоя толщиной  $h$  в регистрируемые показания. Однако использовать эту кривую не всегда удобно, особенно при анализе зависимости глубинности от тех или иных параметров. Удовлетворительно характеризует глубинность исследований средняя величина максимального удаления гамма-квантов от поверхности прибора, или квадрат его максимального удаления:

$$R_{cp} = (\Sigma R_i)/n; \quad R_{cp}^2 = (\Sigma R_i^2)/n,$$

где  $R_i$  — максимальная глубина проникновения  $i$ -кванта в глубь пласта;  $n$  — число рассматриваемых траекторий. Сопоставление величин  $R_{cp}$  и  $R_{cp}^2$  позволяет оценить равномерность вкладов различных слоев, расположенных вблизи  $R_{cp}$ , т. е. дает практически полную информацию по рассматриваемому вопросу.

Глубинность исследований — важный параметр, позволяющий качественно судить о влиянии ближней зоны (например, глинистой корки или неровностей рельефа пород). Однако последняя характеристика связана с первой сложным образом и является функцией ряда других факторов, поэтому отождествлять глубинность с влиянием ближней зоны нельзя.

Зависимость глубинности исследований от длины зонда и угла коллимации излучения источника. На рис. 15,  $a$ ,  $b$ ,  $c$  приведены кривые  $S(h)$  для зондов ГГК длиной 15—30 см в пластах песчаника плотностью 2,7, 2,35 и 2,10 г/см<sup>3</sup> (геометрия 2). Общей закономерностью является увеличение глубинности при возрастании длины зонда  $l$ . В первом пласте кривые  $S(h)$  для  $l=20, 25$  и  $30$  см практически совпадают, что свидетельствует о стремлении  $h$  к предельному значению при увеличении длины зонда. Во втором пласте одинаковые кривые отвечают зондам 25 и 30 см; в третьем пласте значения  $h$  при одинаковых  $S(h)$  различаются для всех зондов. На рис. 15,  $g$  сопоставлены расчетные и экспериментальные кривые  $S(h)$ . Последние получены на полулюстрице из первичного алюминия (объемная плотность 2,7 г/см<sup>3</sup>, кажущаяся плотность с учетом  $Z/A$  равна 2,6 г/см<sup>3</sup>), толщина которого изменялась в пределах 4—20 см. При измерениях использовался двухзондовый прибор РГП-1. Рассчитанные и экс-

экспериментальные кривые  $S(h)$  хорошо согласуются как для большого, так и для малого зонда.

На рис. 16 приведены кривые зависимости  $R_{cp}$  от длины зонда  $l$  для начальной энергии излучения 1,25 МэВ ( $^{60}\text{Co}$ ) и 0,66 МэВ ( $^{137}\text{Cs}$ ) при углах коллимации  $\Theta=30^\circ, 60^\circ$  и  $90^\circ$ . Пласт — песчаник объемной плотностью 2,3 г/см<sup>3</sup>. Значения  $R_{cp}$  подсчитаны раздельно для излучения, попадающего в секторы

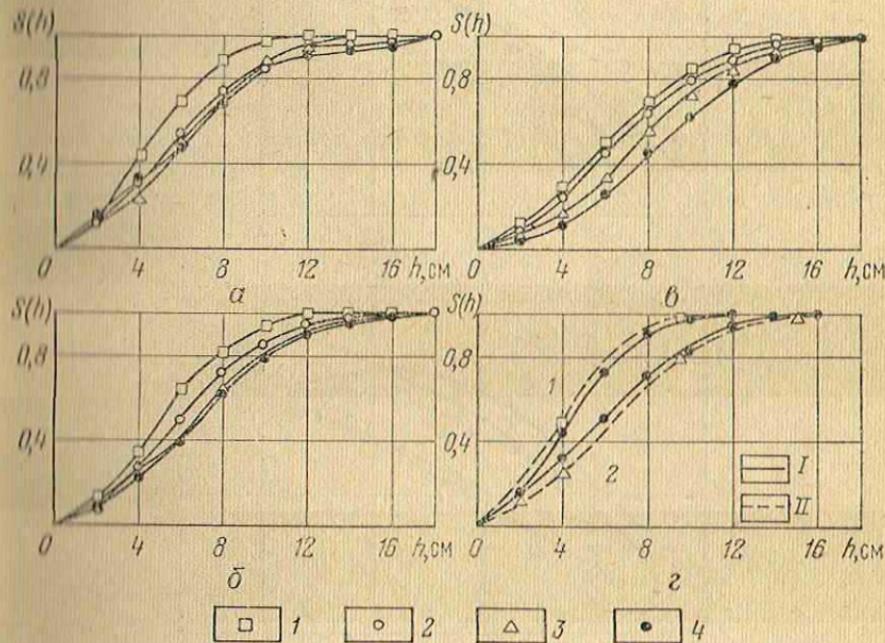


Рис. 15. Глубинность ГФК.

Плотность пласта, г/см<sup>3</sup>: а — 2,7, б — 2,35, в — 2,10;  $l$ , см: 1 — 15—20, 2 — 20—25, 3 — 30—35, 4 — 30—35; г: I — расчетные кривые, II — результаты экспериментальных работ, 1 —  $l=15$  см, 2 —  $l=32$  см.

Источник  $^{137}\text{Cs}$

2+3 и 1+4. Из рис. 16 видно, что средняя глубина исследования  $R_{cp}$ :

- 1) изменяется от 2—3 до 9—11 см при изменении длины зонда  $l$ , угла коллимации  $\Theta$  и азимутального угла (сектора) регистрации;
- 2) увеличивается с возрастанием длины зонда до некоторого предела и затем остается постоянной либо даже несколько уменьшается ( $^{60}\text{Co}$ ) в пределах рассмотренных  $l$ ;
- 3) растет с увеличением  $\Theta$  при малых  $l$ ;
- 4) больше по излучению, регистрируемому в секторах 1+4 малыми зондами и в секторах 2+3 большими зондами;
- 5) мало различается для зондов одинаковой длины при использовании источников  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{60}\text{Co}$ .

Различное поведение кривых  $R_{cp}=f(l)$  по секторам 2+3 и 1+4 (большая глубинность малых зондов для секторов 1+4 и больших зондов для секторов 2+3) можно объяснить следующим образом. У малых зондов, пока рассеяние квантов относи-

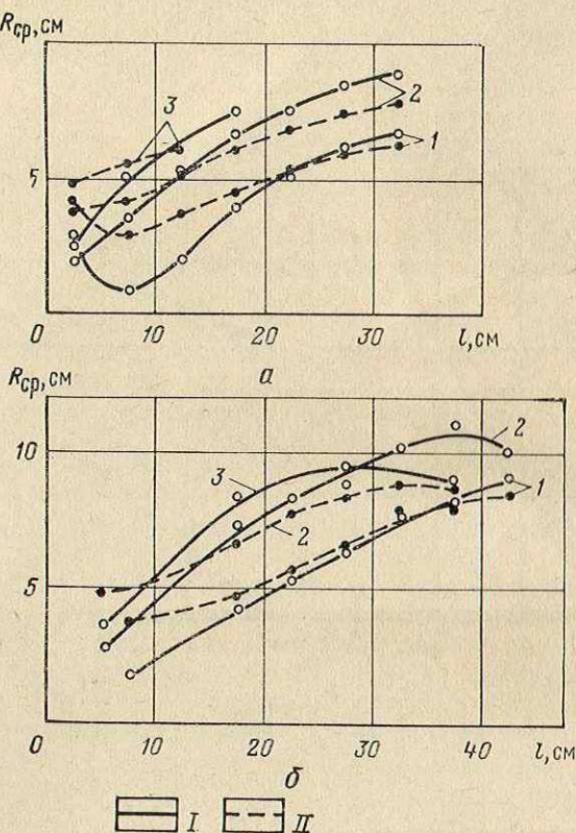


Рис. 16. Зависимость средней глубины исследований от длины зонда.

а — источник  $^{187}\text{Cs}$ , весь спектр,  $\rho_{об} = 2,3 \text{ г/см}^3$ ,  $h_K = 0$ ;  
б — то же, источник  $^{60}\text{Co}$ ;  $\Theta$ , градус: 1 — 30, 2 — 60,  
3 — 90; секторы: I — 2+3, II — 1+4

тельно оси прибора невелико, боковые секторы 1+4 прибора могут регистрировать излучение только от слоев, достаточно удаленных от стенки скважины. При увеличении длины зонда кванты распределены в пласте более равномерно, что повышает вероятность их регистрации в случае небольшого удаления от поверхности прибора.

Существенное изменение глубины исследования в зависимости от расположения точки регистрации по азимутальному углу заставляет подходить с осторожностью к использованию

метода подобия для расчета дополнительных вариантов, так как геометрия прибора при измерениях не меняется.

Глубинность в двухслойных средах. Наличие между прибором и стенкой скважины промежуточного слоя (раствора, воздуха, глинистой корки, железной колонны) приводит к изменению средней плотности исследуемой среды. Распространено мнение [10], что по этой причине может существенно изменяться глубинность исследований. Как показано в работе [23], на основе расчетных и экспериментальных исследований при отсчете  $h$  от поверхности измерительной установки глубинность (толщина 90%-ного слоя) практически не изменяется при изменении среднего значения  $\rho_{об}h$  на 20—40%. Таким образом, наличие промежуточной среды, плотность которой резко отличается от плотности пласта, не приводит к заметному изменению глубинности исследований, если величину  $h$  отсчитывать от поверхности зондовой части прибора.

Представляет интерес возможность распространения этого вывода на среднюю глубину исследования  $R_{ср}$ . В табл. 5 при-

Таблица 5

$h_k$ , см	$R_{ср}$ , см			
	Длина зонда, см			
	15	20	25	30
0	6,3	6,7	7,5	7,8
1	5,8	6,9	7,4	8,2
2	6,6	7,0	8,0	8,2
3	7,6	6,6	7,9	8,2

Примечание. Погрешность расчета значений  $R_{ср}$  составляет  $\pm 0,3$  см.

ведены значения  $R_{ср}$  для известняка с  $k_{II}=20\%$ , отсчитанные от поверхности прибора при различной толщине глинистой корки объемной плотностью 1,4 г/см<sup>3</sup> (геометрия 2). Видно, что в большинстве случаев разница значений  $R_{ср}$  при наличии и отсутствии глинистой корки укладывается в удвоенную погрешность расчетов.

## 10. ВЛИЯНИЕ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СРЕДЫ

Как следует из раздела 6, наличие глинистой корки приводит к увеличению показаний ГГК, которое может быть интерпретировано как уменьшение объемной плотности исследуемых пород. Так же влияет отклонение прибора от стенки скважины за счет других причин, например, неровностей рельефа стенки (кавернозности). Графики рис. 10 показывают, что увеличение

толщину слоя промежуточной среды между прибором и пластом всего на 1 см изменяет кажущуюся плотность пород, определяемую по ГГК, на  $0,12$ — $0,30$  г/см<sup>3</sup>, что является самым большим недостатком этого метода.

**Влияние объемной плотности промежуточной среды.** Очевидно, что это влияние тем меньше, чем ближе объемные плотности промежуточной среды и исследуе-

мых пород. Если плотности этих сред одинаковая, влияние отсутствует. При плотности промежуточной среды, большей плотности пород, показания уменьшаются с увеличением толщины слоя среды; при обратном соотношении показания увеличиваются.

На рис. 17 приведены кривые зависимости относительных показаний ГГК от объемной плотности промежуточной среды. Данные получены на модели скважины при  $l=40$  см. Видно, что при  $\rho_K=1,7$  г/см<sup>3</sup> (наиболее вероятное значение плотности глинистой корки в скважинах, бурящихся на облегченных растворах) изменение показаний при-

Рис. 17. Влияние плотности промежуточной среды на показания ГГМ.

Шифр кривых —  $h_K$ , см; плотность пород  $\rho_{об}$ , г/см<sup>3</sup>: I — 2,7, II — 2,3

мерно в 2 раза меньше, чем при  $\rho_K=1,2$  г/см<sup>3</sup> (буровой раствор). Поэтому для учета важно знать не только толщину, но и объемную плотность промежуточного слоя.

**Механизм влияния промежуточной среды.** В табл. 6 приведены средние значения полной длины пробега  $\Sigma\lambda_{cp}$  гамма-излучения, равной сумме пробегов между точками, в которых происходит рассеяние кванта на пути от источника до индикатора, и квадрата среднего значения полной длины пробега  $(\Sigma\lambda_{cp})^2$ . Эти величины рассчитаны путем усреднения

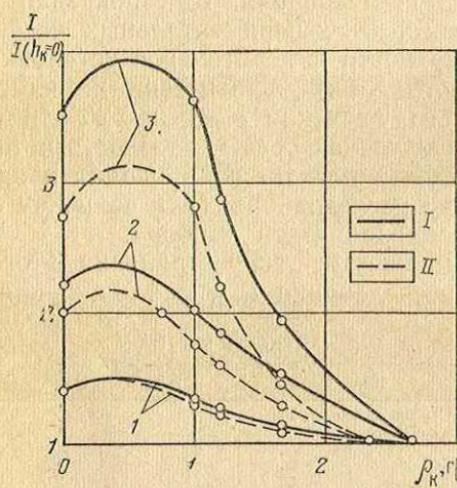


Таблица 6

$k_{pi}$ , %	$h_K$ , см	$\Sigma\lambda_{cp}$ , см	$(\Sigma\lambda_{cp})^2$ , см	$\Delta$ , см
0	0	$28,9 \pm 0,36$	895,6	7,8
0	2	$27,3 \pm 0,39$	798,5	7,1
0	4	$30,3 \pm 1,73$	1007	9,5
20	0	$30,3 \pm 0,20$	962,5	7,9

суммарных пробегов для каждого случая по траекториям квантов, попавших в прибор на расстоянии от источника  $l > 15$  см. Там же приведено значение  $\Delta$ , характеризующее среднеквадратичное отклонение  $\Sigma\lambda$  от среднего значения. Из табл. 6 видно, что средняя длина пути зарегистрированного гамма-кванта слабо зависит от пористости пласта и толщины глинистой корки в указанных пределах изменения этих величин. Сравнение значений  $\Delta$  показывает, что статистическое распределение длии траекторий квантов также практически одинаково для рассматриваемых случаев. Из табл. 5, приведенной выше, следует, что глубинность исследований не меняется от наличия глинистой корки, если ее отсчитывать от поверхности зондовой части прибора. Составляя указанные факты, можно считать, что каждому пласту с пористостью  $k_n$  при конкретных параметрах зондовой части прибора отвечает определенная средняя траектория излучения от источника к индикатору, не зависящая от толщины слоя промежуточной среды.

Увеличение показаний ГГК при наличии промежуточной среды (например глинистой корки) происходит по следующим причинам:

- 1) часть гамма-квантов рассеивается в веществе промежуточной среды и попадает в индикатор, минуя исследуемый пласт;
- 2) траектория гамма-квантов, приходящих в индикатор из пласта, частично проходит по промежуточной среде, в связи с чем вероятность их поглощения уменьшается.

Кривые глубинности  $S(h)$  позволяют оценить влияние первой причины. Если пласт имеет объемную плотность  $\rho_{об}$  и характеризуется при отсутствии промежуточной среды показаниями  $I_1$ , а промежуточная среда с плотностью  $\rho_k$  — показаниями  $I_2$  (при очень большой толщине слоя), то вклад самой

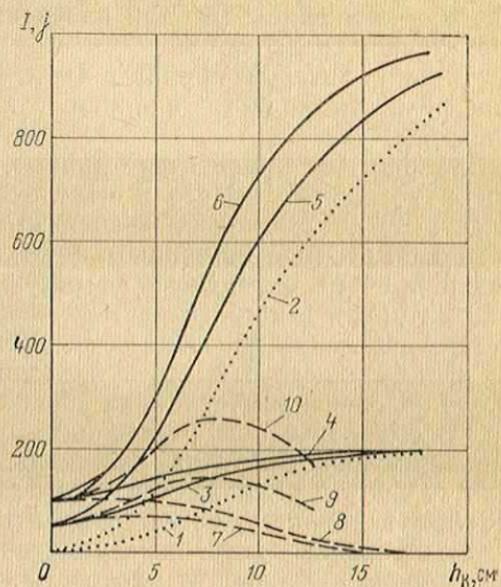


Рис. 18. Вклад излучения, рассеянного в пласте (7—10) и в промежуточной среде (1, 2), в суммарное регистрируемое излучение (3—6) в зависимости от толщины промежуточного слоя.

$\rho_k$ , г/см<sup>3</sup>: 1, 3, 4, 7, 8 — 1,9; 2, 5, 6, 9, 10 — 1,0;  
 $\rho_{об}$  пород, г/см<sup>3</sup>: 3, 5, 7, 9 — 2,7; 4, 6, 8, 10 — 2,35

корки составит  $I_2 S_{\kappa}(h_{\kappa})$ , или по отношению к показаниям без корки:

$$j_1 = \frac{I_2}{I_1} S_{\kappa}(h_{\kappa}),$$

где  $S_{\kappa}$  — значение  $S(h)$  для плотности  $\rho_{\kappa}$  и толщины слоя промежуточной среды  $h_{\kappa}$ .

Влияние второй причины (компоненты  $j_2$ ) можно оценить как разность полного влияния отклонения прибора и величины  $j_1$ .

На рис. 18 приводятся кривые, характеризующие вклад обеих компонент вместе и отдельно для объемной плотности пласта 2,7 и 2,35 г/см<sup>3</sup>, значений  $\rho_{\kappa}$ , равных 1,9 и 1,0 г/см<sup>3</sup>, и зонда ГГК-40 с источником <sup>137</sup>Cs (суммарное влияние отклонений прибора определено по результатам работ на моделях). Рассматривая эти графики, можно отметить следующее:

1) увеличение показаний за счет регистрации излучения, не проникающего в пласт и проходящего по корке, составляет около половины всего влияния корки;

2) с увеличением расстояния между прибором и стенкой скважины вклад квантов, рассеянных пластом, вначале возрастает, а затем уменьшается, причем имеется интервал  $h_{\kappa}$ , на котором величина  $j_2$  остается практически постоянной;

3) положение этого интервала и показания ГГК в его пределах сильно зависят от плотности глинистой корки.

## 11. ВОЗМОЖНОСТЬ ВЫДЕЛЕНИЯ ОДНОКРАТНО РАССЕЯННОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Часть предлагаемых систем ГГК основывается на регистрации гамма-квантов, однократно рассеянных исследуемой средой. К ним относятся двухлучевой прибор ГГК [8—10] и аналогичные американские системы [69]. Регистрация однократно рассеянных квантов имеет большие преимущества, так как принципиально позволяет легко учесть конструкцию скважины и толщину глинистой корки. Кроме того, измерения по однократно рассеянному излучению теоретически обеспечивают простым изменением длины зонда  $l$  и углов коллимации  $\Theta$  и  $\alpha$  любую глубинность исследований  $h$ , связанную с этими параметрами простым соотношением, вытекающим из геометрии измерений:

$$h = \frac{l \sin \Theta \sin \alpha}{\cos \Theta \sin \alpha + \cos \alpha \sin \Theta}.$$

Данное выражение справедливо при достаточно хорошей коллимации излучений источника и регистрируемого.

Практическая значимость этих предложений зависит от того, насколько возможно выделить в потоке рассеянного гамма-излучения однократно рассеянные кванты, особенно на больших расстояниях от источника.

Выше в разделе 5 было показано, что среднее число актов рассеяния гамма-квантов при длине зонда более 15—20 см близко к шести—восьми. При этом вклад однократно рассеянного излучения составляет 1—2%. С увеличением порога регистрации до  $E_{\pi}=0,3$  МэВ среднее число актов рассеяния уменьшается до трех, а доля однократно рассеянных квантов увеличивается до 15—20%. Таким образом, даже в последнем случае вклад однократно рассеянного излучения остается незначительным.

На рис. 14 следует, что при  $\Theta=30^\circ$ , малых значениях  $\alpha$  (до  $30-60^\circ$ ) и регистрации излучения в энергетическом интервале 0,4—0,5 МэВ ( $\alpha=0-30^\circ$ ) или 0,3—0,4 МэВ ( $\alpha=30-60^\circ$ ) однократно рассеянное излучение составляет основную часть потока, направленного в прибор. В табл. 7 подсчитан вклад однократно рассеянных квантов в зависимости от  $L$  для разных значений  $\Theta$  и порогов дискриминации  $E_{\pi}$ . По отношению к потоку, суммированному по всем  $\alpha$  при  $E_{\pi}=0$ , вклад составляет 1—7% и уменьшается с увеличением  $L$  и  $\Theta$ . В оптимальных окнах  $\Delta\alpha$  и  $\Delta E$  вклад при  $L=21,5$  см близок к 50%. Эта величина в общем недостаточна даже для частичного использования преимуществ систем по однократно рассеянному излучению. Кроме того, глубинность исследований, рассчитанная для указанных параметров зонда по формуле, приведенной выше, не превышает 3—6 см, что значительно меньше, чем для обычных систем ГГК. С целью повышения глубинности хотя бы в 3—4 раза необходимо соответственно увеличить длину зонда, что не может быть осуществлено на практике из-за ограниченной активности источников. Это затруднение может быть преодолено путем использования генераторов гамма-квантов.

Таблица 7

$L$ , см	Вклад квантов, %							
	$\Theta=30^\circ$				$\Theta=60-75^\circ$			
	1		2		3		4	
	$\Theta+\alpha$		$\Theta+\alpha$		$\Theta+\alpha$		$\Theta+\alpha$	
	45°	75°	45°	75°			75°	135°
1,5	4,5	7,0	95	80	2	15,0	20	
6,6	5,3	8,0	90	69	7	6,0	—	
11,6	5,3	5,0	86	57	12	3,8	—	
16,6	4,5	3,5	65	48	17	2,2	1,5	
21,6	4,1	3,6	50	48	22	1,0	—	
					28	1,0	—	

Примечание. 1, 4 — вклад однократно рассеянных квантов по отношению к потоку, суммированному по всем  $\alpha$  и спектру; 2, 3 — по отношению к излучению, коллимированному по  $\alpha$  ( $\Delta\alpha=\pm 15^\circ$ ) в оптимальных участках спектра ( $2-E_{\pi}>0,4$  МэВ,  $|E_{\pi}-E_{\pi}|=0,3-0,4$  МэВ).

Однако из табл. 7 следует, что с ростом  $L$  относительный вклад однократно рассеянных квантов уменьшается.

Прямой расчет соотношения однократно и многократно рассеянных гамма-квантов для больших  $L$  трудоемок, поэтому при решении задачи целесообразно воспользоваться другим путем. Рассмотрим схему на рис. 19. Общим источником для одно-

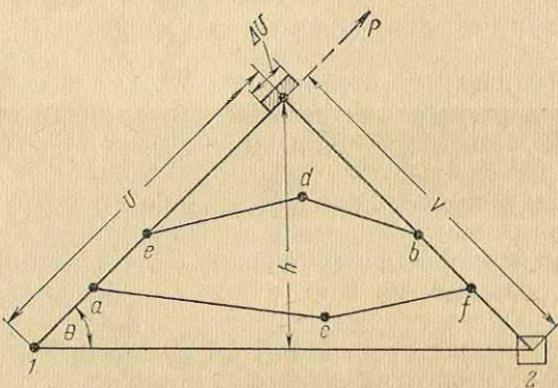


Рис. 19. Путь однократно и многократно рассеянных квантов от источника (1) к индикатору (2).

кратно и многократно рассеянных квантов является объем пород по направлению  $P$ , при этом активность источника для первых  $Q_1 = Q \mu e^{-\mu U} \Delta U$ , а для вторых  $Q_2 = Q$ . При увеличении глубинности от  $h_1 = U_1 \sin \Theta$  до  $h_2 = U_2 \sin \Theta$  за счет длины зонда при постоянном  $\Theta$  отношение вкладов обоих видов излучения уменьшается в  $e^{[-\mu(h_2 - h_1)] / \sin \Theta}$  раз. Если  $h_2 - h_1 = 5$  см,  $\Theta = 45^\circ$ , объемная плотность пород  $2,5$  г/см $^3$  ( $\mu = 0,2$  см $^{-1}$  для  $^{137}\text{Cs}$  и  $\mu = 0,15$  см $^{-1}$  для  $^{60}\text{Co}$ ), отношение вкладов уменьшится в 3—4 раза. Другими словами, при увеличении глубинности активность источника однократно рассеянных квантов быстро уменьшается, а многократно рассеянных остается неизменной. За счет этого возрастает вклад последних, проходящих более коротким путем  $acf$  или  $edb$  по сравнению с путем  $U+V$ .

Второй причиной уменьшения вклада однократно рассеянных квантов является то, что рассматриваемое соотношение квантов, приходящих в прибор от интервала  $\Delta U$ , падает с увеличением  $V$  за счет повышения фактора накопления (см. раздел 3).

За счет обеих причин в рассматриваемом случае (при увеличении  $h$  на 5 см) вклад однократно рассеянных квантов уменьшается примерно на порядок. Это свидетельствует о невозможности практической реализации рассматриваемого направления путем выбора оптимальных  $\Theta$ ,  $a$  и  $\Delta E$  для создания установок с относительно большой глубинностью исследований.

### ГЛАВА III

## ТИПЫ И ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ГАММА-ГАММА- КАРОТАЖА

### 12. МОДИФИКАЦИИ ГГК И ТРЕБОВАНИЯ К ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОД

Существуют две модификации гамма-гамма-каротажа — плотностная (ГГК-П), когда порог  $E_p$  выбирается так, чтобы влияние состава пород отсутствовало, и литологическая (ГГК по мягкой компоненте излучения или ГГК-М), когда регистрируется весь спектр излучения или только его мягкая компонента. Отличия ГГК-М от селективного гамма-гамма-каротажа состоят в следующем:

1) при ГГК-М используется тот же источник, что при ГГК-П;

2) диаграмма ГГК-М отражает кроме состава пород их плотность, поэтому состав может быть определен только при комплексной интерпретации кривых ГГК-М и ГГК-П, записанных в одинаковых условиях, т. е. одновременно одним комплексным прибором. Важным преимуществом такой комплексной системы является, как это будет показано ниже, слабое влияние отклонений прибора от стенки скважины на результаты оценки состава пород (но не объемной плотности).

Значения объемной плотности пород, определяемые по ГГК-П, являются промежуточным параметром, используемым для оценки общей пористости пород, их глинистости (в комплексе с данными нейтронного (НК) или акустического (АК) каротажа) и литологии (в комплексе с теми же видами исследований и ГГК-М). Общая пористость пород в карбонатных отложениях большинства месторождений СССР изменяется в пределах  $3-5\% < k_n < 20\%$ , а в терригенных —  $12\% < k_n < 30\%$ , что соответствует изменениям объемной плотности на  $0,15 \text{ г}/\text{см}^3$  от среднего значения. Таким образом, при оценке плотности с точностью  $0,10-0,15 \text{ г}/\text{см}^3$  использование полученных результатов для определения пористости теряет смысл. Для разделения пород по пористости хотя бы на три-четыре градации необходимая точность оценки  $\Delta_{\text{раб}}$  составляет  $0,06 \text{ г}/\text{см}^3$ .

Оценка глинистости пород по результатам комплексных исследований сводится к сравнению значений общей пористости определяемой по ГГК и дополнительному методу (НК, НГК или АК). При точности определений объемной плотности  $\Delta\rho_{об} = \pm 0,1$  г/см<sup>3</sup> ( $\Delta k_p = \pm 6\%$  от объема пород) использовать такие комплексы для определений глинистости не имеет смысла. В этом случае лучшие результаты могут быть получены по методам гамма-каротажа (ГК) или потенциала самопроизвольной поляризации (ПС). При повышении точности определения  $\rho_{об}$  до 0,05 г/см<sup>3</sup> применение комплексов ГГК—НК и особенно ГГК—НГК целесообразно для разделения пластов по глинистости на несколько групп.

Расчленение карбонатных пород на известняки и доломиты базируется на различии минералогической плотности пород. Разница  $\rho_m$  составляет 0,14 г/см<sup>3</sup>, т. е. и в этом случае для решения задачи точность оценки объемной плотности должна составлять около 0,05 г/см<sup>3</sup>.

Предельно достижимая точность оценки объемной плотности пород по данным ГГК ограничивается неучитываемыми вариациями отношения  $Z/A$  и величины  $Z$ . Как следует из теории метода, кажущаяся (электронная) плотность, определяющаяся числом электронов в единице объема пород, отличается от истинной на  $\Delta\rho_{об} = \frac{0,5 - Z/A}{0,5} \cdot 100$ . Соответствующие данные для

наиболее распространенных горных пород приведены в табл. 8. Из табл. 8 следует, что в крупных нефтяных районах страны — Тюменской области и Казахстане, где продуктивные отложения представлены полимиктовыми песчаниками, в которых соотношение кварц — полевой шпат меняется в широких пределах [67] разница между кажущейся и истинной плотностью за счет рассматриваемой причины может достигать 0,02 г/см<sup>3</sup>. При неизвестном составе карбонатных отложений (известняк — доломит, загипсованные и глинистые разности) возможная погрешность составит 0,005—0,015 г/см<sup>3</sup>. Такая же величина погрешности может быть обусловлена и влиянием  $Z$  при выбранном пороге дискриминации излучения. Учитывая влияние этих факторов нецелесообразно добиваться точности определений объемной плотности лучше 0,02 г/см<sup>3</sup>.

Исходя из указанного выше, можно сделать следующие выводы:

1) аппаратура ГГК для исследования разрезов нефтяных скважин, методика измерений и качество их проведения должны обеспечивать точность определений объемной плотности пород не хуже  $\pm 0,05$  г/см<sup>3</sup>;

2) аппаратура ГГК-М и методика, дающие погрешность определений объемной плотности  $\Delta\rho_{об} > \pm 0,1$  г/см<sup>3</sup>, для решения большинства задач нефтепромысловой геологии в разрезах скважин непригодны;

Таблица 8

Порода	$\rho_{об}$ , г/см <sup>3</sup>	$\frac{\sum n_i Z_i}{M}$	$\delta \rho_{об}$ , %	$\Delta \rho_{об} =$ $= \rho_{об ист} -$ $- \rho_{об каж.}$ г/см <sup>3</sup>
Кальцит, $k_p=0$	2,71	0,499	0,2	0,005
Песчаник кварцевый, $k_p=0$	2,65	0,499	0,2	0,005
Песчаник поликомпонентный, $k_p=0$ ( $K_2O=20\%$ , $SiO_2=60\%$ , $Al_2O_3=20\%$ )	2,53—2,60	0,495	1,0	0,025
Доломит, $k_p=0$	2,85	0,498	0,4	0,010
Кальцит и песчаник кварцевый, $k_p=20\%$ , нефтеносные	2,36; 2,32	0,505	-1,0	-0,022
То же, водоносные	2,40; 2,36	0,505	-1,0	-0,022
Песчаник поликомпонентный, $k_p=20\%$ , водоносный	2,20—2,28	0,500	0	0
Кварцит	2,65	0,502	-0,4	-0,010
Гидрослюды (иллит)	2,85	0,501	-0,2	-0,005
Ангидрит	2,93	0,498	0,4	0,010
Гипс	2,32	0,511	-2,2	-0,051
Каменная соль (галит)	2,20	0,480	4,0	0,088
Вода	1,00	0,556	-11,2	-0,112
Нефть	0,85	0,570	-14,0	-0,112
Корунд	4,00	0,490	2,0	0,060
Алюминий	2,70	0,482	3,6	0,098
Железо	7,80	0,467	6,6	0,510

3) из-за невозможности точного учета состава пород и влияния  $Z$  на результаты измерений нецелесообразно добиваться точности оценки объемной плотности выше 0,02 г/см<sup>3</sup>.

Второй вывод не относится к случаю чисто качественной интерпретации данных ГГК-П, например, при расчленении гидрохимического разреза, корреляции, выделении газоносных коллекторов в карбонатных отложениях, отмечающихся при отсутствии зоны проникновения по данным НК как плотные разности. Однако круг подобных задач и ценность получаемой информации невелики и редко могут служить целью промышленного использования метода.

Основным источником погрешностей при ГГК является искающее влияние промежуточной среды (глинистой корки или неровностей стенок ствола скважины). Поэтому важнейшим условием реализации ГГК является разработка зондовых установок, обеспечивающих исключение либо учет влияния этого фактора в пределах вариаций, характерных для нефтяных скважин. Для решения этой задачи используются следующие пути:

- 1) выбор оптимальных параметров однозондовых измерительных установок;
- 2) комплексирование установок ГГК с механическими измерителями толщины слоя промежуточной среды;

3) одновременное проведение измерений дополнительным зондом ГГК с меньшей глубинностью исследований по сравнению с глубинностью основного зонда.

На практике решение может быть комбинированным, например использование второго или третьего направления не только не исключает, но и требует реализации первого.

### 13. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ ГГК С АЗИМУТАЛЬНОЙ КОЛЛИМАЦИЕЙ ИЗЛУЧЕНИЯ

Площадь поверхности зондовой установки, прижимаемой к стенке скважины. Эффективная толщина и плотность глинистой корки зависят от давления корпуса прибора на стенку скважины. Исходя из этого, целесообразно уменьшить поверхность прибора, соприкасающуюся со стенкой скважины. При длине зонда около 35 см и максимальном диаметре прибора 12 см площадь соприкосновения зондовой части составляет около  $600 \text{ см}^2$ , а всего прибора — около  $2000—3000 \text{ см}^2$ . Поэтому имеет смысл, чтобы зондовая часть выступала над поверхностью корпуса прибора на 1—1,5 см. При этом удельное давление на стенку скважины возрастает в 3—4 раза, что позволяет снизить эффективную толщину глинистой корки примерно в 1,5 раза по сравнению с обычным радиоактивным каротажем.

Влияние характеристики поверхности зондовой части прибора, прилегающей к стенке скважины. Часть гамма-квантов, попадающих в корпус прибора, отражается от корпуса в пласт и затем возвращается в индикатор. Так как значительная часть траекторий таких квантов лежит в глинистой корке, влияние последней усиливается. Поэтому поверхность зондовой части прибора, обращенная к стенке скважины, должна выполняться из материала с большим атомным номером  $Z$ .

Зависимость скорости счета от угла коллимации излучения источника. На рис. 20 приведены значения скорости счета  $n/n_0$  в зависимости от угла коллимации гамма-квантов  $\Theta$ . Из графика 20, а следует, что вероятность рассеяния квантов в прибор при  $l=15—30 \text{ см}$  уменьшается при увеличении угла  $\Theta$  от  $30^\circ$  до  $90^\circ$  почти на два порядка, т. е. значительно более резко, чем величина  $n/n_0$ , суммированная по всем зондам.

На рис. 20, б представлена характеристика коллимационного окна источника с минимальным углом  $\Theta_{\min}=30^\circ$ , выражаяющая зависимость  $n$  от увеличения угла раскрытия окна от  $\Theta_{\min}$  до  $\Theta$ . Видно, что угол раскрытия  $\Delta\Theta=10^\circ$  ( $\Theta=30—40^\circ$ ) дает около 50% гамма-квантов от числа зарегистрированных при  $\Delta\Theta=60^\circ$ .

( $\Theta = 30 - 90^\circ$ ). Из этого следует, что основной вклад в регистрируемое излучение вносят гамма-кванты, испускаемые источником под углом, близким к  $\Theta_{\min}$ , и увеличение  $\Delta\Theta$  сверх  $15 - 20^\circ$  не имеет смысла.

Экранирование индикатора от прямого фона источника. Коллимация излучения источника резко уменьшает поток квантов, направленный в породу. При этом относительный вклад прямого фона, т. е. излучения, проходящего от источника к индикатору через экран, увеличивается. При  $\Theta = 60 - 90^\circ$  не удается создать надежную экранировку из свинца на зондах длиной 10—15 см. Объясняется это тем, что из соображений надежности конструкции прибора толщина экрана получается значительно меньше длины зонда  $l$  и составляет на малых зондах 7—11 см. Поэтому зонды длиной до 13—14 см практически непригодны из-за сильного влияния прямого фона. Вклад прямого фона может быть понижен в 3—10 раз при уменьшении  $\Theta$  до  $30 - 40^\circ$  или увеличении размеров коллимационного окна индикатора, однако такие пути не всегда приемлемы.

В последнее время для экранирования индикаторов широко применяется медно-вольфрамовый псевдосплав. Вольфрам по атомному номеру близок к свинцу и превосходит последний по плотности в 1,7 раза. Поэтому толщина вольфрамового экрана, необходимая для ослабления прямого фона, значительно меньше, чем толщина свинцового. В табл. 9 сравниваются интенсивность прямого фона, проникающего в индикатор через экран, с показаниями прибора в пласте объемной плотностью  $2,3 \text{ г}/\text{см}^3$ .

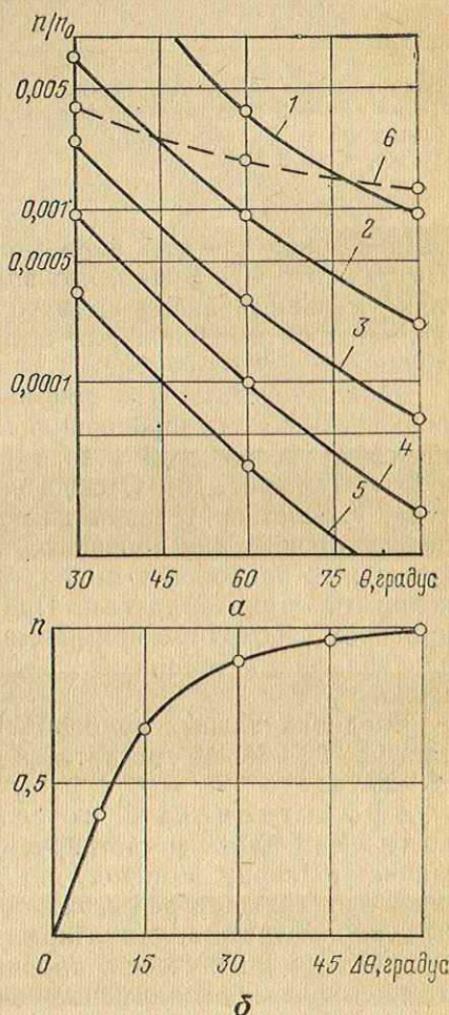


Рис. 20. Зависимость скорости счета от угла коллимации излучения источника (а) и от раствора коллимационного окна (б).

Длина зонда  $l$ , см: 1 — 5—10, 2 — 10—15, 3 — 15—20, 4 — 20—25, 5 — 25—30, 6 — суммарное излучение по всем зондам (масштаб по оси ординат умножить на 10).

Таблица 9

Материал экрана и энергия излучения	Интенсивность, имп/мин	
	прямого фона	показаний в пласте
Вольфрамовый экран, весь спектр	740	37 000
То же, $E > 0,2$ МэВ (жесткая компонента)	660	14 020
Свинцовый экран, весь спектр	158	440
То же, $E > 0,2$ МэВ	160	250

Длина зонда для всех вариантов одинакова и составляет 13 см,  $\Theta = 60^\circ$ ,  $\Delta\Theta = 30^\circ$ . Видно, что вольфрамовая экранировка, позволяя уменьшить вклад прямого фона до нескольких процентов, является оптимальной для малых зондов с коллимацией излучения.

Можно считать, что фон источника при отсутствии экранировки изменяется пропорционально величине  $1/l^2$ , уменьшающейся с увеличением  $l$  значительно медленнее по сравнению с  $W(l)$  (см. рис. 10). Отсюда следует, что экранировка индикатора, удовлетворительная для малого зонда, может оказаться недостаточной для большого. Этот вывод важен для двухканальных приборов с индикаторами большой длины, расположенным один за другим. Практика показывает, что в таких приборах необходимо применять дополнительно экран из свинца или вольфрама толщиной 20—30 мм для индикатора большого зонда.

В одноканальных приборах ГГК при использовании зондов длиной 25—35 см достаточен экран из свинца толщиной 15—20 см.

Эффективность коллимации излучения источника. Часть регистрируемых гамма-квантов проходит в глинистую корку и породу по экрану, минуя коллимационное окно, что снижает эффективность коллимации. Поэтому важным параметром коллиматора является соотношение вкладов в показания  $I$  излучения, проникающего через экран  $I_\theta$  и проходящего через коллимационное окно  $I_k$ . Соотношение  $I_\theta/I_k$  зависит от угла коллимации и размера коллимационного окна. Выполненные для геометрии 2 ( $\Theta \approx 70^\circ$ , расстояние от источника до поверхности 3 см) расчеты показывают, что при использовании источника  $^{60}\text{Co}$  около 50% регистрируемого излучения попадает в глинистую корку и породу через свинцовый экран, т. е. коллимация оказывается неэффективной. При начальной энергии излучения источника  $E_0 = 0,66$  МэВ вклад в показания от квантов, проникающих через свинец, уменьшается до 10%, и при энергии излучения 0,3 МэВ практически все регистрируемое излучение выходит через коллимационное окно. Как следует из рис. 20, а, при уменьшении  $\Theta$  резко увеличивается число

регистрируемых квантов, за счет чего соответственно уменьшается вклад излучения, проникающего через экран. Так, при  $\Theta = 45^\circ$  отношение  $I_0/I_k$  уменьшается в 5—6 раз по сравнению с приведенными данными для  $\Theta = 70^\circ$ .

#### 14. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ОДНОЗОНДОВОЙ УСТАНОВКИ ГГК

**Выбор источника излучения.** Сравнение результатов, полученных с  $^{60}\text{Co}$  и  $^{137}\text{Cs}$ , показывает, что применение первого источника дает некоторые преимущества, заключающиеся в несколько большей глубинности исследований, меньшем влиянии глинистой корки и более высокой скорости счета при зондах одинаковой длины. Кроме того, за счет большой жесткости спектра регистрируемого излучения облегчается исключение влияния химического состава исследуемой среды при плотностном каротаже. Вместе с тем, в случае использования  $^{60}\text{Co}$  возрастают требования к технике безопасности и затрудняется коллимация излучения источника. Поэтому при гамма-гамма-каротаже нефтяных скважин оба источника можно считать равноценными, однако следует учитывать, что выбор любого из них является определяющим для конструкции зондовой части аппаратуры.

**Выбор угла коллимации  $\Theta$  и длины зонда  $l$ .** Максимальная глубинность для определенного угла  $\Theta$  связана с определенной длиной зонда. Например, при использовании источника  $^{60}\text{Co}$  она соответствует  $l=25$  см при  $\Theta=90^\circ$ ,  $l=40$  см при  $\Theta=60^\circ$  и, по-видимому,  $l=55$ — $60$  см при  $\Theta=30^\circ$ . Таким образом, уменьшение  $\Theta$  должно быть связано с увеличением длины зонда.

Наибольшую абсолютную глубинность обеспечивают при соответствующих  $l$  углы  $\Theta$ , намного меньшие  $90^\circ$ , что объясняется приведенной на рис. 21 схемой распространения гамма-квантов от источника  $I$  к индикатору 2. При  $\Theta=90^\circ$  путь от удаленной точки 4 на первоначальном направлении  $P_1$  до индикатора 2 больше, чем от менее удаленной точки 3. При меньшем  $\Theta$  путь между удаленной точкой 4 направления  $P_2$  и индикатором 2 значительно меньше, чем между точками 3 и 2, что приводит к увеличению вклада удаленных слоев. Однако при очень малых  $\Theta$  для обеспечения достаточной глубины проникновения первичных гамма-квантов в пласт, пропорциональной  $\sin \Theta$ , необходимо значительно увеличить длину зонда  $l$ , что нерационально. Поэтому оптимальными можно считать углы  $\Theta = 30$ — $60^\circ$ . Следует учитывать, что при увеличении  $\Theta$  уменьшается вклад жесткой компоненты излучения (см. раздел 8) и, следовательно, увеличивается влияние химического состава пород. С этой точки зрения применение при плотностном ГГК

больших углов  $\Theta$  нецелесообразно, а при ГГК-М — очень жела-  
тельно.

Техническое осуществление коллимации излучения источника  
при больших углах  $\Theta$  сложнее за счет увеличенного соотноше-  
ния прямой фон — полезный сигнал. Вместе с тем, при малых  $\Theta$   
за счет необходимого увеличения длины зонда  $l$  возрастает  
рассеяние излучения по азимутальному углу, что приводи-  
т к большему влиянию бурового раствора и изменений диаметра  
скважины. Исключить этот эффект можно лишь увеличение  
габаритов прибора, что обычно неприемлемо.

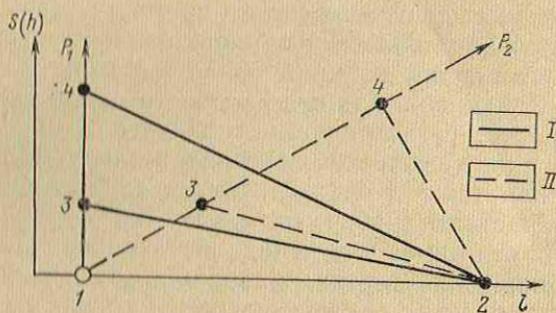


Рис. 21. Схема, поясняющая увеличение глубинности исследований при уменьшении угла  $\Theta$ .

$\Theta$ , градус: I — 90, II — 40

Исходя из указанных соображений, нецелесообразно приме-  
нять как большие, так и малые углы  $\Theta$ . Оптимальными для  
источника  $^{137}\text{Cs}$  можно считать  $\Theta = 45 - 60^\circ$  при  $l = 30 - 40$  см,  
а для  $^{60}\text{Сo}$  — те же углы при  $l = 35 - 50$  см.

Выбор азимутального угла. Из приведенных за-  
висимостей следует, что при регистрации излучения боковыми  
сторонами прибора — секторы I и 4 (см. рис. 9, 2) при доста-  
точно больших  $l$  глубинность исследований уменьшается, спектр  
излучения, поступающего в прибор, становится более мягким,  
а относительная дифференциация показаний по плотности по-  
род, скорость счета и влияние глинистой корки остаются при-  
мерно такими же, как при регистрации центральной частью  
прибора (секторы 2 и 3). Исходя из принципа суперпозиции,  
можно считать, что расширение коллимационного окна источ-  
ника по азимутальному углу приведет к тем же последствиям,  
что нежелательно при плотностном каротаже и, наоборот, очень  
ценено для ГГК-М. В первом случае нецелесообразно увеличи-  
вать азимутальный угол излучения источника более чем до  
 $50^\circ$ , во втором он может составлять  $90 - 100^\circ$ .

Выбор оптимального широтного угла регистра-  
ции рассеянного гамма-излучения. На

рое 22 приводится для различных условий измерений графики, характеризующие зависимость относительных показаний от регистраций  $\alpha$ . За единицу приняты показания при  $h_k=0$  в каждом угловом интервале. Каждой из четырех кривых для значений пористости, равных 20% и 0, соответствует определенная толщина глинистой корки, изменяющаяся в пределах 0—3 см.

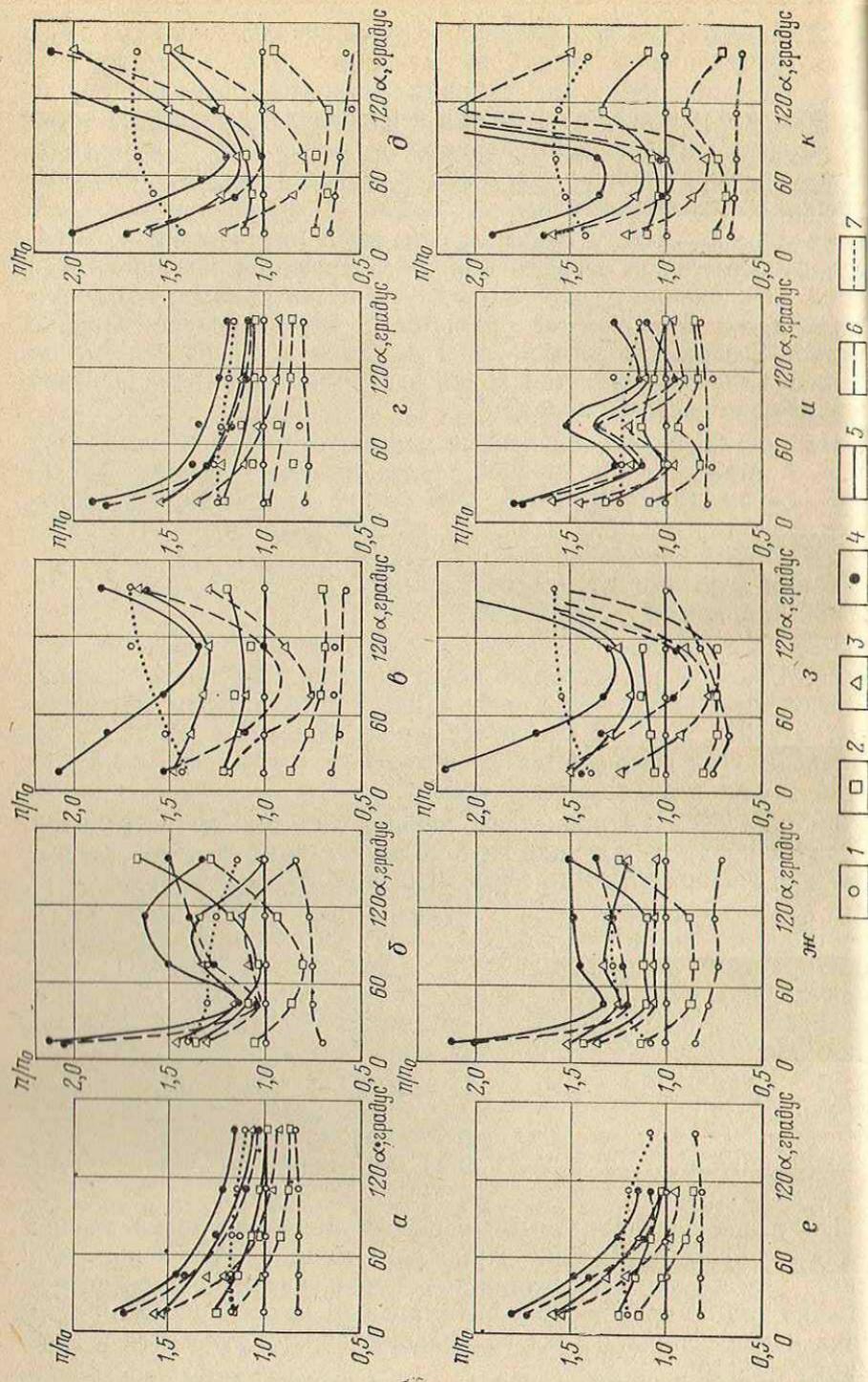
Разница  $\Delta_1$  между кривыми с  $h_k=0$  и различными  $k_p$  отвечает относительной дифференциации показаний по пористости пород. Отклонение  $\Delta_2$  кривых с другими значениями  $h_k$  от кривых с  $h_k=0$  для той же пористости характеризует влияние глинистой корки. Сравнение  $\Delta_1$  и  $\Delta_2$  позволяет непосредственно оценить влияние глинистой корки в пересчете на эквивалентное изменение пористости пород.

На рис. 22, а—в приведенные данные относятся к источнику  $^{60}\text{Co}$  и длине зондов, равной, соответственно, 15—20; 20—25 и 25—35 см. Регистрируется весь спектр излучения, поступающего в секторы 2+3. Сравнение кривых показывает, что оптимальный угол регистрации  $\alpha$  меняется с длиной зонда и составляет при меньшем из рассмотренных  $l$  120—180°, среднем  $l$  — 10—80° и большем  $l$  — около 90°.

Рис. 22, г, д отвечают источнику  $^{60}\text{Co}$ , зондам длиной 20—25 и 30—45 см и регистрации всего спектра. По кривым, соответствующим зонду меньшей длины, оптимальным является угол  $\alpha=120^\circ$ . По кривым, отвечающим большому зонду, оптимальный угол выделяется в интервале  $\alpha=50—90^\circ$  особенно четко для пласта с пористостью 20%.

На рис. 22, е—к приведены данные для тех же источников и длины зондов, отвечающие случаю регистрации жесткой компоненты излучения ( $E>0,15$  МэВ). По этим графикам можно сделать выводы, аналогичные приведенным выше для всего спектра. Из графиков следует, что регистрация излучения, поступающего в прибор под оптимальным углом, позволяет существенно уменьшить влияние глинистой корки. При этом несколько лучшие результаты на зондах большой длины получаются при использовании источника  $^{60}\text{Co}$ . Влияние изменений толщины глинистой корки на 1 см в пересчете на погрешность оценки объемной плотности может быть уменьшено при соответствующей коллимации регистрируемого излучения до 0,05—0,08 г/см<sup>3</sup>, т. е. в 2—3 раза по сравнению с приборами без коллимации.

Наименее благоприятными с рассматриваемой точки зрения являются углы  $\alpha=0—30^\circ$ . При регистрации излучения под этими углами влияние глинистой корки увеличивается в несколько раз по сравнению с оптимальным  $\alpha$ , особенно если толщина корки велика. То же на больших зондах относится к значениям  $\alpha>120^\circ$ .



## 15. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПРАКТИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ ОДНОЗОНДОВЫХ УСТАНОВОК И ИХ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Основной частью установки является экран из свинца, имеющий в сечении форму эллипса, размером не менее  $(70 \div 80) \times (100 \div 120)$  мм. В качестве несущих деталей конструкции может применяться сталь, однако поверхность экрана, прижимаемая к стенке скважины, должна быть из свинца. Источник расположается внутри свинцового экрана на расстоянии 3,5 см от прижимаемой поверхности, индикатор — также внутри экрана в стальном или дюралюминиевом корпусе на расстоянии 9,5—10 см. Толщина слоя свинца между источником и поверхностью, обращенной к скважине, не менее 40 мм, между индикатором и той же поверхностью — не менее 20 мм. Радиус закругления прижимаемой поверхности должен быть равен радиусу скважины, уменьшенному на 20 мм. Коллимационные окна целесообразно заполнить полиэтиленом ( $\rho_{об} = 0,9 \text{ г/см}^3$ ).

Средний угол коллимации излучения источника выбирается равным  $60^\circ$  ( $\Theta_{\min} = 45^\circ - 50^\circ$ ), раствор  $\Delta\Theta = 30^\circ$ , раствор азимутального угла  $\Delta\beta = 60^\circ$ . Средний угол регистрации излучения составляет  $75^\circ$  ( $a = 60^\circ$ ), раствор  $\Delta a = 30^\circ$ , раствор азимутального угла  $60^\circ$ . Длина зонда  $l = 30 - 35$  см ( $^{137}\text{Cs}$ ) и  $37 - 45$  см ( $^{60}\text{Co}$ ).

Эффективность использования оптимальных параметров в однозондовых установках. Как показывает физическое моделирование, использование оптимальных параметров установок позволяет уменьшить влияние промежуточной среды примерно в 2 раза (от 0,15—0,20 до 0,07—0,10  $\text{г/см}^3$  на 1 см неучтенного отклонения прибора в пределах изменения толщины промежуточного слоя до 20 мм), т. е. практически до того же уровня, как при проведении ИИК-II.

## 16. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ИЗМЕРИТЕЛЕЙ ТОЛЩИНЫ ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОПРАВКИ

Единственным производственным методом, дающим представление о толщине глинистой корки, является кавернометрия. Однако низкая точность измерений и значительно большее

Рис. 22. Относительное влияние глинистой корки в зависимости от угла регистрации рассеянного гамма-излучения.

Толщина глинистой корки  $h_K$ , мм: 1 — 0, 2 — 1, 3 — 2, 4 — 3;  $k_p$ , %: 5 — 20, 6 — 0, 7 — 40; источник: а, б, в, е, ж, з —  $^{137}\text{Cs}$ , г, д, и, к —  $^{60}\text{Co}$ ; а — весь спектр; е — к — железо; ж — магнитный компонент ( $E > 0,15 \text{ МэВ}$ );  $l$ , см: а, е — 15—20, б, ж, г, и — 20—24, в, з — 25—35, д, к — 30—45

удельное давление ножек каверномера на стенку скважины по сравнению с измерительным башмаком прибора ГГК не позволяют эффективно использовать кавернограмму для внесения поправок.

Данные, приведенные в работах [25, 26], показывают, что отношение  $\Delta h_1/\Delta h_2$  меняется в зависимости от индивидуальных особенностей глинистой корки в пределах 1,5—3 ( $\Delta h_1$  — эффективная толщина глинистой корки (в мм) при удельном давлении прибора на стенку скважины  $5 \cdot 10^3$  Па, что соответствует давлению измерительного башмака ГГК;  $\Delta h_2$  — эффективная толщина корки при удельном давлении рычага каверномера  $10^5$  Па, мм). Только за счет этого разброса возможная ошибка оценки объемной плотности составляет при толщине корки  $\Delta h_k = 10$  мм около  $0,05$  г/см<sup>3</sup>, а с учетом других причин (например отличия номинального диаметра от фактического) может быть значительно больше.

Применяемые за рубежом фирмой «Шлюмберже» микрокаверномеры, скомплексированные с аппаратурой ГГК, также не всегда могут обеспечивать достаточную точность поправки вследствие возможной неравномерности толщины корки по периметру скважины, несоответствия в отдельных случаях номинального диаметра фактическому и иногда в песчаных пластах из-за овальности сечения ствола скважины.

Лучшие результаты дает комплексирование прибора ГГК с коркомером. Этот прибор представляет собой дисковый нож, установленный в прорези башмака, прижимаемого к глинистой корке.

Под действием пружины нож полностью прорезает корку и за счет этого выступает за поверхность башмака. При отсутствии глинистой корки и ровном рельфе стенки скважины нож вдавливается за поверхность башмака. Положение ножа, фиксируемое с помощью, например, датчика электрического сопротивления, определяет толщину слоя корки с высокой степенью точности — до 1—2 мм. Таким же образом коркомер отмечает неровности стенки скважины и при отсутствии глинистой корки. Поэтому при интерпретации кривой коркомера необходимо привлекать кавернограмму.

Существенным недостатком рассмотренных методов является отсутствие учета плотности среды между стенкой скважины и башмаком прибора. Поэтому даже при абсолютно точном измерении величины отклонения зонда возможна ошибка  $\Delta k_p = \pm 2—3\%$  от объема пород. При использовании однозондовых установок с оптимальными параметрами их комплексирование с коркомером обеспечивает получение достаточно надежных данных в разрезах нефтяных скважин. Первые образцы комплексного прибора ГГК с коркомером появились у нас в 1960 году. Отметим, что в США патент на такой прибор выдан в 1966 году [68].

## 17. ДВУХЗОНДОВЫЕ СИСТЕМЫ С АЗИМУТАЛЬНОЙ КОЛЛИМАЦИЕЙ

Способ учета влияния промежуточной среды по результатам измерений дополнительным зондом ГГК был предложен в 1959 году в Волго-Уральском филиале ВНИИГеофизики. Аналогичная методика была использована в том же году для нейтрон-нейтронного каротажа в серийной трехканальной аппаратуре РК-140 [49]. Подобные работы с целью отбраковки аномалий ГГК, обусловленных кавернозностью ствола скважин, описаны в работе [53]. Реализация способа для ГГК задержалась в основном из-за значительно более высоких требований к точности измерений по сравнению с однозондовыми системами, что будет рассмотрено ниже. В США в 1962 году был выдан патент [72] на способ компенсации влияния глинистой корки и неровностей рельефа стенок путем совместной интерпретации результатов измерений двумя зондами ГГК (прибор, прижимаемый к стенке и экранированный со стороны скважины). Одной из разновидностей двухзондовых систем является двухлучевой плотностномер, предложенный в работах [8—10].

Двухзондовые установки могут основываться на использовании закономерностей распространения однократно рассеянного гамма-излучения (двухлучевой метод) или пары зондов с различным влиянием промежуточной среды при регистрации многократно рассеянного излучения (двузыондовый метод).

**Двухлучевой метод.** Отличительной особенностью двухлучевых систем является равенство углов коллимации регистрируемого излучения для обоих детекторов, а также получение конечного результата в виде отношения показаний обоих каналов. Теория двухлучевых плотностномеров приведена в работах [8, 10] и основывается на предположении, что при коллимации излучения регистрируемого источника под углами  $45-60^\circ$  основной вклад в показания вносят однократно рассеянные кванты. Принцип работы прибора иллюстрируется схемой, приведенной на рис. 23. Пусть поток гамма-излучения от источника жестко коллиминирован по углу  $\Theta$  и азимутальному углу и распространяется по направлению  $P$ , а попадающее в детектор излучение также коллиминировано под углом  $\alpha$ . Исходя из экспоненциального закона поглощения, для меньшего расстояния  $l_1$  источник — детектор

$$I_1 = a \rho_{ob} Q W (\Theta + \alpha) \exp - (\mu_{11} U_1 + \mu_{12} U_2 + \mu_{22} V_2 + \mu_{21} V_1)$$

и для большего расстояния  $l_2$

$$I_2 = a \rho_{ob} Q W (\Theta + \alpha) \exp - (\mu_{11} U_1 + \mu_{12} U_2 + \mu_{22} V_2 + \mu_{21} V_1 + \mu_{12} U_3 + \mu_{22} V_3),$$

где  $a$  — постоянный коэффициент;  $Q$  — активность источника;  $W(\Theta + \alpha)$  — клайн-нишиновская вероятность рассеяния кванта

на угол  $\Theta + \alpha$  (в рассматриваемом случае постоянна, так как  $\Theta$  и  $\alpha$  не меняются);  $\mu$  — линейный коэффициент поглощения излучения (первый индекс отвечает энергии до (1) и после (2) рассеяния, второй — прохождению излучения по глинистой корке (1) и породе (2)).

Отношение показаний двух зондов

$$I_1/I_2 = \exp(\mu_{12}U_3 + \mu_{22}V_3)$$

не зависит от параметров промежуточного слоя и его толщины, если

$$h < h_1 = \frac{l_1 \sin \Theta \sin \alpha}{\sin \Theta \cos \alpha + \sin \alpha \cos \Theta}.$$

Для более сложной геометрии (например при отсутствии коллимации по азимутальному углу) такие же результаты получаются с учетом принципа суперпозиции. На этой основе могут работать как прижимные приборы с азимутальной коллимацией, так и свободные без последней.

Таким образом, способ строго теоретически обоснован. Основным условием его реализации является обеспечение выделения однократно рассеянных гамма-квантов. Однако, как показано в разделе 11, эта задача для условий нефтяных скважин не решена.

**Двухзондовый метод.** При использовании таких систем специальные требования к углам коллимации и спектру регистрируемого излучения не предъявляются. Применительно к прижимным приборам с азимутальной коллимацией сущность учета влияния промежуточной среды в общем случае сводится к следующему. Проводятся измерения двумя зондами ГГК с различной характеристикой, выражаемой соотношением

$$\frac{\Delta I_1(\rho_{об})}{\Delta I_1(h)} \neq \frac{\Delta I_2(\rho_{об})}{\Delta I_2(h)},$$

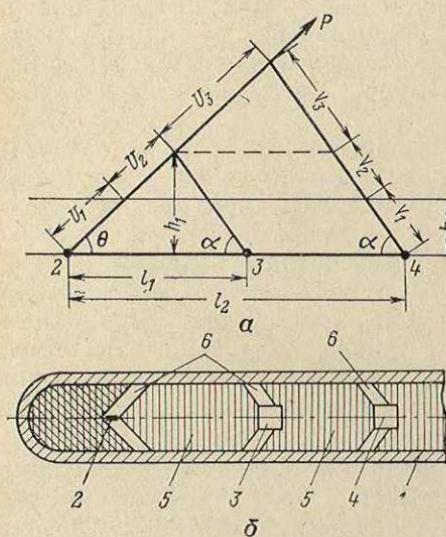


Рис. 23. Принцип двухлучевого метода (а) и схема прибора (б).

А — пласт; Б — промежуточная среда; В — прибор; 1 — корпус прибора; 2 — источник; 3 — индикатор малого зонда; 4 — индикатор большого зонда; 5 — экран; 6 — коллимационные окна

на угол  $\Theta + \alpha$  (в рассматриваемом случае постоянна, так как  $\Theta$  и  $\alpha$  не меняются);  $\mu$  — линейный коэффициент поглощения излучения (первый индекс отвечает энергии до (1) и после (2) рассеяния, второй — прохождению излучения по глинистой корке (1) и породе (2)).

Отношение показаний двух зондов

$$I_1/I_2 = \exp(\mu_{12}U_3 + \mu_{22}V_3)$$

не зависит от параметров промежуточного слоя и его толщины, если

$$h < h_1 = \frac{l_1 \sin \Theta \sin \alpha}{\sin \Theta \cos \alpha + \sin \alpha \cos \Theta}.$$

Для более сложной геометрии (например при отсутствии коллимации по азимутальному углу) такие же результаты получаются с учетом принципа суперпозиции. На этой основе могут работать как прижимные приборы с азимутальной коллимацией, так и свободные без последней.

Таким образом, способ строго теоретически обоснован. Основным условием его реализации является обеспечение выделения однократно рассеянных гамма-квантов. Однако, как показано в разделе 11, эта задача для условий нефтяных скважин не решена.

**Двухзондовый метод.** При использовании таких систем специальные требования к углам коллимации и спектру регистрируемого излучения не предъявляются. Применительно к прижимным приборам с азимутальной коллимацией сущность учета влияния промежуточной среды в общем случае сводится к следующему. Проводятся измерения двумя зондами ГГК с различной характеристикой, выражаемой соотношением

$$\frac{\Delta I_1(\rho_{об})}{\Delta I_1(h)} \neq \frac{\Delta I_2(\rho_{об})}{\Delta I_2(h)},$$

где  $\Delta I(\rho_{об})$  и  $\Delta I(h)$  — соответственно относительные изменения показаний за счет изменений объемной плотности пород на величину  $\Delta \rho_{об}$  и учитываемого фактора (глинистой корки, размера каверны и т. п.) на величину  $\Delta h$ ; индексы 1 и 2 относятся к первому и второму зондам (значения  $\Delta \rho_{об}$  и  $\Delta h$  должны охватывать весь нужный диапазон изменения  $\rho_{об}$  и  $h$ ). Совместная интерпретация показаний  $I_1$  и  $I_2$  каналов обоих зондов сводится к решению системы следующих уравнений:

$$I_1 = f(\rho_{об}, h),$$

$$I_2 = F(\rho_{об}, h),$$

которая разрешима, если равенства нетождественны, т. е. выполняется соотношение, приведенное выше. Важным условием являются строго одинаковые условия измерений для обоих зондов, что достигается комплексированием их в одном приборе.

Влияние погрешностей измерений при использовании двухзондовых систем. Большшим недостатком, свойственным любой такой системе и методике интерпретации показаний двух зондов, являются резко повышенные требования к точности измерений по сравнению с однозондовыми вариантами, причем дополнительная погрешность сохраняется и при отсутствии влияния искажающих факторов. Поэтому при разработке двухзондовой системы основная трудность заключается в выборе пары зондов с параметрами, обеспечивающими при совместной интерпретации показаний наименьшее влияние погрешностей измерений.

Оценим приближенно влияние случайных погрешностей измерений на примере двухзондовой системы плотностного ГГК, результаты которого используются для определения пористости пород  $k_p$ , связанной с объемной плотностью  $\rho_{об}$  известным соотношением

$$\rho_{об} = \rho_m(1 - k_p) + \rho_j k_p,$$

где  $\rho_m$  — минералогическая плотность пород (см. табл. 8);  $\rho_j$  — плотность жидкости, заполняющей пористое пространство.

Будем считать, что зависимость показаний от величины  $k_p$  и толщины глинистой корки  $h_k$  линейная, а влияние последней одинаково для любых  $k_p$ , т. е.

$$I = a(I_0 + bk_p + dh_k).$$

Здесь  $a, b, d$  — постоянные.

На рис. 24, *a* приведены полученные на моделях кривые  $I = f(k_p)$  при разной толщине промежуточного слоя для реального прижимного прибора. Видно, что указанные условия выполняются удовлетворительно. На рис. 24, *b* приведены значения разности показаний  $\Delta I(h_k)$  того же прибора при наличии

промежуточного слоя толщиной 40 мм ( $\rho_{об} = 1,2$  г/см<sup>3</sup>) и в случае его отсутствия (прибор прижат к пласту) в зависимости от  $k_{\Pi}$  для зондов разной длины. Чтобы удобно было сравнивать величина  $\Delta I(h_{\Pi}) = f(k_{\Pi})$  отнесена к  $\Delta I(h_{\Pi})$  для  $k_{\Pi}=0$ .

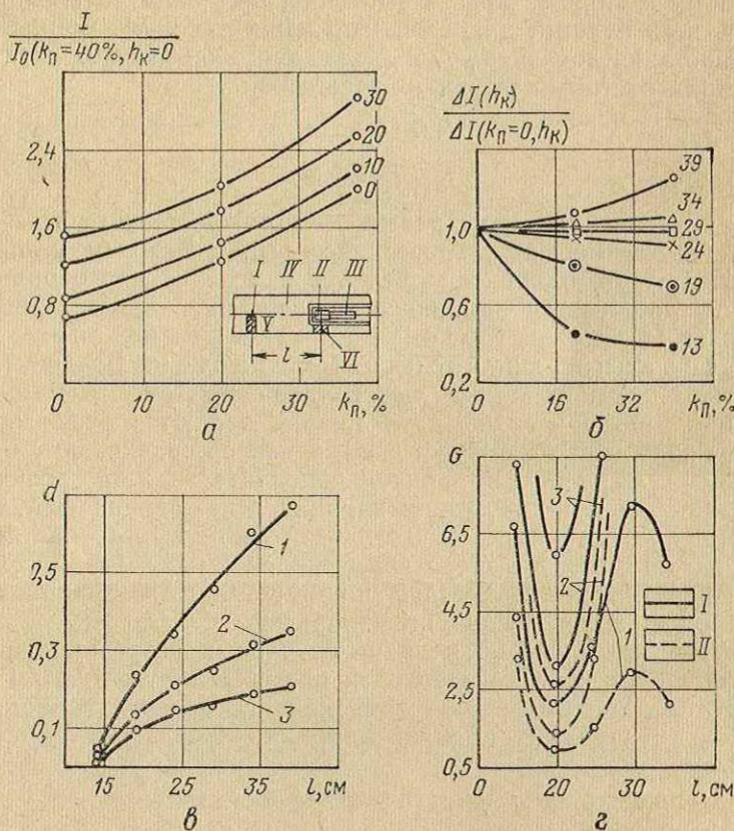


Рис. 24. Выбор оптимальной пары зондов для двухзондовой коллимированной системы.  
α — зависимость показаний от пористости;  $l=29$  см, цифр кривых —  $h_{\Pi}$ , мм, на схеме прибора: I — источник, II — детектор, III — ФЭУ, IV — экран, V—VI — коллимационные окна; β — относительное влияние промежуточной среды, цифры кривых —  $l$ , см; γ — коэффициент  $d$  как функция длины зонда,  $k_{\Pi}$ , %: I — 0, 2 — 20, 3 — 40; δ — параметр  $G$  в зависимости от длины дополнительного зонда, длина основного зонда, см: I — 39, 2 — 34, 3 — 29;  $k_{\Pi}$ , %: I — 20, II — 0

Видно, что значения  $\Delta I(k_{\Pi})/\Delta I(k_{\Pi}=0)$  для зондов длиной 24—34 см практически не зависят от пористости пород в диапазоне  $0 < k_{\Pi} < 20\%$ , а для зондов длиной 19 и 39 см изменяются не более чем на 20%, что подтверждает допустимость использования соотношения, приведенного выше.

Примем за единицу показания в породах с  $k_n=0$ . Тогда

$$I_1 = 1 + b_1 k_n + d_1 h_k;$$

$$I_2 = 1 + b_2 k_n + d_2 h_k,$$

где  $I_1$  и  $I_2$  — показания каналов первого и второго зондов, отнесенные к показаниям в пласте с  $k_n=0$ ,  $h_k=0$ . После несложных преобразований получим:

$$\Delta k_n = \frac{1}{d_2 b_1 - d_1 b_2} \sqrt{d_2^2 (1 + b_1 k_n + d_1 h_k)^2 \delta_1^2 + d_1^2 (1 + b_2 k_n + d_2 h_k)^2 \delta_2^2},$$

где  $\Delta k_n$  — абсолютная случайная погрешность определения  $k_n$ ;  $\delta_1$  и  $\delta_2$  — относительная погрешность измерений по первому и второму каналам.

Если  $\delta_1 = \delta_2$  и  $d_1/d_2 = A$ , то

$$\Delta k_n = \frac{\delta}{b_1 - Ab_2} \sqrt{(1 + b_1 k_n + d_1 h_k)^2 + A^2 (1 + b_2 k_n + d_2 h_k)^2} = G\delta.$$

При  $k_n=0$  и  $h_k=0$

$$\Delta k_n = \frac{\delta}{b_1 - Ab_2} \sqrt{1 + A^2}.$$

При тех же условиях для метода отношений ( $d_1 = d_2$ , т. е.  $A = 1$ )

$$\Delta k_n = \frac{\delta \sqrt{2}}{b_1 - b_2}.$$

Значения  $b$  и  $d$  определяются, например, по результатам измерений на моделях:

$$b = \frac{I(k_n) - I(k_n = 0)}{k_n I(k_n = 0)}; \quad d = \frac{I(h_k) - I(h_k = 0)}{h_k I(h_k = 0)},$$

На рис. 24, *г* приведены рассчитанные по этим формулам значения  $G = \Delta k_n / \delta$  для различных сочетаний зондов прибора рис. 24, *а*. Как следует из графика, значение  $G$  имеет минимум при длине дополнительного зонда 19 см. Наилучшие результаты получаются, если этот зонд комплексируется с зондом длиной 39 см. При этом  $G = 1$  ( $k_n = 0$  и  $h_k = 0$ ) и 2,2 ( $k_n = 20\%$ ,  $h_k = 1$  см), т. е. на 1% относительной погрешности измерений ошибка оценки пористости составляет в первом случае 1% от объема пород и во втором случае — 2,2%. Таким образом, для определения пористости хороших коллекторов с точностью 2–3% от объема пород (или объемной плотности до  $\pm 0,03$ – $0,05$  г/см<sup>3</sup>) при использовании геометрии рис. 24, *а* необходимо обеспечить точность измерений  $\delta = 1,0$ – $1,5\%$ .

Достигнуть такой точности на практике сложно, поэтому основной задачей при создании двухзондовых систем является разработка измерительных установок с параметрами большого

и малого зондов ( $b_1$ ,  $b_2$ ,  $A$ ), обеспечивающими менее жесткие требования к точности измерений. На рис. 25 осью абсцисс и кривыми для разных  $A$  ограничены области приемлемых параметров двухзондовой установки, выбранных из соотношения  $\Delta k_{\text{п}} \leq \delta$ . Видно, что требования к параметрам  $b_1$  и  $b_2$  очень высокие, особенно при больших значениях  $A$  и  $k_{\text{п}}$  (рис. 25, б).

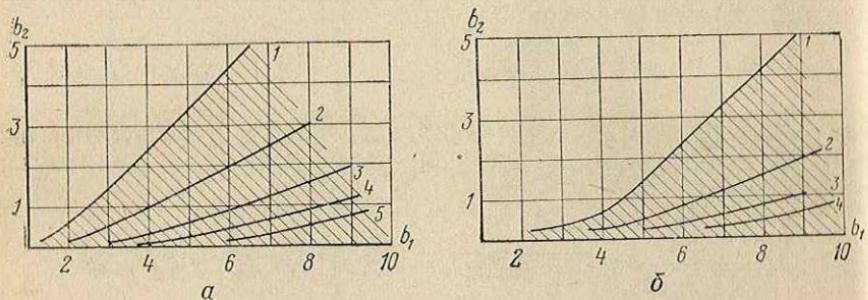


Рис. 25. Область сочетания параметров двухзондовой установки, для которой  $\Delta k_{\text{п}} \leq \delta$ .

$a = k_{\text{п}} = 0$ ;  $h_{\text{K}} = 0$ ;  $\delta - k_{\text{п}} = 20\%$ ;  $h_{\text{K}} = 10-20$  мм; шифр кривых — значение  $A = d_1/d_2$

Так, при  $b_2=1$  (очень низкая дифференциация по плотности пород) и  $A>2$  значение  $b_1$  должно быть больше 6—7 (при исследовании пород с высокой пористостью).

Для серийной двухзондовой аппаратуры РГП-1  $b_1=5,5$ ,  $b_2=0,4$ ,  $A=3,5$  ( $d_1=0,6$ ,  $d_2=0,17$ ). По этим данным  $\Delta k_{\text{п}}=0,8$  при  $k_{\text{п}}=0$ ,  $h_{\text{K}}=0$  и  $\Delta k_{\text{п}}=1,2$  при  $k_{\text{п}}=20\%$ ,  $h_{\text{K}}=1$  см. Таким образом, при работе с аппаратурой РГП-1 для достижения точности оценки пористости 2—3% от объема пород (или объемной плотности до 0,03—0,05 г/см<sup>3</sup>) необходимо, чтобы случайные погрешности измерений не превышали 2%, что в 1,5—2 раза лучше, чем с прибором, показанным на рис. 24, а.

Для сравнения можно заметить, что однозондовый вариант обеспечивает выполнение условия  $\Delta k_{\text{п}} \leq \delta$ , если  $\left(\frac{1}{b} + k_{\text{п}}\right) < 1$ , или практически при любом зонде ГГК длиной больше 20 см.

Возможность уменьшения влияния погрешностей измерений. Выше оценена величина среднеквадратичной погрешности определения  $k_{\text{п}}$  при заданных погрешностях измерений  $\delta_1$  и  $\delta_2$  по обоим каналам в предположении, что  $I=1+bk_{\text{п}}+dh_{\text{K}}$ . Максимальная абсолютная погрешность

$$\Delta_1 k_{\text{п}} = \frac{\Delta I_1 - A \Delta I_2}{b_1 - Ab_2},$$

где  $\Delta I_1$  и  $\Delta I_2$  — абсолютные погрешности измерений.

Отсюда вытекает следующее:

1) погрешность определения  $k_{\text{п}}$  уменьшается, если погрешности измерений имеют одинаковый знак по обоим каналам

(например если увеличение показаний по одному каналу сопровождается возрастанием показаний по второму каналу);

2) погрешность определения  $k_{\text{п}}$  равна нулю, если  $\Delta I_1 = \Delta I_2$ , или, переходя к относительным погрешностям  $\delta_1 = \Delta I_1/I_1$ ;  $\delta_2 = -\Delta I_2/I_2$ ,

$$\frac{\delta_1}{\delta_2} = \frac{A(1 + b_2 k_{\text{п}} + d_2 h_{\text{к}})}{1 + b_1 k_{\text{п}} + d_1 h_{\text{к}}} = \frac{AI_2}{I_1}.$$

Для приведенных параметров РГП-1 этому соотношению отвечают значения  $\delta_1/\delta_2 = 3,5$  при  $k_{\text{п}} = 0$ ,  $h_{\text{к}} = 0$  и  $\delta_1/\delta_2 = 1,7$  при  $k_{\text{п}} = -20\%$ ,  $h_{\text{к}} = 1$  см.

Таким образом, влияние факторов, вызывающих одинаковые по знаку погрешности измерений, может быть значительно уменьшено, особенно если соблюдается последнее соотношение. Такими факторами являются:

1) влияние нестабильности ФЭУ и электронной схемы за счет изменения температуры и тока питания прибора;

2) влияние нелинейности аппаратуры.

Не могут быть исключены таким способом независимые случайные погрешности — статистические флуктуации излучения, ошибки отсчета показаний.

## 18. ВОЗМОЖНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ДВУХЗОНДОВЫХ СИСТЕМ БЕЗ АЗИМУТАЛЬНОЙ КОЛЛИМАЦИИ ИЗЛУЧЕНИЯ

С точки зрения практики ГГК существенный интерес представляет оценка возможности использования двухзондового принципа в системах без азимутальной коллимации излучения и прижимных устройств. Большие преимущества таких систем по сравнению с прижимными — лучшая проходимость прибора и простота его конструкции. Одним из вариантов решения рассматриваемой задачи является двухлучевой метод, рассмотренный выше. Однако этот метод в условиях нефтяных скважин не удается реализовать из-за малого относительного вклада однократно рассеянного излучения. Ввиду серьезной практической значимости целесообразно рассмотреть возможность использования в этом плане двухзондовых систем, регистрирующих в основном многократно рассеянное излучение.

При использовании приборов без азимутальной коллимации появляются дополнительные искажающие факторы: изменения диаметра скважины, плотности бурого раствора и положения прибора в стволе, т. е. задача учета условий измерений резко усложняется. Одним из путей ее упрощения является ограничение области изменений условий измерений. Так, например, на платформенных месторождениях наиболее распространено бурение скважин диаметром 190—220 мм на буровых растворах объемной плотностью 1—1,3 г/см<sup>3</sup>. Создание приборов без прижимных устройств, хотя бы для этих условий имеет большое

практическое значение. На рис. 26 приведена часть результатов исследований на моделях пластов из мрамора ( $\rho_{об}=2,7$  г/см<sup>3</sup>) и смеси песка с корундом ( $\rho_{об}=2,25$  г/см<sup>3</sup>), пересеченных скважинами диаметром 190—220 мм. При измерениях скважины заполнялись водой ( $\rho_{об}=1,0$  г/см<sup>3</sup>) и нормальным буровым рас-

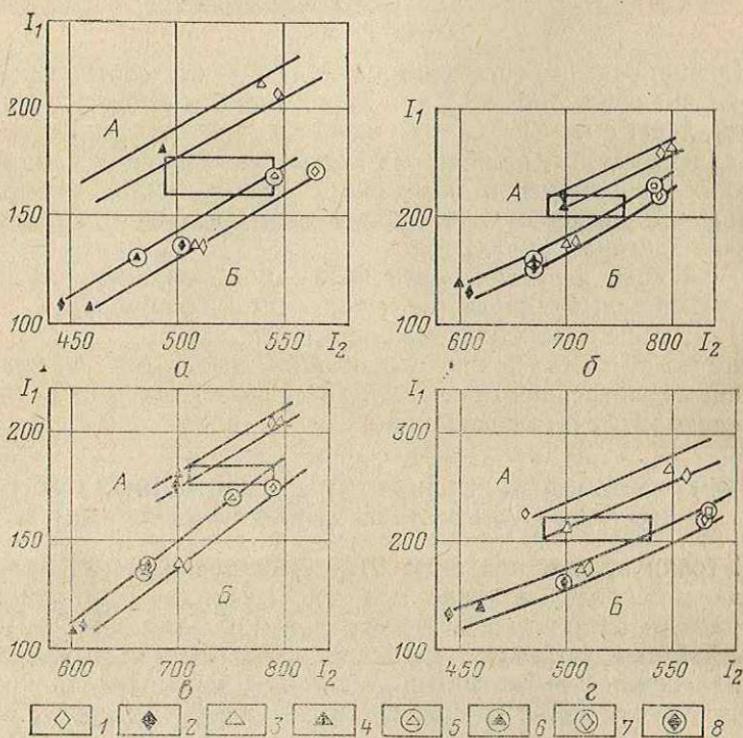


Рис. 26. Характеристика двухзондовых систем без азимутальной коллимации излучения (измерения на моделях).

$a - \Theta = 45^\circ, \alpha = 45^\circ$ ;  $b - \Theta = 45^\circ, \alpha = 60^\circ$ ;  $a - \Theta = 45^\circ, \alpha = 45^\circ$  (большой зонд) и  $60^\circ$  (малый зонд);  $z - \Theta = 45^\circ, \alpha = 60^\circ$  (большой зонд) и  $45^\circ$  (малый зонд);  $\rho_{об}$ , г/см<sup>3</sup>:  $A - 2,2$ ,  $B - 2,7$ ;  $1, 2, 7, 8$  — прибор центрирован;  $3, 4, 5, 6$  — смещен на 2 см; диаметр скважины, мм:  $1-4 - 190$ ,  $5, 6, 7, 8 - 220$ ;  $1, 3, 5, 7$  — в скважине вода;  $2, 4, 6, 8$  — буровой раствор; прямоугольник на каждом графике — пределы погрешностей измерений  $\delta = \pm 5\%$  по обоим каналам;  $I$ , см:  $I_1 = 50$ ,  $I_2 = 30$

творм ( $\rho_{об}=1,2$  г/см<sup>3</sup>). Измерения проводились прибором с конусными круговыми коллиматорами из свинца, с отношением ширины щели к высоте 5—6. Углы коллимации  $\Theta$  и  $\alpha$  составляли 30, 45 и 60° (в различных сочетаниях). Толщина стального корпуса прибора была равной 3 мм, наружный диаметр 110 мм. В качестве источников использовались  $^{60}\text{Co}$  и  $^{137}\text{Cs}$ . Фиксировались следующие положения прибора в скважине: прижат к стенке, в 2 см от стенки, в 4 см от стенки и центрирован.

Анализ результатов измерений приводит к выводу, что без ограничения диапазона изменений условий двухзондовые установки не обеспечивают однозначной интерпретации. Если ограничить изменения диаметра скважины пределами 190—220 мм и проводить измерения прибором, центрированным в скважине или смещенным от оси не более чем на 2 см, появляется принципиальная возможность учета влияния условий измерений. На рис. 26 видно, что точки, отвечающие пластом мрамора и корунда с песком, надежно разделяются. Однако количественная оценка эффективности метода приводит к выводу, что весь указанный диапазон изменений объемной плотности пород (2,25—2,7 г/см<sup>3</sup>, т. е. различие на 0,45 г/см<sup>3</sup>) перекрывается изменениями показаний по обоим каналам на  $\pm 5\%$ . Таким образом, в рассматриваемом случае величина  $G = \Delta k_n / \delta = 2,6$ , что в 2,5—3 раза хуже, чем при аппаратуре РГП-1. Так как в производственных условиях погрешность измерений составит не менее 2%, результаты, полученные с помощью установок рассматриваемого типа, можно считать пригодными лишь для грубо качественной характеристики разреза ( $\Delta k_n \approx \pm 5\%$  от объема пород). Графики на рис. 26 также показывают, что применение способа отношений в настоящем случае не имеет смысла.

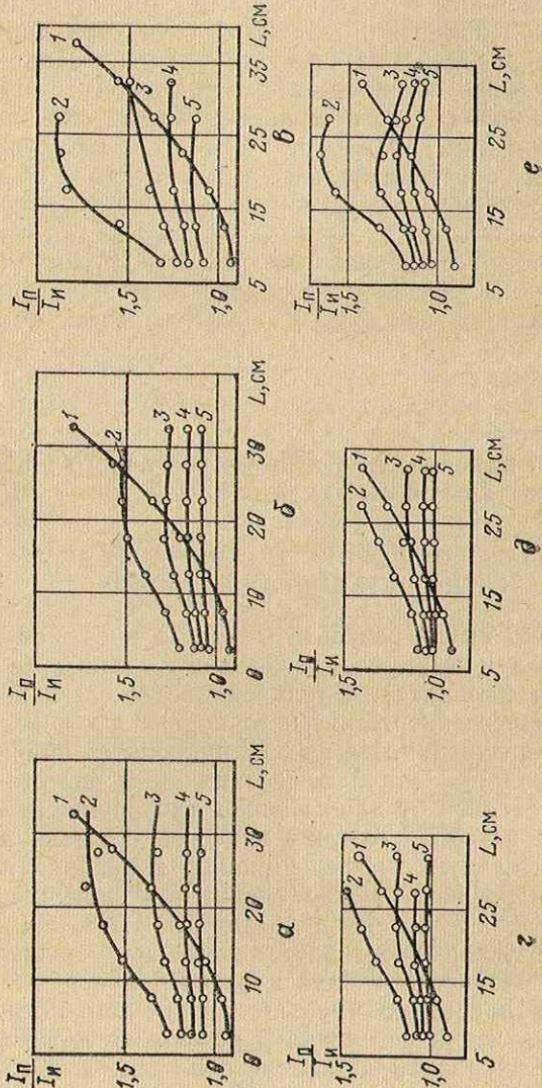
Результаты могут быть лучше при проведении измерений в скважинах меньшего диаметра (125—150 мм) или при увеличении диаметра корпуса прибора, например до 140 мм. Однако последнее приводит к заметному ухудшению эксплуатационной характеристики прибора, т. е. к потере основного преимущества систем без азимутальной коллимации излучения.

#### 19. ВЫБОР ПОРОГА ДИСКРИМИНАЦИИ РЕГИСТРИРУЕМОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Как показано выше, результаты ГГК зависят от объемной плотности пород и их минералогического состава (в основном от содержания кальцита). Влияние состава уменьшается при повышении нижнего энергетического порога дискриминации регистрируемого излучения. На рис. 27 приводятся кривые зависимости отношения показаний в песчаниках и известняках  $I_{\text{п}}/I_{\text{и}}$  одинаковой плотности от длины зонда для различных значений энергетических порогов. Там же нанесены кривые, характеризующие относительную дифференциацию показаний по плотности пород. Из графиков можно сделать следующие выводы:

- 1) относительная разница показаний в песчаниках и известняках растет с увеличением длины зонда и уменьшается с повышением энергетического порога регистрации;
- 2) различие показаний уменьшается с понижением углов коллимации излучения источника и регистрируемого излучения;
- 3) разница показаний в пересчете на изменение объемной плотности пород резко увеличивается с уменьшением  $L$ , хотя

Рис. 27. Отношение показаний  $I_{\text{п}}/I_{\text{н}}$  в пластах песчаника и известняка в зависимости от длины зонда,  $\theta$ , градус:  $a = \theta = 90^\circ$ ,  $b = e = 30^\circ$ ;  $a = e = 90^\circ$  — репериструемое излучение, не коллимируется,  $a$ , градус:  $6^\circ, \theta = 90^\circ, a, e = 90^\circ - 180^\circ$ ;  $I$  — дифференциация по плотности (отношение показаний в пластах с  $k_{\text{П}} = -20\%$  и 0); отношение  $I_{\text{п}}/I_{\text{н}}$  при  $E_{\text{п}}/\text{МэВ}$ :  $2 = 0, 3 = 0, 10, 4 = 0, 15, 5 = 0, 20$



относительное различие показаний становится меньше; причиной этого является более резкое понижение относительной дифференциации показаний по плотности пород с уменьшением  $L$ .

Приведенные материалы позволяют выбрать оптимальные пороги дискриминации излучения при ГГК-П и ГГК-М.

Плотностной гамма-гамма-каротаж. Выбор энергетического порога дискриминации излучения при плотностном ГГК всегда представляет компромиссное решение, так как при увеличении  $E_n$  уменьшается влияние состава пород, но одновременно резко падает скорость счета, что неприемлемо с точки зрения производительности работ. Поэтому нет единого мнения об оптимальной величине энергетического порога дискриминации при плотностном каротаже (рекомендуются  $E_n$  от 0,08—0,10 до 0,3—0,4 МэВ). Рис. 27 показывает, что при длине зонда  $L=30$ —35 см, источнике  $^{137}\text{Cs}$  и  $\Theta=60^\circ$  отсутствие данных о минералогическом составе пород приводит к погрешности определения плотности  $\Delta\rho_{об}=0,03$  г/см<sup>3</sup>, если выбран порог  $E_n=0,2$  МэВ,  $\Delta\rho_{об}=0,06$  г/см<sup>3</sup> при  $E_n=0,15$  МэВ,  $\Delta\rho=0,14$  г/см<sup>3</sup> при  $E_n=0,1$  МэВ и  $\Delta\rho_{об}=0,3$  г/см<sup>3</sup>, если регистрируется весь спектр излучения. При выборе порога дискриминации в области 0,15—0,20 МэВ и использовании зависимости от плотности, усредненной для песчаников и известняков, величина  $\Delta\rho_{об}$  за счет рассматриваемой причины составит на больших зондах  $\pm 0,02$  г/см<sup>3</sup>, что является вполне приемлемым. Еще лучшие результаты можно получить, коллимируя излучение источника под более острым углом (рис. 27,  $\partial$ ).

Однако этот вывод, справедливый для однозондовой установки, не может быть распространен на двухзондовые системы, в которых для учета глинистой корки используются показания малого зонда ( $L=12$ —15 см). Как следует из рис. 27, влияние минералогического состава пород, выраженное через изменение объемной плотности, резко возрастает с уменьшением размера зонда и составляет при указанных  $L$  и  $E_n=0,2$  МэВ около 0,3 г/см<sup>3</sup> (что отвечает изменению показаний до 7—8%).

Рассмотрим пути уменьшения влияния состава пород на результаты измерений двухзондовой системой.

Увеличение энергетического порога дискриминации излучения. Влияние состава пород на данные измерений уменьшается при повышении порога дискриминации, однако это сопровождается резким уменьшением скорости счета. Так, если угол коллимации излучения источника  $^{137}\text{Cs}$   $\Theta=-60^\circ$ , то при  $E_n=0,2$  и 0,3 МэВ скорость счета составляет, соответственно, 28 и 8% от всего потока. При  $\Theta=90^\circ$  и том же источнике излучение с энергией больше 0,3 МэВ практически не регистрируется. Поэтому рассматриваемый путь пригоден только для систем с малым  $\Theta$  (30—45°) и источником  $^{60}\text{Co}$ .

Выбор оптимальных параметров зондовой части прибора. Как показывают расчеты, влияние минера-

логического состава пород может быть уменьшено, если излучение источника коллимируется под углом  $\Theta=30^\circ$  и регистрируются гамма-кванты со стороны источника (угол  $\alpha=0-90^\circ$ ). В этом случае удовлетворительные результаты можно получить при  $E_p=0,2$  Мэв. Однако при указанных  $\Theta$  и  $\alpha$  необходимо применять зонды большой длины, что усложняет аппаратуру.

Использование индикаторов с различной спектральной характеристикой в каналах большого и малого зондов. Из анализа влияния погрешностей измерений (см. раздел 17) следует, что воздействие минералогического состава пород может быть частично скомпенсировано путем использования разных энергетических порогов дискриминации излучения в каналах большого и малого зондов. Эти пороги дискриминации должны быть выбраны так, чтобы относительное изменение показаний за счет рассматриваемого фактора по первому каналу было в 2—3 раза больше, чем по второму. Соответствующие значения  $E_p$  могут быть рассчитаны либо подобраны экспериментально. Этот путь наиболее экономичен, однако достаточно полная компенсация влияния состава пород достигается только в определенном диапазоне изменений объемной плотности и состава пород.

Гамма-гамма-каротаж по мягкой компоненте излучения. Рис. 27 показывает, что при регистрации полного спектра излучения, рассеянного в прибор, и  $\Theta=60^\circ$  относительная разница показаний в песчаниках и известняках на самых малых зондах составляет 25—30% и увеличивается с возрастанием  $L$  до 50—80%. Такая величина эффекта вполне достаточна для разделения пород по составу. На практике мягкая компонента излучения поглощается металлическим корпусом прибора, что приводит к уменьшению эффективности  $\varepsilon$  метода.

На рис. 28, а приведены рассчитанные методом Монте-Карло кривые ослабления потока гамма-излучения алюминиевой пластиной толщиной 8 мм и железной пластиной толщиной 5 мм. Поток излучения направлен под углом 45 и  $90^\circ$  к поверхности пластин. Видно, что при использовании стального корпуса с толщиной стенки 5 мм проходит всего 20—30% излучения с энергией 0,1 МэВ и около 50% с энергией 0,15 МэВ. Из этого

Таблица 10

$h_K$ , см	Индикатор без экрана			Индикатор с экраном		
	$I_1$	$I_2$	$I_1/I_2$	$I_1$	$I_2$	$I_1/I_2$
0	210	125	1,67	51	45	1,13
1	267	175	1,53	63	57	1,11
2	373	239	1,55	82	76	1,08

Примечание.  $I_1$  и  $I_2$  — показания, соответственно, в пластах корунда и мрамора, имп/мин.

следует, что применение таких корпусов приводит к резкому уменьшению чувствительности ГГК-М и поэтому не может быть рекомендовано. Корпус из алюминия с толщиной стенки 8 мм пропускает около 50% излучения с энергией 0,05 МэВ и практически не поглощает гамма-кванты с  $E > 0,1$  МэВ. Поэтому он может быть использован в аппаратуре ГГК-М.

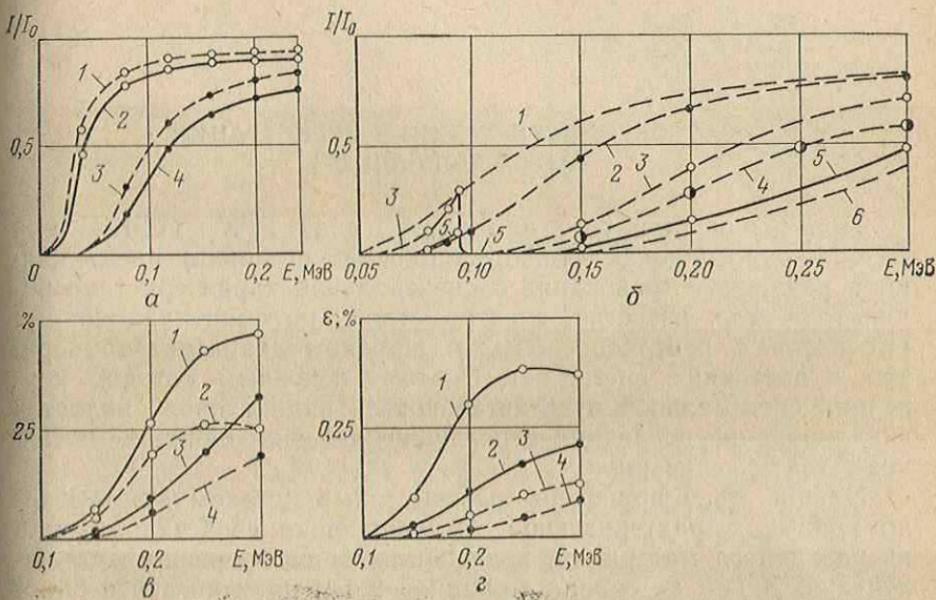


Рис. 28. Характеристика различных экранов и возможность корректировки спектральной чувствительности индикаторов.

*α* — поглощение излучения в пластинах алюминия толщиной 8 мм (1, 2) и железа толщиной 5 мм (3, 4), угол падения излучения, градус: 1, 3 — 90°, 2, 4 — 45°; 6 — поглощение в различных экранах, угол падения излучения 90°, 1 — железо,  $h=1$  мм, 2 — кадмий,  $h=2$  мм, 3 — свинец,  $h=1$  мм, 4 — свинец,  $h=1$  мм и кадмий,  $h=2$  мм, 5 — свинец,  $h=2$  мм, 6 — свинец,  $h=2$  мм и кадмий,  $h=2$  мм; *β* — спектральная характеристика сцинтилляционных счетчиков с экранами, размер кристаллов, мм: 1, 2 — 30, 3, 4 — 12, 1, 3 — свинец,  $h=1$  мм и кадмий,  $h=2$  мм; 2, 4 — свинец и кадмий,  $h=2$  мм; *γ* — то же, для счетчиков различных типов: 1, 2 — ВС, 3, 4 — МС, 1, 3 — свинец,  $h=2$  мм и кадмий,  $h=2$  мм, 2, 4 — свинец и кадмий,  $h=2$  мм

В табл. 10 даны результаты измерений зондом ГГК-29 с источником  $^{137}\text{Cs}$  и индикатором  $\text{NaI}(\text{TI})$  в модельных скважинах диаметром 190 мм, пересекающих пласты мрамора и корунда с объемной плотностью 2,7 г/см<sup>3</sup>. Излучение слабо коллимировано под углами, близкими к 90°. Корпус прибора выполнен из алюминия. В первой серии измерений индикатор экранировался свинцом толщиной 2 мм и кадмием толщиной 1 мм, во второй серии экран был снят. Разница показаний в пластинах при регистрации излучения индикатором без экрана составляет 55—70%, а с экраном — около 10%. Таким образом, эффект, связанный с изменением литологии пород в разрезах нефтяных скважин, может быть надежно зарегистрирован.

АППАРАТУРА ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖА

---

20. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИКИ РЕГИСТРАЦИИ  
ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ

При реализации того или иного вида ГГК (ГГК-П или ГГК-М, однозондовая или двухзондовая установка) предъявляются различные требования к спектральной характеристике индикатора. Как известно, спектрометров на сцинтилляционных индикаторах, работоспособных в широком диапазоне температур, в настоящее время нет. Поэтому основным методом коррекции спектральной чувствительности индикаторов является экранирование последних с целью исключения влияния мягкой компоненты излучения.

На рис. 28, б приведены рассчитанные методом Монте-Карло кривые, характеризующие поглощающие свойства экранов из различного материала, в зависимости от энергии гамма-излучения. Экран из свинца толщиной 2 мм практически не пропускает излучение с энергией ниже 0,15 МэВ за исключением узкого участка спектра около 0,08 МэВ. Кванты с такой энергией относительно свободно проходят через экран, так как коэффициент поглощения свинца при  $E=0,088$  МэВ резко уменьшается за счет обращения в нуль вероятности фотоэффекта на электронной  $K$ -оболочке атома. Для поглощения этого излучения целесообразно комбинировать свинцовые экраны с экранами из материала со средним значением  $Z$ , например олова или кадмия. Последние даже при малой толщине (1–2 мм) полностью поглощают излучение с энергией до 0,09–0,1 МэВ. Аналогичные результаты можно получить, комбинируя экраны из свинца и железа. Однако толщина железного экрана при этом должна составлять 8–10 мм, за счет чего значительно ослабляется регистрируемая жесткая компонента излучения. Характеристика комбинированных экранов приведена на рис. 28, б. В табл. 11 рассчитана относительная эффективность сцинтилляционных и газоразрядных экранированных индикаторов в интервалах  $E < 0,15$  и  $< 0,2$  МэВ. Видно, что экранированные счетчики практически не регистрируют излучение с  $E < 0,15$  МэВ. Из табл. 11 и рис. 28, в, г следует, что с помощью экранирования можно эффективно регулировать спектральную чувстви-

Таблица 11

Тип счетчика	Толщина экрана из свинца, мм	Толщина экрана из кадмия, мм	$I_1/I$	$I_2/I$
MC	1	2	0,18	0,03
MC	2	2	0,11	0,01
BC	1	2	0,25	0,042
BC	2	2	0,20	0,03
Сцинтиллятор, $d=3,6$ см	1	2	0,20	0,03
То же	2	2	0,10	0,01
Сцинтиллятор, $d=1,2$ см	1	2	0,24	0,035
То же	2	2	0,11	0,01

Примечание.  $I_1$  — излучение с энергией до 0,20 МэВ;  $I_2$  — то же, до 0,15 МэВ;  $I$  — все излучение с энергией до 0,30 МэВ.

тельность счетчика  $\varepsilon$ , т. е. изменять порог  $E_{\pi}$  в пределах от 0,05 МэВ (алюминиевый корпус прибора) до 0,2 МэВ (дополнительный экран из 2 мм свинца и 2 мм кадмия).

## 21. ОДНОЗОНДОВЫЕ ПРИБОРЫ ГГК

В 1958—1960 годах была выпущена небольшая партия приборов ГГК-057 и ГГК-057М [31]. Первый из них обеспечивает одновременную регистрацию диаграмм ГГК и ННК-Н, второй — только ГГК. Конструкция приборов в части, относящейся к ГГК, практически одинакова. Прибор состоит из корпуса с системой прижимных рычагов и электронной схемы с индикатором излучения, расположенных в корпусе и зондовой части. Корпус представляет собой стальную трубу диаметром 71 мм и толщиной стенки 7 мм, несущую пару неравноплечных рычагов, прижимающих прибор при спуске с усилием 150 Н и при подъеме — 350 Н. Нижняя часть трубы заканчивается патрубком под разрядный счетчик ВС-11, являющийся индикатором рассеянного излучения, и заключена в свинцовый экран, имеющий в сечении форму эллипса. Длина экрана составляет 70 см, в верхней его части на стороне, обращенной к стенке скважины, имеется окно, расположенное против индикатора. В нижней части экрана помещен источник  $^{137}\text{Cs}$ , против которого также находится окно. Излучение источника слабо коллимировано под средним углом  $60^\circ$ , регистрируемое излучение не коллимировано. Расстояние между источником и индикатором (длина зонда) 35 см. Относительная дифференциация показаний по плотности пород (отношение показаний в пластах объемной плотностью 2,0 и 2,7 г/см<sup>3</sup>) — около трех, глинистая корка толщиной 1 см изменяет показания так же, как уменьшение объемной плотности пород на 0,15 г/см<sup>3</sup>. Влияние состава пород исключается не полностью, что увеличивает погрешность определения объемной плотности пород, но уменьшает влияние литологии при оценке пористости карбонатных отложений.

Аппаратура РГП-1. Аппаратура РГП-1 (гамма-радиометр, плотностной), предназначенная для плотностного гамма-гамма-каротажа нефтяных скважин диаметром 195—300 мм и глубиной до 3000 м, разработана ВУФ ВНИИГеофизики совместно с Киевским опытно-конструкторским бюро геофизического приборостроения (ОКБ ГП) [2, 55]. В комплект аппаратуры входят: скважинный прибор, наземная измерительная панель радиоактивного каротажа (ИПРК), блок питания (универсальный каротажный выпрямитель УВК) и эталонировочное устройство.

#### *Техническая характеристика.*

1. Аппаратура позволяет одновременно регистрировать диаграмму гамма-каротажа и две диаграммы гамма-гамма-каротажа.

2. Скважинный прибор работает с трехжильным бронированным кабелем.

3. Диапазон рабочих температур скважинного прибора  $(-10 - +120)^\circ\text{C}$ , наземной панели  $(-10 - +40)^\circ\text{C}$ .

4. Предельное давление 60 МПа.

5. В аппаратуре используется источник гамма-излучения  $^{137}\text{Cs}$  активностью до 100 мг-экв Ra.

6. В качестве индикаторов излучения применены сцинтилляционные счетчики, состоящие из фотоумножителей ФЭУ-74 и детекторов NaI(Tl) в термостойкой упаковке.

7. Усилие прижима прибора к стенке скважины  $500 \pm 100$  Н.

8. Наибольший поперечный размер скважинного прибора при сложенных рычагах 140 мм.

9. Длина прибора 340 см, масса 120 кг.

*Зондовая часть прибора.* Схема зондовой части приведена на рис. 29. Излучение источника и регистрируемое излучение коллимированы. Для коллимации и защиты индикаторов от прямого фона источника применены экраны из псевдосплава вольфрама с медью (плотность 18,5 г/см<sup>3</sup>). Длина зондов (расстояние между источником и серединами индикаторов) выбрана равной 15,5 и 36 см. С целью исключения влияния состава пород выбраны разные пороги дискриминации излучения по каналам большого и малого зондов. Схема прибора работает в режиме плато, регулировка порогов осуществлена экранированием сцинтилляционных детекторов. С этой целью применены комбинированные экраны из слоев свинца и кадмия (1 мм Pb и 1 мм Cd в канале большого зонда; 2 мм Pb и 2 мм Cd в канале малого зонда). Для обеспечения безопасности работ с прибором использовано гидравлическое реле, обеспечивающее экранирование источника на поверхности и перемещение его в рабочее положение под действием гидростатического давления при спуске в скважину [19].

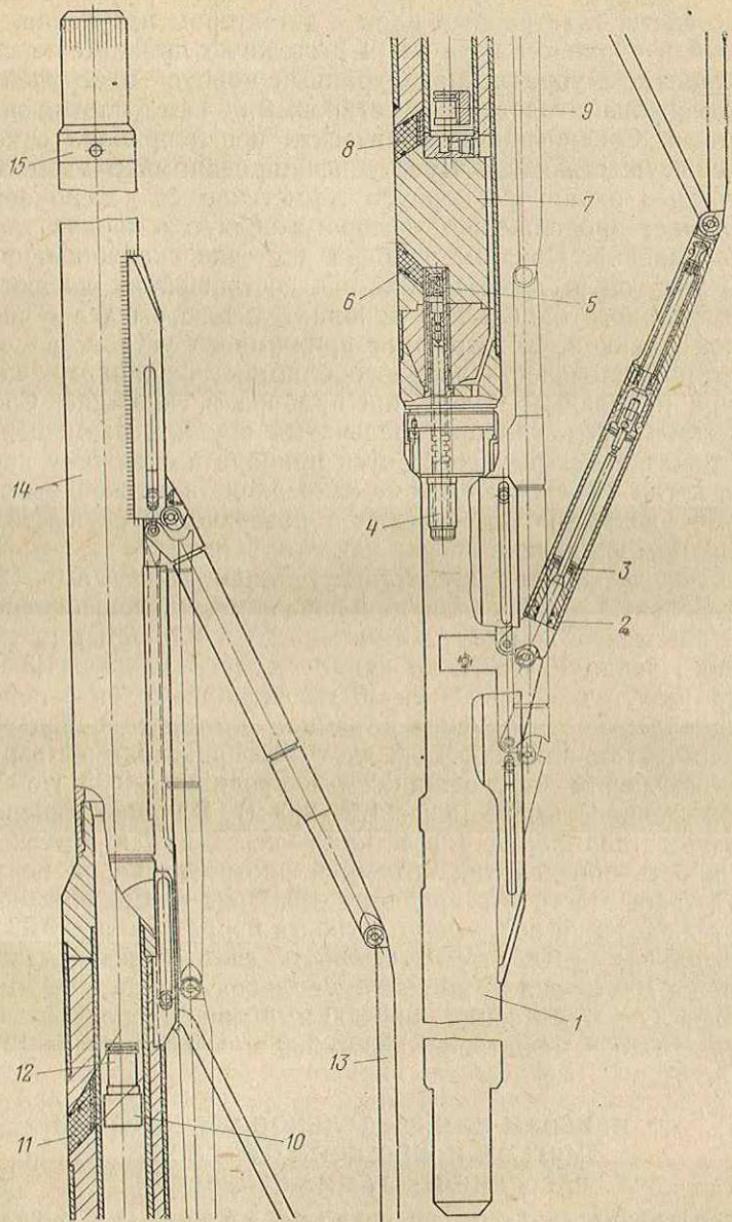


Рис. 29. Прибор РГП-1.

1 — корпус исполнительного механизма; 2, 13 — прижимная система; 3 — пружина; 4 — шток источника; 5 — источник; 6 — коллимационное окно источника; 7 — экран; 8, 11 — коллимационные окна индикаторов; 9, 12 — индикаторы; 10 — дополнительный экран; 14 — корпус электронной схемы; 15 — головка прибора

*Конструкция прибора.* Скважинный прибор включает зондовую часть, электронный блок с детектором излучения, размещенnyй в охранном корпусе, и рычажную прижимную систему с механизмом управления. Охранный корпус в верхней части герметизирован головкой с резиновыми самоуплотняющимися кольцами. Соединение электрических цепей прибора с жилами кабеля осуществляется через унифицированный разъем. С нижней частью охранного корпуса герметично сочленено зондовое устройство, продолжением которого является корпус механизма управления. Прижим прибора к стенке скважины производится упругой рычажной системой, состоящей из основных рычагов, упорного башмака и дополнительного рычага с соединительной планкой. Конструкция прижимного устройства обеспечивает параллельность упорного башмака охранному корпусу прибора при любом положении прибора в скважине. Силовым элементом служит набор тарельчатых пружин, размещенных в полости основных рычагов. Спуск прибора в скважину производится, когда рычажная система закреплена в сложенном состоянии. Ее раскрытие по команде с поверхности осуществляется механизмом управления перед началом записи.

*Геофизическая характеристика аппаратуры РГП-1* [2, 28]. Относительная дифференциация показаний (отношение показаний в пластах объемной плотностью 2,0 и 2,7 г/см<sup>3</sup>) по каналу большого зонда ГГК 3,5, по каналу малого зонда — 1,3. Влияние промежуточной среды на 10 мм толщины слоя в пересчете на эквивалентное изменение объемной плотности пород составляет, соответственно, 0,1 и 0,3 г/см<sup>3</sup>. Воспроизводимость результатов измерений в скважинах — в среднем  $\pm 0,02$  г/см<sup>3</sup> (по пластам мощностью не менее 1,5—2,0 м). Влияние минералогического состава пород (известняк — песчаник) в пересчете на погрешность определения объемной плотности пород по усредненной зависимости — в пределах  $\pm 0,02$  г/см<sup>3</sup>. Средняя погрешность определений объемной плотности пород равна  $\pm 0,03$  г/см<sup>3</sup>; максимальная  $\pm 0,05$  г/см<sup>3</sup>. Скорость счета при активности источника 100 мг-экв Ra по каналу большого зонда 5000 имп/мин и по каналу малого зонда — 20 000 имп/мин. Скорость регистрации диаграмм в масштабе 1 : 500—500 м/ч, в масштабе 1 : 200—200 м/ч.

### 23. ПРИБОРЫ ДЛЯ РАЗДЕЛЬНОЙ РЕГИСТРАЦИИ МЯГКОЙ И ЖЕСТКОЙ КОМПОНЕНТ РАССЕЯННОГО ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ

Двухканальный прибор с зондами большой длины и коркометром. Прибор разработан в 1966 году и испытан примерно на 30 скважинах Башкирии, Белоруссии и Тюменской области (отдельные примеры приведены в главе VI). По конструкции прибор близок к прибору РГП-1. В отличие от последнего индикаторы и электронные блоки каналов

ГГК-П и ГГК-М размещены в двух отдельных корпусах, расположенных симметрично относительно оси зондовой части прибора на одинаковом расстоянии от поверхности основного экрана, прижимаемой к стенке скважины. Против каждого индикатора в экране имеется коллимационное окно. Индикаторы сцинтилляционные, детектор канала ГГК-П экранирован 1 мм свинца и 1 мм кадмия. Длина зондов ГГК-П и ГГК-М одинакова и равна 35 см. Для измерения толщины глинистой корки используется коркомер, дисковый нож которого, вращающийся в прорези экрана между коллимационными окнами источника и индикаторов, прижимается дополнительной пружиной к стенке скважины. Прижимное устройство такое же, как в приборе РГП-1, но без механизма управления.

*Геофизическая характеристика прибора.* При толщине глинистой корки до 20 мм ее влияние, выраженное через погрешность оценки объемной плотности, примерно одинаково для обоих каналов и составляет около  $0,07 - 0,10 \text{ г}/\text{см}^3$  на 10 мм корки, или почти в 2 раза меньше, чем для прибора ГГК-057. Изменение литологии пород (песчаник — известняк) почти не влияет на показания плотностного канала и изменяет показания второго канала на 30—40%. Существенным является то, что глинистая корка практически не влияет на результаты оценки литологии пород. Относительная дифференциация показаний по обоим каналам при изменении плотности пород в пределах  $2,7 - 2,1 \text{ г}/\text{см}^3$  составляет около 3,5.

Двухканальный прибор с зондами малой длины. В канале прибора, регистрирующем мягкую компоненту излучения, применяется счетчик МС-4, а во втором канале (жесткая компонента) — два счетчика ВС-4, экранированных 2 мм свинца и 2 мм кадмия. Счетчики заключены в корпус с толщиной стенки 8 мм из сплава Д-16Т. Корпус помещен в свинцовый экран, имеющий в сечении форму эллипса размерами  $120 \times 90 \text{ мм}$ . На поверхности экрана, прижимаемой к стенке скважины, сделаны заполненные полиэтиленом окна, расположенные против счетчиков. Счетчики МС-4 и ВС-4 расположены рядом на одинаковом расстоянии от источника; первый помещен ближе к коллимационному окну. Для защиты индикаторов от прямого фона источника использован свинцово-вольфрамовый экран. Излучение источника коллимируется под углом  $45^\circ$  по направлению к счетчикам. Такой угол, не являющийся оптимальным с точки зрения оценки состава пород, был выбран для повышения скорости счета. Источник  $^{137}\text{Cs}$  помещается в нижней части свинцового экрана; для обеспечения безопасности использовано гидравлическое реле (такое же, как в приборе РГП-1). Электронная схема стандартная; размещена в стальном корпусе, являющемся продолжением алюминиевого корпуса счетчиков. Прибор снабжен прижимным устройством. Примеры измерений приведены в главе VI.

## ГЛАВА V

# МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ПЛОТНОСТНОГО ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖА

---

### 24. РЕГИСТРИРУЕМЫЙ ПАРАМЕТР И ЭТАЛОННИРОВАНИЕ АППАРАТУРЫ ГГК

Результаты ГГК, получаемые на скважинах, выражаются через скорость счета, т. е. не отражают непосредственно какой-либо физической характеристики пород, как при использовании других видов промыслового-геофизических исследований (кажущееся и удельное сопротивление при электрокаротаже, скорость распространения упругих волн при акустическом каротаже, время жизни тепловых нейтронов при импульсном нейтрон-нейтронном каротаже и т. п.). Это является крупным недостатком техники реализации метода ГГК, свойственным также и другим стандартным методам радиоактивного каротажа.

Переход от показаний ГГК к физическим параметрам пород производится путем их сравнения с показаниями в моделях скважин, пересекающих пласты с определенными и известными свойствами. Для исключения влияния изменений активности источника, эффективности индикаторов и небольших вариаций геометрии зонда используются не сами показания, а их отношение к показаниям в эталонировочном устройстве. К настоящему времени предложен ряд способов эталонирования аппаратуры ГГК, различающихся по месту проведения (на базе или непосредственно на скважине), числу эталонных точек (одна или несколько) и конструкции эталонировочных устройств. Последние можно разделить на следующие виды:

- 1) системы с геометрией, близкой к реальной, имитирующими скважину, пересекающую пласт с известной плотностью;
- 2) упрощенные системы для прижимных приборов с азимутальной коллимацией излучения, представляющие собой полупласти с известной плотностью;
- 3) системы по отраженному гамма-излучению с воздушным зазором между зондом и эталонной средой;
- 4) комбинированные многослойные системы.

Реальная геометрия. Моделируется скважина, пересекающая пласт с заданной объемной плотностью. Оптимальный диаметр скважины — 190 мм. Наиболее доступным мате-

риалом для пласта является кварцевый песок, насыщенный водой (объемная плотность 2,03—2,10 г/см<sup>3</sup>). Второй эталонной точкой может служить блок из мрамора, в котором пробурена скважина указанного диаметра.

Полупласт. Полупласт представляет собой блок из материала с известной объемной плотностью (рис. 30). Размеры блока выбираются исходя из параметров зонда, определяющих глубинность исследований. В верхней части блока по его длине делается выемка по форме зондовой части прибора. Резуль-

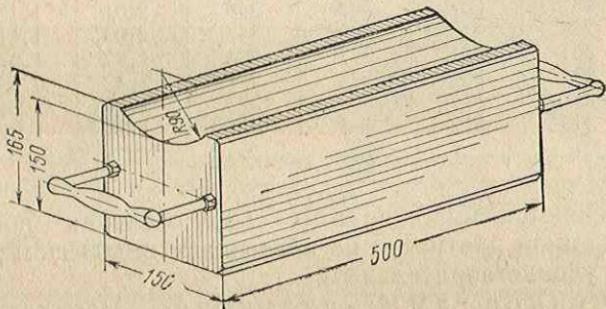


Рис. 30. Эталонировочное устройство (полупласт) для аппаратуры РГП-1.

таты измерений близки к показаниям в скважине при той же плотности пород. Блоки могут изготавливаться из бетона (цемент с кварцевым песком) объемной плотностью 2,1 г/см<sup>3</sup>, первичного алюминия А-1 объемной плотностью 2,7 г/см<sup>3</sup> или из других материалов. Следует отметить, что из-за малого значения  $Z/A$  алюминий плотностью 2,7 г/см<sup>3</sup> эквивалентен песчанику или известняку плотностью 2,59 г/см<sup>3</sup>.

Полупласт из бетона предложен в 1959 году и широко опробован в 1959—1963 годах аппаратурой ГГК-057 [31]. Размеры полупласта 600×400×250 мм, масса 60 кг. Точность эталонирования в пересчете на ошибку оценки объемной плотности пород для однозондового прибора с неколлимированным излучением составила в среднем до  $\pm 0,03$  г/см<sup>3</sup>, что можно считать удовлетворительным.

В табл. 12 приведены результаты измерений прибором РГП-1 с коллимацией излучения на эталонировочном блоке из алюминия (см. рис. 30) и в реальной геометрии (пласт объемной плотностью 2,25 г/см<sup>3</sup>, диаметр скважины 190 мм), иллюстрирующие влияние небольших изменений углового распределения излучения источника, вызванного перемещением последнего в пределах коллимационной щели. Из табл. 12 следует, что перемещение источника на 1,4 см от начального положения скаживается примерно одинаково на показаниях в эталонировочном устройстве и в пласте. В результате относительные пока-

Таблица 12

Смещение источника, см	Показания прибора						$\rho_{об}$ , г/см <sup>3</sup>	
	при эталонировании имп/мин		в пласте, пересеченном скважиной ( $\rho_{об}=2,25$ г/см <sup>3</sup> ), имп/мин		относительные в пласте			
	1	2	1	2	1	2		
0	225	274	507	305	1,98	1,11	2,25	
0,2	253	285	540	322	2,16	1,13	2,23	
0,4	281	308	564	348	2,01	1,13	2,28	
0,6	289	312	589	347	2,03	1,11	2,26	
0,8	301	331	577	354	1,92	1,07	2,27	
1,0	294	334	534	331	1,82	0,99	2,23	
1,2	291	311	509	323	1,75	1,04	2,28	
1,4	268	312	483	314	1,80	1,01	2,23	

Примечание. 1 — большой зонд; 2 — малый зонд.

зания изменяются мало, поэтому максимальная погрешность оценки объемной плотности не превышает  $\pm 0,03$  г/см<sup>3</sup>, что можно считать удовлетворительным.

Отраженное гамма-излучение. Параллельно зонду прибора со стороны коллимационных окон помещается металлическая пластина, например из алюминия, толщиной 10—40 мм, длиной на 10—15 см больше длины зонда и шириной 15—20 см. Расстояние между пластиной и поверхностью зондовой части выбирается в пределах 5—20 см в зависимости от требуемой скорости счета и длины зонда ГГК и сохраняется в дальнейшем постоянным. Такая система была использована в 1958 году для эталонирования прибора ГГК-057 и дала хорошие результаты. При использовании аппаратуры с коллимацией излучения при неточной установке источника угловое распределение излучения, направленного на пластину, может меняться, что должно приводить к изменениям скорости счета. Второй причиной возможных погрешностей является неточность установки пластины относительно зондовой части прибора.

Исходя из опыта можно считать, что при массовых измерениях разными экземплярами приборов и источников за счет небольших различий размеров отдельных узлов, неравномерности распределения активного материала в ампуле источника и не полной воспроизводимости положения ампулы в коллимационном окне при повторных сборке и разборке прибора расположение излучателя фиксируется в приборе с погрешностью  $\pm 0,2$ —0,3 см. Точность установки пластины над зондовым устройством в производственных условиях при работе с разными комплектами приборов на скважинах вряд ли может быть больше 0,15—0,20 см, особенно в осенне-зимний период.

На рис. 31 изображены кривые зависимости скорости счета прибора РГП-1 от расстояния  $R_3$  между внешней поверхно-

стью зондовой части прибора и алюминиевой пластиной толщиной 30 мм при различных положениях источника в коллимационном окне ( $\pm 0,4$  см от среднего через 0,2 см). Судя по рис. 31, б, для малого зонда оптимальным является расстояние  $R_a=8,5-9$  см, при котором показания мало зависят от положения источника (примерно 1,5% на 0,4 см). Рис. 31, а показы-

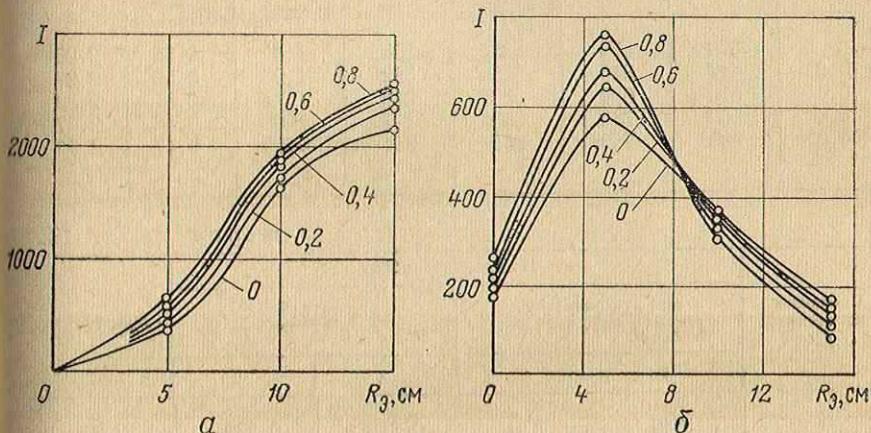


Рис. 31. Зависимость показаний от расстояния между эталонной пластиной и прибором РГП-1 при различном положении источника.  
а — большой зонд; б — малый зонд; шифр кривых — смещение источника относительно крайнего положения, см

вает, что при таком значении  $R_a$  изменение положения источника на  $\pm 0,4$  см вызывает изменение показаний большого зонда на  $\pm 10\%$  (около 2,5% на 0,1 см), что неприемлемо. Изменениям  $R_a$  на 0,1 см отвечают при этом изменения показаний примерно на 2%. Важно отметить, что при увеличении  $R_a$  показания большого зонда уменьшаются, а малого — увеличиваются, т. е. имеет место наименее благоприятный случай, когда погрешности коррелируются, но имеют разный знак (см. раздел 17).

В табл. 13 приведены значения объемной плотности пласта, определенные по эталонированным показаниям РГП-1 при различном положении источника в коллимационном окне. Из табл. 13 следует, что при  $R_a=5$  см погрешность оценки плотности достигает 0,05 г/см<sup>3</sup> при перемещении источника на 0,2 см. При этом влияние неточной установки пластины примерно в 3 раза больше, чем при  $R_a=8-10$  см. Поэтому суммарную погрешность оценки объемной плотности пород за счет эталонирования прибора РГП-1 с помощью рассматриваемой системы можно считать близкой к  $\pm 0,1$  г/см<sup>3</sup>. При увеличении  $R_a$  до 10 см погрешности оценки плотности пород за счет неточной установки источника растут из-за разного знака ошибок по большому и малому зондам. Таким образом, использование

Таблица 13

Смещение источника, см	Показания прибора						$\rho_{об}$ , г/см <sup>3</sup>	
	при эталонировании ( $R_3=5$ см), имп/мин		в пласте, пересечном скважиной ( $\rho_{об}=2,25$ г/см <sup>3</sup> ), имп/мин		относительные в пласте			
	1	2	1	2	1	2		
0	370	575	523	305	1,41	0,53	2,25	
0,2	440	645	556	322	1,26	0,50	2,27	
0,4	510	680	580	348	1,14	0,51	2,32	
0,6	560	730	605	347	1,08	0,48	2,37	
0,8	600	760	593	354	0,99	0,47	2,39	

Продолжение табл. 13

Смещение источника, см	Показания прибора						$\rho_{об}$ , г/см <sup>3</sup>	
	при эталонировании ( $R_3=10$ см), имп/мин		относительные в пласте					
	1	2	1	2	1	2		
0	1640	370	0,318	0,839			2,25	
0,2	1750	360	0,318	0,900			2,37	
0,4	1860	350	0,310	0,990			2,58	
0,6	1900	330	0,318	1,050			2,70	
0,8	1940	310	0,305	1,140			2,90	

Примечание. 1 — большой зонд; 2 — малый зонд.

системы по отраженному излучению для эталонирования двухзондовой аппаратуры с коллимацией излучения нецелесообразно.

Многослойные системы. Эти системы являются комбинацией эталонировочного устройства, работающего по отраженному излучению, и экрана из материала с большой плотностью и большим Z (железа, свинца), перемещающегося в пространстве между зондовой частью прибора и эталонировочной пластиной из алюминия (рис. 32, а). Изменяя положение экрана, можно регулировать долю излучения, попадающего в детектор, т. е. имитировать изменение кажущейся объемной плотности эталона, получая при эталонировании несколько точек. Таким же образом может быть использована комбинация из двух алюминиевых блоков, один из которых контактирует с зондовой частью прибора, а второй располагается над первым. Подвижный экран в этом случае помещается между блоками (рис. 32, б). Для оценки влияния неточной установки источника были проведены измерения прибором РГП-1 в устройстве, состоящем из двух алюминиевых блоков размером 500×150×50 мм, один из которых имел выемку по форме зондовой ча-

сти прибора, а второй располагался над первым на расстоянии 1 см. В зазоре между блоками помещался подвижный стальной экран толщиной 10 мм.

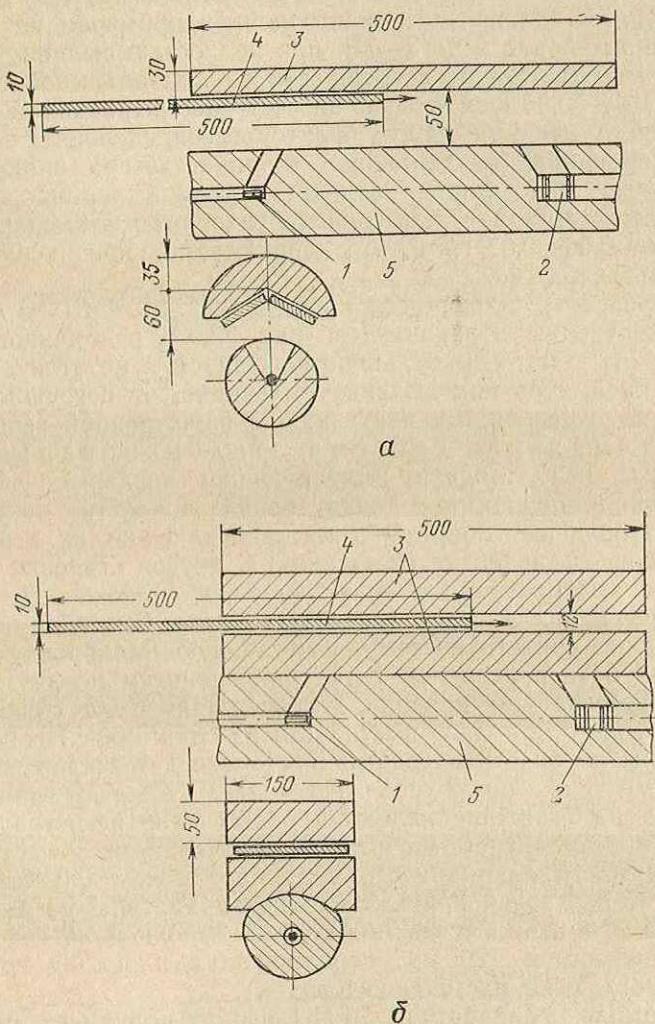


Рис. 32. Комбинированные эталонировочные устройства.  
1 — источник; 2 — индикатор; 3 — алюминий; 4 — железный экран;  
5 — экран из свинца в приборе

Полученные данные показывают, что конфигурация кривых в промежуточных точках очень сильно зависит от положения источника и поэтому система не может быть использована для получения нескольких точек кажущейся плотности при этало-

нировании прибора с коллимацией излучения. Более стабильны крайние точки, соответствующие полностью выдвинутому и полностью введенному экрану. Однако и в этом случае изменение положения источника на  $\pm 0,4$  см влечет изменение показаний по каналам большого и малого зондов примерно на 10% при введенном экране и на 3—7% при полностью выдвинутом экране. Это соответствует погрешности оценки объемной плотности пород 0,04—0,05 г/см<sup>3</sup> только за счет рассматриваемой причины. При учете влияния других факторов, определяющих точность эталонирования (неодинаковая толщина зазора и экрана для различных экземпляров устройств, люфт экрана в зазоре и т. п.), суммарная погрешность, вносимая эталонированием, составит 0,06—0,07 г/см<sup>3</sup>, что неприемлемо при исследовании нефтяных скважин.

Устройства, являющиеся комбинацией системы по отраженному излучению и экрана (см. рис. 32, а), рекомендованные в работе [3], дают еще большую погрешность, не отличающуюся, по крайней мере при выдвинутом экране, от погрешностей системы по отраженному излучению, рассмотренной выше.

Оптимальная система эталонирования аппаратуры ГГК. Модели, имитирующие реальные скважины, являются наилучшими с точки зрения точности результатов. Однако большие габариты и масса исключают их использование непосредственно на скважинах. С другой стороны, эталонирования аппаратуры только на базе недостаточно для получения материалов высокого качества. Исходя из этого оптимальной можно считать систему, сочетающую калибровку аппаратуры на базе в реальной геометрии минимум по двум точкам с эталонированием прибора непосредственно на скважине по одной точке с помощью полупластика из алюминия. Проверка аппаратуры на базе необходима при смене детекторов излучения и ФЭУ, а также после любого ремонта. Целью эталонирования прибора на скважине являются обеспечение регистрации диаграмм в стандартном масштабе и проверка их качества. При необходимости алюминиевый полупласт может служить в качестве второй точки при калибровке аппаратуры на базе (первой точкой в этом случае может быть заполненная водой скважина диаметром 190 мм, пересекающая пласт из насыщенного кварцевого песка, насыщенного водой).

В комплект аппаратуры РГП-1 входит полупласт, представляющий собой блок из первичного алюминия размерами 150×150×500 мм с выемкой для зондовой части прибора на протяженной стороне (см. рис. 30). Этalonирование прибора производится перед спуском в скважину; показания в эталонировочном устройстве записываются на диаграмме в течение 2—3 мин. При этом масштаб записи устанавливается так, чтобы отклонение блика гальванометра канала малого зонда было равным 10 см, а канала большого зонда — 7,5 или 5 см. После

этого прибор опускается в скважину. Запись производится на той же ленте обязательно без изменения масштаба.

## 25. ФОРМА КРИВЫХ ГГК НА ГРАНИЦАХ ПЛАСТОВ, ИХ ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА МОЩНОСТИ

На рис. 33 приведены кривые ГГК, рассчитанные методом Монте-Карло для прижимного прибора (см. рис. 9, г, геометрия 2) и скважины диаметром 190 мм, пересекающей два пласта бесконечной мощности, между которыми расположен пласт с мощностью 50 см иной плотности. В табл. 14 приведено расстояние в сантиметрах от источника до точки записи, находящуюся

Таблица 14

Длина зонда, см	Расстояние от источника до точки записи, см			
	Плотный пласт		Пористый пласт	
	1	2	1	2
10—15	8	7	6	9
15—20	12	9	9	12,5
20—25	14	12,5	12	12,5
25—30	17	16	15	19

Примечание. 1, 2 — положение точки записи при пересечении, соответственно, нижней и верхней границ пласта.

щейся между источником и индикатором, при выделении плотного пласта мощностью 50 см между двумя пористыми и пористого пласта той же мощности между двумя плотными. Из табл. 14 следует, что точку записи можно считать постоянной точкой зонда, расположенной примерно на его середине.

В табл. 15 приведены значения кажущейся мощности ( $H_{\text{каж}}$ ) среднего пласта, определенной по протяженности аномалии между точками кривой, отмечаемыми полусуммой показаний в самом пласте и во вмещающих породах. Там же под-

Таблица 15

Длина зонда, см	$H_{\text{каж}}$ , см		$H_{\text{мин}}$ , см	
	Плотный пласт	Пористый пласт	Плотный пласт	Пористый пласт
10—15	48	52	15	15
15—20	47	53	23	20
20—25	48	49	25	25
25—30	48	55	36	32

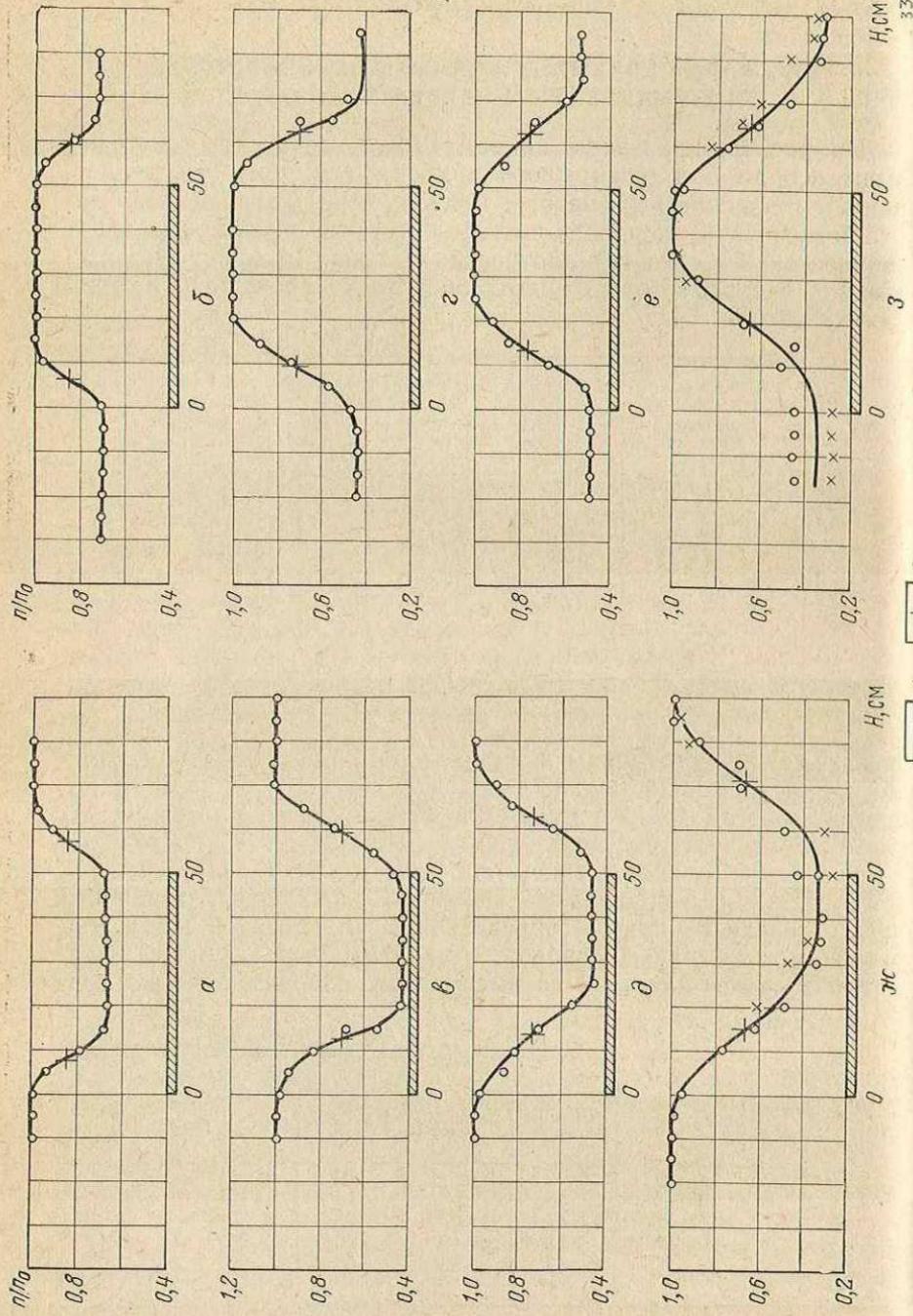


Таблица 16

считаны значения минимальной мощности пласта ( $H_{\min}$ ), который может быть выделен такими же показаниями, как пласт бесконечной мощности. Видно, что кажущаяся мощность пласта для всех зондов с точностью до 5 см равна истинной. Минимальная мощность пласта, выделяемого

на диаграмме такими же показаниями, как пласт бесконечной мощности с той же плотностью, примерно равна полной длине зонда (расстояние между источником и верхним концом индикатора). Таким образом, по диаграммам ГГК могут изучаться пласти мощностью до 20—40 см.

Приведенные данные отвечают случаю, когда величина  $v\tau$  ( $v$  — скорость измерений,  $\tau$  — постоянная времени интегрирующей ячейки) близка к нулю. Так как на практике это условие не соблюдается, конфигурация кривых искажается, а минимальная мощность пласта, выделяющегося такими же показаниями, как пласт бесконечной мощности, увеличивается на величину  $\Delta H$ . В табл. 16 приведены значения  $\Delta H$  для разных значений  $v\tau$ . Они подсчитаны исходя из условия, что измеряемая величина  $I$  будет отличаться от значений  $I$  при  $v\tau=0$  не более чем на 2%. Из табл. 16 следует, что при скорости измерений  $v=60$ — $70$  м/ч и  $\tau=3$  с зондом длиной 30 см может быть правильно определена количественная характеристика пластов мощностью более 50 см, а при  $v=170$  м/ч и  $\tau=3$  с — более 85 см.

Границы пластов за счет влияния рассмотренного фактора при их определении по полу сумме показаний оказываются смещеными в направлении движения прибора. Поэтому на практике их целесообразно отмечать по началу спада (подъема) кривой с поправкой, равной половине длины зонда, в сторону меньших глубин при подъеме прибора.

При интерпретации показания усредняются по однородному интервалу. Если мощность пласта близка к  $H_{\min}$ , отсчет берется по экстремальным участкам равных показаний мощностью не менее 20—30 см. Показания, выраженные на диаграмме остро-

Рис. 33. Конфигурация кривых ГГК на границах пласта.

*a, b, d, ж* — пласт большой плотности между двумя пластами малой плотности; *б, г, е, з* — пласт малой плотности между двумя пластами большой плотности; длина зонда, см: *a, б* — 10—15, *в, г* — 15—20, *д, ж* — 20—25, *е, з* — 25—30; точка записи отнесена к источнику, находящемуся справа от индикатора; *1* — пласт мощностью 50 см; *2* — полу сумма показаний в пласте и вмещающих породах.

конечными пиками, использовать для количественной интерпретации нельзя. Наиболее удобно брать отсчет в миллиметрах, так как это существенно облегчает дальнейшие расчеты.

## 26. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОД

Однозондовые системы ГГК-П. На рис. 34 приводится кривая  $I/I_{3\pi} = f(\rho_{об})$  для однозначного прибора ГГК-057, построенная по результатам работ на моделях и проверенная в трех точках (ангибитры —  $\rho_{об}=2,93 \text{ г}/\text{см}^3$ , плотные известняки —  $\rho_{об}=2,67 \text{ г}/\text{см}^3$ , каменная соль —  $\rho_{об}=2,23 \text{ г}/\text{см}^3$ ). На гра-

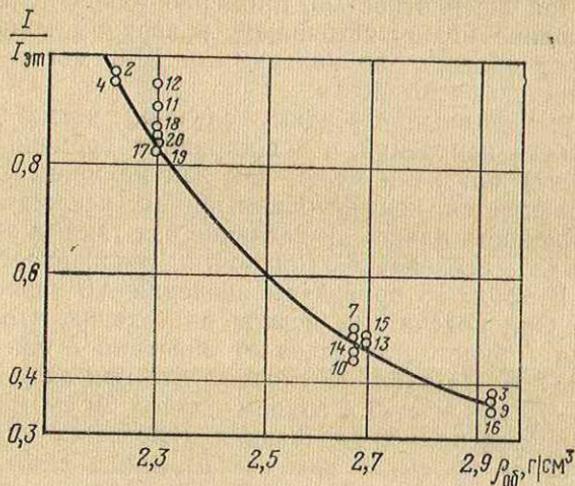


Рис. 34. Сопоставление зависимости  $I/I_{3\pi} = f(\rho_{об})$  для однозондового прибора ГГК-057 с показаниями в эталонных пластах.

2, 4 — каменная соль; 11, 12, 17—20 — песчаники; 7, 10, 13—15 — плотные известняки; 3, 9, 16 — ангидриты.

фике нанесены также точки, соответствующие пластам песчаников девона (Туймазинское месторождение), средняя пористость которых составляет 22% (объемная плотность  $2,3 \text{ г}/\text{см}^3$ ). Точки, отвечающие первым трем группам пластов, хорошо ложатся на кривую. Точки, характеризующие пласти песчаника, располагаются в основном выше кривой, что объясняется влиянием глинистой корки, толщина которой в выбранных пластах заметно различается.

Процесс определения объемной плотности в этом случае сводится к сопоставлению относительных показаний в исследуемых и эталонных пластах. Этот способ дает удовлетворительные результаты при отсутствии глинистой корки в исследуемой части разреза и ровном рельефе стенки скважины. Такие условия ха-

рактерны для скважин, пробуренных на нефтеэмulsionном растворе или на воде.

Двухзондовые системы ГГК-П. Схема сопоставления показаний большого и малого зондов приведена на рис. 35. Кривая  $\rho$  соответствует случаю, когда промежуточный слой отсутствует и меняется только объемная плотность пород. При толщине слоя  $h_k$  и плотности  $\rho_k$  относительные показания канала малого зонда в пересчете на объемную плотность пород увеличиваются более, чем относительные показания канала большого зонда. За счет этого точки, соответствующие определенной плотности пород  $\rho_p$  и различным значениям  $h_k$  и  $\rho_k$ , располагаются на одной кривой до тех пор, пока толщина слоя остается меньшей  $h'$ . При  $h > h'$  показания канала малого зонда становятся близкими к показаниям в пласте плотностью  $\rho_k$ , т. е. точки начинают приближаться к кривой  $\rho$  по направлениям  $h_1$ ,  $h_2$  и  $h_3$  в зависимости от плотности слоя  $\rho_1$ ,  $\rho_2$  и  $\rho_3$ . Значения  $h'$  характеризуют максимальную толщину слоя, которая может учитываться без привлечения дополнительных данных. Практически рабочей является область вдоль кривой, ограниченная на рис. 35 пунктиром и отвечающая данному значению  $\rho_p \pm \delta\rho$  ( $\delta\rho$  — допустимая

погрешность оценки плотности пород). Такой же характер имеют кривые  $h'$  для других значений  $\rho_p$ . Система кривых  $h'$  для нужного диапазона  $\rho_p$  вместе с кривой  $\rho$  образуют палетку, с помощью которой определяется объемная плотность пород.

Рассмотренная схема соответствует случаю, когда скважина заполнена нормальным буровым раствором без утяжелителей, включающих элементы с большим  $Z$  (барит). Для скважин с баритовым раствором кривые  $H$  располагаются левее линии  $\rho$  и направлены при увеличении  $h$  влево и вниз. В остальном картина такая же, как на рис. 35.

## 27. ПАЛЕТКИ «ПОКАЗАНИЯ — ОБЪЕМНАЯ ПЛОТНОСТЬ ПОРОД» ДЛЯ АППАРАТУРЫ РГП-1 И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ

Палетки. Основой для построения палеток послужили результаты измерений на моделях ВУФ ВНИИГеофизики (см.

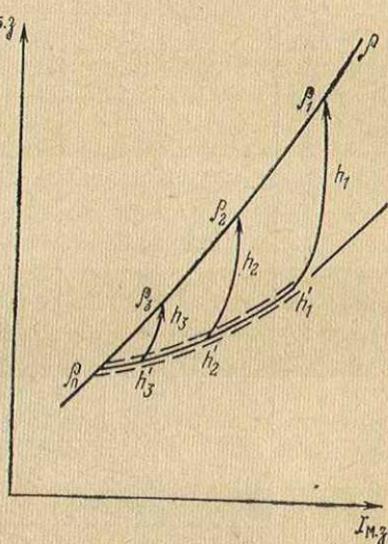


Рис. 35. Схема совместной интерпретации результатов измерений двумя зондами разной длины.  
Показания:  $I_{m.z}$  — малого зонда,  
 $I_{b.z}$  — большого зонда

раздел 1) и в небольшом объеме на моделях Нижне-Волжского научно-исследовательского института геологии и геофизики (НВ НИИГГ). С целью упрощения контроля качества эталонирования и обеспечения возможности использования в необходимых случаях способа опорных горизонтов для обеих осей палеток выбран логарифмический масштаб. В комплект входят три палетки: для карбонатных пород (№ 1), песчаников (№ 2) и

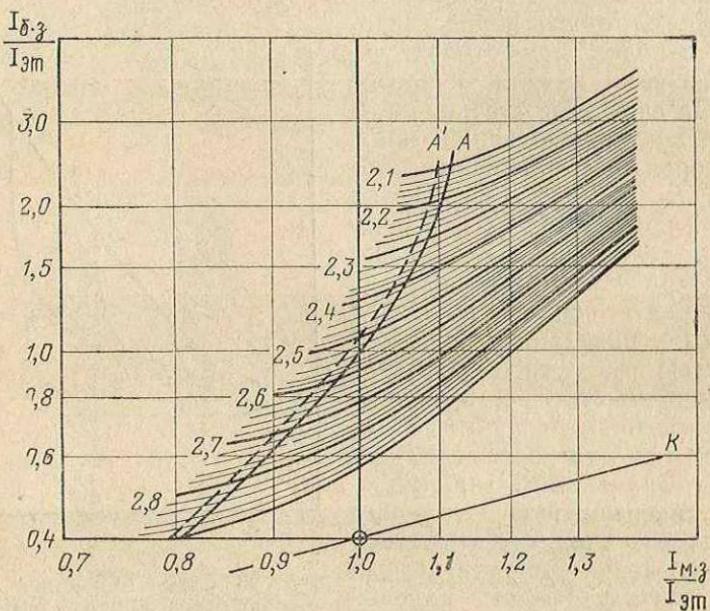


Рис. 36. Палетка показания — объемная плотность пород (№ 3) для двухзондовой аппаратуры РГП-1;  $A$ ,  $A'$  — линии нулевой глинистой корки при диаметре скважины, соответственно, 190 и 245 мм; шифр кривых —  $\rho_{06}$ ,  $\text{г}/\text{см}^3$

обобщенная для пород всех типов (№ 3). Палетки № 1 и 2 используются при известной литологии пород, плотность которых определяется, № 3, приведенная на рис. 36, — в тех случаях, когда уверенных данных о литологии нет. Последняя палетка получена путем усреднения результатов измерений в пластах песчаника и известняка. Дополнительная ошибка за счет отсутствия сведений о литологии при использовании палетки № 3 не превышает  $\pm 0,02 \text{ г}/\text{см}^3$ .

При построении палеток учтено различие между электронной (кажущейся) и объемной плотностью, увеличивающееся при повышении пористости пород. Поскольку изменение  $Z/A$  с ростом  $k_p$  одинаково для водоносных и нефтеносных известняков, песчаников и доломитов, палетка откалибрована непосредственно по объемной плотности, и при оценке этого параметра для

пород указанных типов вводить поправку не требуется. Существенная поправка необходима для каменной соли (галита  $\text{NaCl}$ ), объемная плотность которой занижается на  $0,12 \text{ г}/\text{см}^3$ .

На каждой палетке проведена основная линия  $A$ , отвечающая показаниям обоих каналов в породах различной объемной плотности, пересеченных скважиной диаметром 190 мм при отсутствии глинистой корки. Левее этой линии проведена пунктирная линия  $A'$  для скважины диаметром 245 мм. Линии  $A$  и  $A'$  пересекаются кривыми, каждая из которых соответствует определенному значению объемной плотности пород. На палетку нанесена точка, отвечающая относительным показаниям малого зонда, равным 1, и большого зонда, равным 0,4. Эта точка принимается за условный нуль палеток. Через условный нуль проведена наклонная линия  $K$ , назначение которой рассматривается ниже. При интерпретации применяются прозрачные бланки на кальке с осями, соответствующими осям палетки, логарифмической сеткой и условным нулем, совпадающим с условным нулем палетки.

Определение объемной плотности пород. Полученные относительные значения  $I_{б.з}$  и  $I_{м.з}$  отмечаются точками на прозрачном логарифмическом бланке. Для контроля наносятся также пять—десять точек, характеризующих наиболее плотные по разрезу пласты без глинистой корки и с ровным рельефом стенки скважины по кавернограмме. После этого бланк накладывается на соответствующую палетку так, чтобы оси и условный нуль полностью совпали. Все крайние левые точки, соответствующие контрольным пластам, должны совместиться с основной линией палетки для рассматриваемого диаметра скважины (все остальные точки должны при этом располагаться правее основной линии). Если это условие выполняется, по палетке производится отсчет значений объемной плотности.

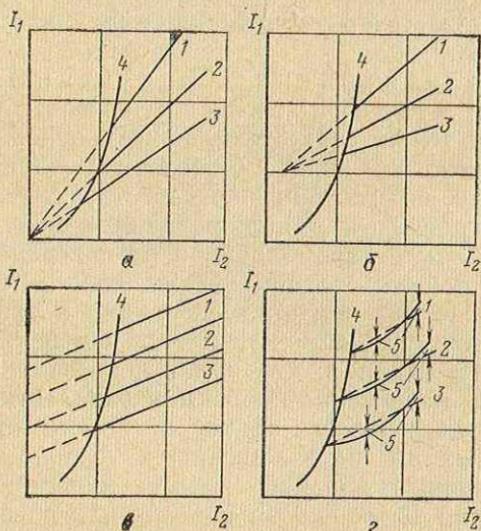
Возможность корректирования полученных данных при неточном эталонировании прибора. Наблюдаются случаи, когда точки, соответствующие контрольным пластам, смещаются влево или вправо от основной линии. Причиной этого, как правило, является низкое качество эталонирования аппаратуры. Погрешности эталонирования прибора могут быть связаны либо с отклонением прибора от поверхности алюминиевого блока в процессе эталонирования, либо с неодинаковым положением источника при эталонировании и проведении измерений в скважине. Следствием является изменение эталонной единицы по обоим каналам, что при использовании палетки с логарифмическим масштабом по осям эквивалентно сдвигу условного нуля логарифмического бланка с точками, отвечающими исследуемым пластам, по отношению к условному нулю палетки. Корректирование показаний сводится к перемещению области распределения точек вправо и вверх или влево

и вниз путем сдвига условного нуля логарифмического бланка по линии  $K$  до совпадения крайних левых точек на бланке, соответствующих контрольным пластам, с основной линией палетки. При коррекции показаний обязателен учет диаметра скважины, так как положение основной линии палетки зависит от этого параметра. Несмотря на эффективность внесения указанных поправок, во всех случаях нужно добиваться исключения погрешностей, связанных с эталонированием.

Оценка объемной плотности способом опорного горизонта. В качестве опорного может быть принят наиболее плотный по разрезу пласт в карбонатных отложениях мощностью 5—10 м. Объемная плотность таких пластов, как правило, мало отличается от 2,7 г/см<sup>3</sup>. Опорными могут также служить и другие пласти без глинистой корки, объемная плотность которых известна. При интерпретации по способу опорного горизонта вычисленные значения отношений  $I/I_{\text{оп}}$  наносятся на прозрачный бланк. Затем последний накладывается на палетку так, чтобы оси бланка и палетки были параллельны, а точка с координатами (1,0; 1,0) на бланке совпала с точкой пересечения основной линии палетки с линией, отвечающей объемной плотности опорного пласта.

## 28. ВОЗМОЖНОСТЬ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ ДВУХЗОНДОВЫМИ СИСТЕМАМИ И ПРОСТЕЙШИЕ АЛГОРИТМЫ

Обычная интерпретация результатов измерений двухзондовой аппаратурой несложна, но громоздка. Поэтому существенный интерес представляет автоматизация обработки показаний



каналов обоих зондов с целью представления окончательного результата в виде кривой объемной плотности пород, свободной от влияния промежуточного слоя. Принципиально эта задача легко решается с по-

Рис. 37. К выбору алгоритмов обработки результатов измерений двумя зондами ГГК.

1—3 линии распределения точек, отвечающих пластам с одинаковой плотностью при разной толщине промежуточного слоя  $h_K$ ; 4—тоже,  $h_K=0$ ; 5—погрешность аппроксимации нелинейной зависимости линейной

мощью ЭВМ. Однако на практике такой путь не всегда приемлем; значительно более перспективным представляется использование простых устройств для обработки, которые могли бы монтироваться в комплекте аппаратуры ГГК. Такое устройство применяется, в частности, в двухзондовом приборе фирмы «Шлюмберже» [71]. Аналогичные приборы, судя по литературным данным, получают широкое распространение в США.

К настоящему времени с помощью различных схем легко выполняются решения вида  $I_1/I_2$ ,  $(I_1-a)/(I_2-b)$ ,  $aI_1-bI_2$ , где  $a$ ,  $b$  — постоянные. Поэтому задача обработки данных ГГК решается относительно просто, если алгоритм интерпретации включает только указанные операции. Применение того или другого алгоритма определяется формой палеточных кривых, которая может изменяться в определенных пределах путем изменения конструкции и параметров зондовой части прибора.

На рис. 37 приведены примеры аппроксимации палеточных кривых выражениями, приведенными выше. Алгоритм  $f(\rho_{об}) = -I_1/I_2$  или  $f(\rho_{об}) = I_2/I_1$  применим, если сами кривые аппроксимируются прямыми  $I_1 = bI_2$ , а их продолжения для всех значений  $\rho_{об}$  пересекаются в точке  $I_1=0$ ,  $I_2=0$  (рис. 37, а). На рис. 37, б изображен близкий случай, когда  $I_1=a+bI_2$ , т. е.  $\frac{I_1-a}{I_2-c} = b = f(\rho_{об})$  ( $c$  — постоянная). На рис. 37, в приведен пример, когда кривые  $I_1=f(I_2)$  аппроксимируются параллельными для разных  $\rho_{об}$  прямыми  $I_1=a+bI_2$ . При этом  $a=f(\rho_{об})=I_1-bI_2$ . Так как точная аппроксимация кривых  $I_1=f(I_2)$  линейной зависимостью обычно невозможна, в определяемую величину, являющуюся функцией объемной плотности, вносится соответствующая погрешность, отвечающая погрешности оценки плотности  $\Delta\rho_{об}$  (рис. 37, г).

Если палетка приводится к виду, показанному на рис. 37, в, с использованием логарифмического масштаба по осям, можно применить алгоритм  $\ln I_1 = a + b \ln I_2$ , т. е.  $a = f(\rho_{об}) = \ln I_1 - b \ln I_2$ .

Палетка РГП-1, приведенная на рис. 36, с точностью до  $\Delta\rho_{об} = \pm 0,02$  г/см<sup>3</sup> аппроксимируется выражением  $b(\rho_{об}) = (1/m_1 - 0,64)/(1/m_2 - 0,22)$ , где  $m_1$  и  $m_2$  — соответственно показания большого и малого зондов, выраженные в эталонных единицах. При этом значение  $b$  является практически линейной функцией  $\rho_{об}$  в диапазоне  $2,2$  г/см<sup>3</sup>  $< \rho_{об} < 2,7$  г/см<sup>3</sup>.

## ГЛАВА VI

# ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖА В КОМПЛЕКСЕ С РЕЗУЛЬТАТАМИ ИССЛЕДОВАНИЙ ДРУГИМИ МЕТОДАМИ

---

### 29. ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

Из табл. 8 (раздел 12) следует, что минимальными показаниями на диаграмме ГГК должны выделяться ангидриты, несколько повышенными — слабопористые разности доломита и известняка. Показания должны увеличиваться с увеличением пористости пород. Максимальные показания ГГК будут отвечать кавернам, в которых зондовая часть прибора не прилегает к стенке скважины, наиболее высокие в ровной части ствола — пластам каменной соли (галита), средние и высокие — пористым разностям известняков, песчаников и доломитов, а также пластам гипса. Глины могут характеризоваться различными показаниями — высокими при наличии каверн, а также иногда в верхней части разреза при ровной стенке скважины за счет большой водонасыщенности. Неразмытые глины на больших глубинах, имеющие низкую пористость, должны отмечаться низкими показаниями ГГК. Для литологического расчленения достаточно использовать диаграмму только большого зонда ГГК.

Гидрохимический разрез. На рис. 38 сопоставлены диаграммы ГГК, ННК-Н, ГК, НГК и каверномера в гидрохимической и карбонатной частях разреза (Ишимбай, Башкирия). В интервалах 1722—1772, 1810—1827, 1858—1877, 1905—1908 и 1927—1940 м максимальными показаниями ГГК и НГК при относительно ровном рельфе ствола скважины выделяется каменная соль. Минимальные показания ГГК и средние НГК отвечают пластам ангидрита в интервалах 1772—1810, 1848—1858, 1877—1887, 1908—1927 и 1940—1977 м. Контакт ангидритов и слабопористых известняков четко отмечается на диаграмме ГГК (1977 м) и неуверенно на НГК. В интервале 1835—1845 м (низкие показания ГГК и НГК, повышенные ГК) выделяется мергель или другая сильно заглинизованная порода.

Песчано-глинистый разрез, ровный ствол скважины. На рис. 39, а сопоставлены диаграммы ГГК, НГК и ГК по разрезу бавлинских отложений (Кандры, Башкирия), представленных песчано-глинистыми разностями. Судя по ка-

вернограмме, в рассматриваемом интервале каверны, за исключением участка 1926—1927 м, отсутствуют, а толщина глинистой корки невелика (меньше 1 см). Диаграмма НГК практически не расчленяет разрез, так как водородосодержание пористых песчаников, глинистых алевролитов и аргиллитов примерно одинаково. По диаграмме ГГК минимальными показаниями выделяются участки аргиллитов (1878—1887, 1909,5—1925 и ниже 1950 м), высокими — пласти песчаника (1887—1910, 1928,5—1950 м) и средними — глинистого алевролита. Диаграмма ГК коррелируется с ГГК и отмечает песчаники низкими показаниями.

Песчано-глинистые отложения, кавернозные зоны. На рис. 39, б сопоставлены диаграммы ГГК, ГК и НГК по терригенной части девона (пашийские отложения) скв. 1282 (Туймазинское месторождение). Максимальными показаниями ГГК здесь выделяются каверны (1760—1765 и 1792—1796 м), минимальными —

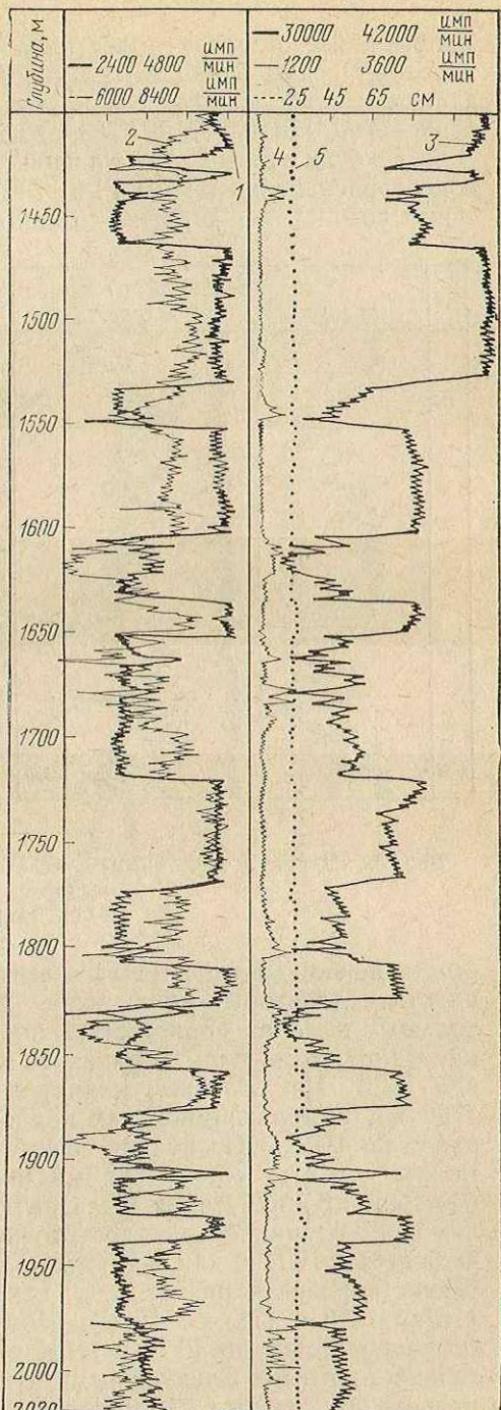


Рис. 38. Пример комплексных исследований гидрохимических отложений.

1 — ГПК; 2 — НПК-Н; 3 — НГК; 4 — ГК; 5 — кавернограмма

маломощные прослои известняка (1798—1800 м). Песчаники пластов D<sub>1</sub> и особенно D<sub>2</sub> характеризуются повышенными показаниями, снижающимися в прослоях алевролитов (1746—1752, 1758—1760, 1765—1771,5, 1788,4—1792 м).

Карбонатный неглинистый разрез. На рис. 40 сопоставлены диаграммы ГГК, ГК и НГК. Для разреза характерно возрастание степени доломитизации с увеличением пори-

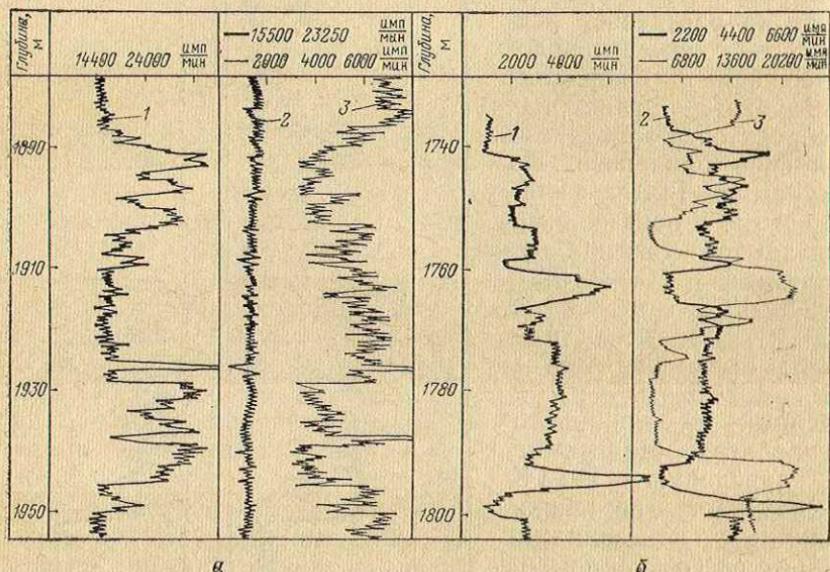


Рис. 39. Примеры комплексных исследований песчано-глинистых отложений.

1 — ГГК, 2 — НГК, 3 — ГК

стости пород. Диаграмма ГГК высокими показаниями выделяет пластины-коллекторы. Увеличение показаний связано здесь не только с высокой пористостью, но и с наличием глинистой корки толщиной до 4 см. Кривая ГГК хорошо коррелирует с кривой НГК. Исключением является небольшой прослой (1718—1720 м), выделяющийся как коллектор по ГГК и как плотный пласт по НГК. Поскольку месторождение газоконденсатное, можно считать, что указанный интервал является газоносным без зоны проникновения фильтрата раствора. В остальных коллекторах проникновение достаточно глубокое, поэтому они выделяются по НГК как пористые пластины. Естественная радиоактивность разреза низкая за исключением двух интервалов (1674—1680 и 1713—1718 м), первый из которых отвечает наиболее пористым по ГГК и НГК разностям, а второй — относительно плотным. Следует отметить, что повышения ГК в этом разрезе не связаны с глинистостью пород.

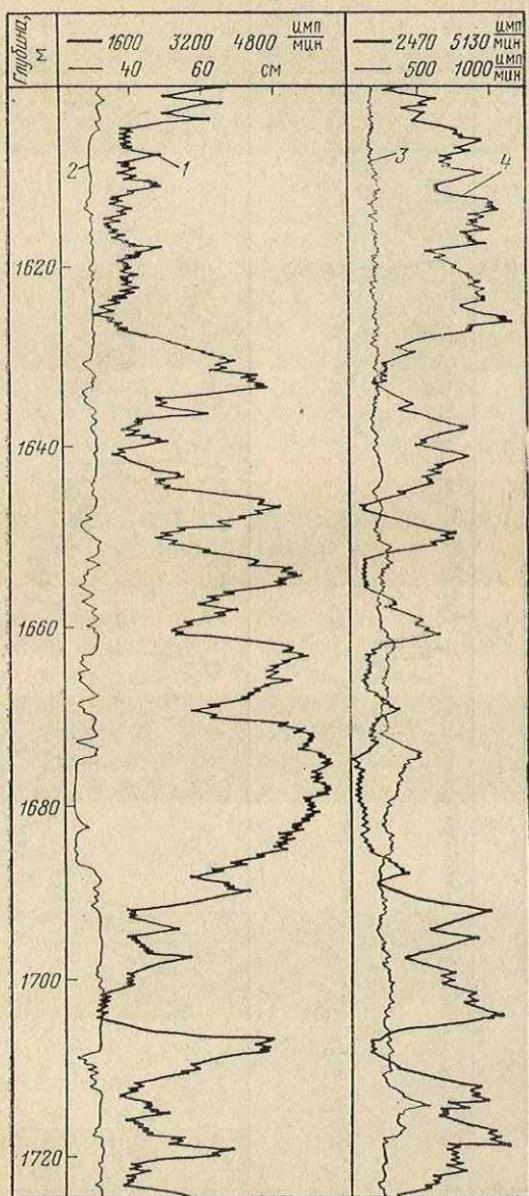


Рис. 40. Пример комплексных исследований неглинистых карбонатных отложений.  
1 — ГГК; 2 — кавернограмма; 3 — ГК; 4 — НГК

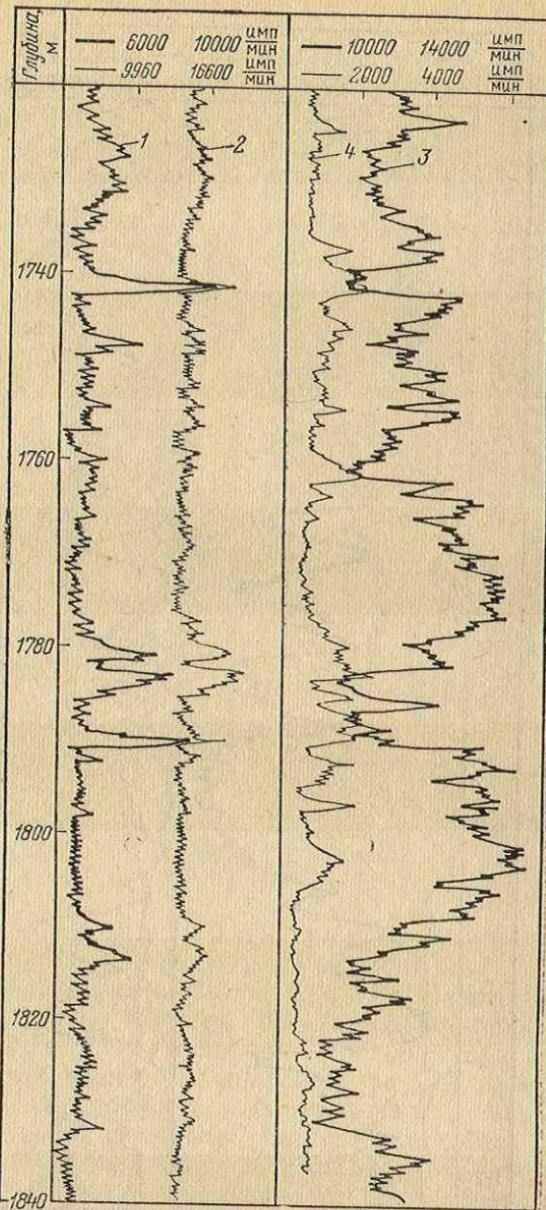


Рис. 41. Пример комплексных исследований глинистых, сульфатизированных карбонатных отложений.

1 — ГГК ( большой зонд); 2 — ГГК ( малый зонд);  
3 — НГК; 4 — ГК

Карбонатный глинистый, сульфатизированный разрез. На рис. 41 сопоставлены диаграммы ГГК, НГК и ГК по нижнефаменским отложениям разреза скв. 42 (Раевская площадь, Башкирия). Разрез представлен карбонатными разностями, участками глинистыми и сульфатизированными. Интервал 1820—1832 м, характеризующийся очень низкими показаниями НГК (пористость около 20%) и низкими ГГК (объемная плотность 2,6—2,7 г/см<sup>3</sup>) при относительно слабой естественной радиоактивности, следует отнести к сильно загипсованным разностям. Интервал 1784,5—1789 м, имеющий такую же характеристику по ГГК и НГК, но отмеченный повышенными значениями ГК, представлен глинистыми разностями. Так же выделяются интервалы 1737—1742, 1760—1762 м (последнему отвечают очень высокие значения ГГК за счет кавернозности). Пористые породы характеризуются повышенными показаниями ГГК, низкими НГК и ГК (1726—1732, 1783—1784, 5, 1812,5—1814,5 м).

### 30. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПОРОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГГК-П

Различают следующие виды пористости [51]:

- 1) общая пористость  $k_p$  — относительный объем всех пустот в скелете породы, заполненных водой, нефтью или газом;
- 2) пористость насыщения  $k_{p,n}$  (открытая пористость) — относительный объем пустот в скелете породы, гидродинамически связанных между собой и с поверхностью пласта;
- 3) пористость эффективная  $k_{p,e}$  — относительный объем пустот, участвующих в движении жидкости или газа.

В общем случае  $k_p > k_{p,n} > k_{p,e}$ . Разница  $k_{p,n} - k_{p,e}$  определяется объемом тупиковых пор, сообщающихся с гидропроводными каналами, однако не участвующих в движении жидкости. Разность  $k_p - k_{p,n}$  определяется объемом изолированных пор, не связанных с системой открытой пористости. По керну обычно определяется величина  $k_{p,n}$ , значительно реже —  $k_p$ , так как измерение последней требует разрушения образца. При подсчете запасов нефти также чаще всего используется  $k_{p,n}$ .

Методика определения коэффициента пористости пород  $k_p$  по ГГК базируется на физически очевидном соотношении  $\rho_{ob} = \rho_m(1 - k_p) + \rho_{ж}k_p$ . Таким образом, по результатам плотностного ГГК может быть определен только полный относительный объем пор, каверн и трещин в скелете, независимо от характера их сообщаемости и гидропроводности коллектора. В песчаниках и карбонатных высокопористых пластах общая пористость мало отличается от пористости насыщения, измеряемой по керну. В слабопористых карбонатных отложениях значения  $k_p$  и  $k_{p,n}$  могут сильно различаться за счет изолированных пор и каверн. На практике нередки случаи, когда пласт с общей пористостью 5—7% является практически непроницаемым

и характеризуется пористостью насыщения по керну  $k_{\text{п.н}} = 1 - 2\%$ . Указанное обстоятельство следует иметь в виду при со-ставлении результатов ГГК с данными анализа керна и значе-ниями пористости, определенными по диаграммам электриче-ского каротажа, так как значения  $k_{\text{п}}$ , оцениваемые по ГГК, мо-гут быть более высокими.

Для определения  $k_{\text{п}}$  по данным ГГК кроме объемной плот-ности пород необходимо знать величины  $\rho_{\text{ж}}$  и  $\rho_{\text{м}}$ . Плотность жидко-сти, насыщающей пласт, может изменяться в реальных усло-виях от 0,8 (нефть) до 1,2 г/см<sup>3</sup> (соленая вода). В пластах с  $k_{\text{п}} = 20\%$  это соответствует изменению объемной плотности на  $\pm 0,04$  г/см<sup>3</sup> от среднего значения, а в пластах с  $k_{\text{п}} = 10\%$  — на  $\pm 0,02$  г/см<sup>3</sup>. Однако на практике из-за проникновения фильтра-та бурового раствора в проницаемые породы и за счет малой глубинности ГГК (10—15 см)  $\rho_{\text{ж}}$  чаще всего определяется плот-ностью фильтрата раствора, т. е. при сопротивлении послед-него выше 0,2 Ом·м близка к 1 г/см<sup>3</sup>. Исключения бывают в следующих случаях:

- 1) при бурении скважин на нефтеэмulsionном растворе, не образующем зоны проникновения; в этом случае при оценке пористости по ГГК необходимо учитывать характер насыщен-ности пластов и вводить соответствующие поправки;
- 2) при бурении скважин на сильно минерализованном ра-створе (например, в разрезах, содержащих каменную соль);
- 3) в газоносных интервалах или на газоконденсатных место-рождениях; в этом случае  $\rho_{\text{ж}}$  может изменяться в широких пре-делах — от нескольких десятых до 1 г/см<sup>3</sup>.

Минералогическая плотность  $\rho_{\text{м}}$  основных видов горных по-род, представляющих интерес как возможные коллекторы неф-ти (см. табл. 8), меняется от 2,55 г/см<sup>3</sup> (полевошпатовый песча-ник) до 2,85 г/см<sup>3</sup> (доломит). Поэтому применение плотностно-го ГГК для получения данных о пористости пород возможно в том случае, если их состав известен. В реальных условиях обыч-но имеются сведения только о типе разреза — карбонатный или песчано-глинистый. Более же подробные данные о соотноше-нии тех или иных минералов (кальцита и доломита в разрезах первого типа или кварца и полевого шпата в разрезах второго типа) часто отсутствуют.

В разрезах с мономинеральным кварцевым скелетом пород минералогическая плотность скелета (кварц) хорошо выдер-живается, и поэтому связь объемной плотности с пористостью в слабоглинистых пластах наиболее тесная. Глинистость пластов в определенной степени отражается на средней плотности скелета породы. Минералогическая плотность каолинитовых глин близка к плотности кварца, поэтому небольшая (до 20%) гли-низация пласта существенных изменений плотности скелета не вызывает. Минералогическая плотность гидрослюдистых глин со-ставляет 2,7—2,8 г/см<sup>3</sup> при содержании  $\text{Al}_2\text{O}_3$  около 15—25%.

При средней глинистости пластов  $C_{\text{ГЛ}} = 15\%$  изменение минералогической плотности с учетом пониженного значения  $Z/A$  алюминия (0,482) составит около 0,02 г/см<sup>3</sup>, что эквивалентно  $k_{\text{п}} = 1\%$ . Наиболее сложным является случай глинизации пластов монтмориллонитовыми глинами, имеющими малую и сильно изменяющуюся плотность (около 2,3 г/см<sup>3</sup>). Однако содержание

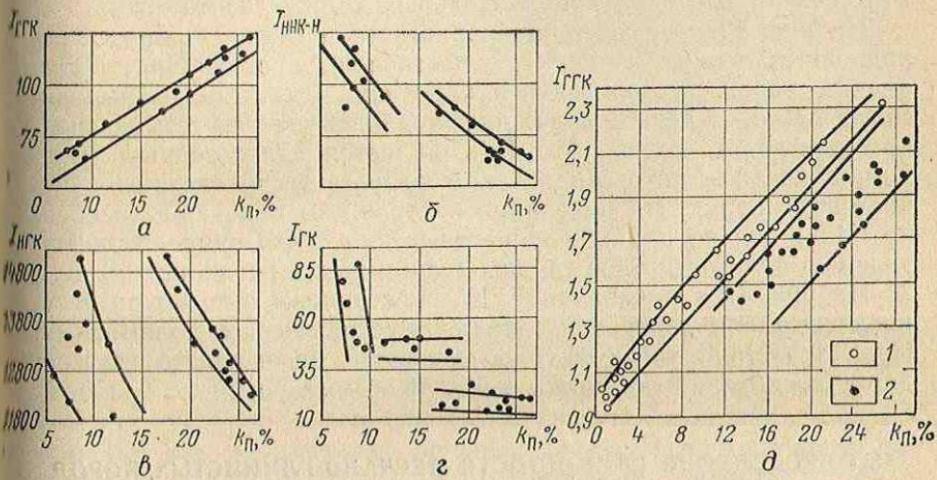


Рис. 42. Сопоставление результатов измерений различными методами РК со значениями пористости исследованного интервала.

а—г — песчано-глинистые породы; сопоставление  $k_{\text{п}}$  с показаниями: а — ГГК, б — ННК-Н, в — НГК, г — ГК;  $\delta$  — карбонатные неглинистые породы: 1 — известняки, 2 — доломиты

этих глин в продуктивных отложениях обычно мало. Таким образом, в разрезах указанного типа показания гамма-гамма-каротажа непосредственно связаны с общей пористостью пород и могут непосредственно использоваться для ее определения.

На месторождениях Казахстана и Тюменской области продуктивные отложения представлены полимиктовыми разностями песчаников. Минералогическая плотность их непостоянна за счет вариаций соотношения полевого шпат — кварц в скелете пород. По имеющимся данным [67], содержание полевого шпата в породах на месторождениях Тюменской области колеблется в пределах 20—70%, что влечет ошибку оценки пористости пород при отсутствии учета их минералогического состава до  $\pm 1,5\%$  от объема. С учетом влияния глинистости суммарная погрешность определения пористости за счет обеих причин может достигать  $\pm 2\%$  от объема пород.

В разрезах, представленных чистыми известняками, зависимость между объемной плотностью пород и их пористостью близка к функциональной. В этом случае показания ГГК непосредственно отражают пористость пород.

В разрезах, сложенных известняками и доломитами, за счет

неодинаковой минералогической плотности этих пород определение пористости по данным плотностного ГГК без учета литологии возможно с точностью  $\pm 4-5\%$  от объема пород, т. е. практически ненецелесообразно. В таких случаях, как это показано ниже, задача может быть решена комплексом ГГК — НК. В более сложных разрезах определение пористости пород по ГГК без привлечения дополнительных данных невозможно.

На рис. 42, а—г значения пористости песчано-глинистых пород, определенные по керну, сопоставлены с показаниями различных видов радиоактивного каротажа (скв. 1282 Туймазинского месторождения; скважина бурилась на нефтеэмulsionном растворе). Видно, что ГГК является единственным методом, показания которого в таком разрезе тесно связаны с пористостью пород. На показания нейтронного каротажа (особенно НГК) сильно влияет глинистость пород, что приводит к разделению пластов на две группы (глинистые и неглинистые).

На рис. 42, д показания ГГК сопоставлены с  $k_p$  по разрезу, представленному неглинистыми известняками и доломитами. При отсутствии учета литологии пород погрешность оценки пористости может достигать  $\pm 5\%$  от объема пород.

### 31. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПО КОМПЛЕКСУ ГГК — НК

В понятие «глинистость» вкладывается разный смысл. Этот параметр пласта определяется как содержание в одном случае ( $C_{gl1}$ ) глинистых минералов (каолинита, гидрослюд, хлорита, монтмориллонита и т. п.), во втором ( $C_{gl2}$ ) — нерастворимых частиц с размерами менее 10 мк (или 1 мк) независимо от их минералогического состава. Между величинами  $C_{gl1}$  и  $C_{gl2}$  существует статистическая связь, однако теснота ее может меняться в широких пределах. По комплексу ГГК — НК может определяться только содержание глинистых минералов. Возможность определения глинистости базируется на различии значений  $k_p$ , определяемых по данным одного и другого методов, за счет содержания в глинах химически связанной воды. В табл. 17 приведены данные о содержании последней в глинистых минералах по материалам работы [16]. Там же подсчитана разница  $\Delta k_p$  между истинным и определяемым по ГГК и ННК-Н значением пористости при глинистости пород, равной 10 и 20%. При использовании комплекса ГГК — ННК-Н разность  $\Delta k_p$  (ННК-Н) —  $\Delta k_p$  (ГГК) составляет 3,4—4,6% на 10% содержания каолинитов, хлоритов и гидрослюд, что позволяет оценивать глинистость с точностью до  $\pm 5-7\%$ , если погрешность оценки кажущихся значений  $k_p$  по данным обоих методов не превышает  $\pm 2\%$  от объема пород.

Таблица 17

Глинистый минерал	$\rho_M$ , г/см <sup>3</sup>	Содержание химически связанные воды, % вес.	$\Delta k_{\text{п}} (\text{ГГК}), \%$		$\Delta k_{\text{п}} (\text{НГК-Н}), \%$		$\Delta k_{\text{п}} (\text{НГК-Н}) - \Delta k_{\text{п}} (\text{ГГК}), \%$	
			$C_{\text{ГГК}} = 10\%$	$C_{\text{ГГК}} = 20\%$	$C_{\text{НГК}} = 10\%$	$C_{\text{НГК}} = 20\%$	$C_{\text{ГГК}} = 10\%$	$C_{\text{ГГК}} = 20\%$
Каолинит	2,66	13,9	—	—	3,7	7,4	3,7	7,4
Иллит	2,70—3,00 (2,85)	7,5	-1,2	-2,4	2,2	4,4	3,4	6,8
Хлорит	2,60—3,00 (2,80)	13,0	-1,0	-2,0	3,6	7,2	4,6	9,2
Монтмориллонит	2,20—2,30 (2,25)	20—25	2,4	4,8	5,0	10,0	2,6	5,2

Еще лучшие результаты дает комплекс ГГК—НГК, что объясняется более высокой объемной плотностью глинистых пород по сравнению с пористыми такого же водородосодержания. Установлено [21, 25], что за счет этой причины для обычных условий измерений (необсаженная скважина диаметром 190 мм, заполненная пресным буровым раствором; аппаратура НГГК или ДРСТ) в терригенных пластах с  $k_{\text{п}} > 10—15\%$  влияние глинистости на результаты НГК в пересчете на погрешность оценки пористости примерно в 2 раза больше, чем на результаты НГК. Поэтому разница величин  $k_{\text{п}}$ , определяемых по НГК и ГГК, увеличивается до 7—8% на 10% глинистости, т. е. соответственно повышается точность оценки последней.

Практически глинистость может быть оценена по результатам определения  $k_{\text{п}}$  тем и другим методом и данным табл. 17. Однако во многих случаях определение пористости пород по НГК затруднено из-за отсутствия надежного опорного горизонта. На рис. 43 приведена палетка, при использовании которой требования к опорному горизонту резко снижаются, если в разрезе имеются заведомо неглинистые (или слабоглинистые) пласти. По оси ординат палетки откладываются значения объемной плотности пород, а по оси абсцисс в логарифмическом масштабе — показания НГК в исследуемых пластах, отнесенные к показаниям в наименее пористом по разрезу опорном интервале (аппаратура ДРСТ-1, диаметр скважины 190 мм). При пользовании палеткой на листе кальки прочерчивают линии  $\rho_{\text{об}} = 2,1$  г/см<sup>3</sup> и  $I_{\text{НГК}}/I_{\text{оп}} = 0,2$ . Затем, наложив кальку на палетку так, чтобы соответствующие оси совпали, наносят точки, отвечающие объемной плотности и относительным показаниям НГК в исследуемых и заведомо неглинистых пластах. Далее кальку с группой точек переме-

щают по линии  $\rho_{об}=2,1$  г/см<sup>3</sup> влево или вправо до совпадения крайних правых точек, соответствующих неглинистым пластам, с линией  $C_{гл}=0$  и производят определение глинистости и пористости.

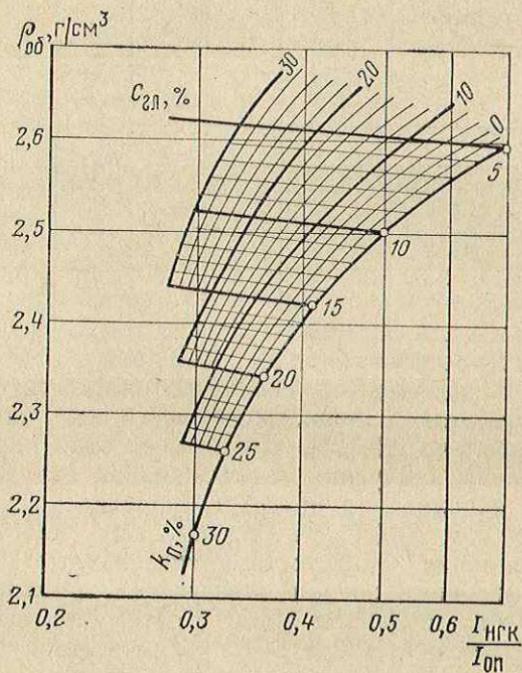


Рис. 43. Палетка для определения глинистости песчано-глинистых отложений по комплексу ГГК-П—НГК

### 32. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНЕГО ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Естественная радиоактивность песчано-глинистых пород с кварцевым скелетом определяется в основном глинистостью и удельной поверхностью кварцевых зерен [48]. Так как содержание глинистых минералов может быть установлено комплексом ГГК—НК, привлечение данных гамма-каротажа позволяет приблизенно оценить фракционный состав указанных пород. Низкие показания ГК и НК в слабоглинистых пластах характеризуют хорошо отсортированные песчаники с высокой пористостью. Пласти с относительно низким водородосодержанием и малой глинистостью  $C_{гл}$ , отмечающиеся высокими показаниями ГК, следует отнести к плохо отсортированным разностям алевролита с примесью пелитовой фракции кварца. Эта схема может быть использована для терригенных раз-

резов с низкой естественной радиоактивностью скелета пород, однако она неприменима для полимиктовых и поликомпонентных отложений, в которых определяющим для показаний ГК является содержание калия. Аналогичные способы интерпретации в последнем случае могут быть использованы для оценки соотношения полевой шпат — кварца.

### 33. РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПОРОД ПО КОМПЛЕКСУ ГГК-П — НК

Задача разделения известняков и доломитов стандартными методами промысловой геофизики не решается. Вместе с тем сведения о литологическом составе пород необходимы для правильной интерпретации данных РК и, кроме того, могут оказаться полезными при выделении зон с вторичной пористостью или трещиноватостью, часто приуроченных к доломитизированным интервалам разреза.

Степень доломитизации карбонатных пород и их пористость могут быть определены с помощью комплекса ГГК—НК. Расчет параметров замедления нейтронов показывает, что известняки по замедляющим свойствам эквивалентны доломитам с пористостью, большей на 3% по всему диапазону измерений  $k_n$ , что должно соответственно отражаться на диаграммах ННК-Н и НГК. За счет большей минералогической плотности доломиты выделяются на диаграммах ГГК-П такими же показаниями, как известняки с  $k_n=8\%$ . Песчаники отмечаются по данным ННК более высокими показаниями, чем известняки, и имеют объемную плотность меньше на  $0,06 \text{ г}/\text{см}^3$ . На рис. 44, а определяемые по ННК значения пористости неглинистых пород сопоставлены с их объемной плотностью. Видно, что в рассматриваемом случае каждой паре значений  $k_n$  (ННК) и  $\rho_{об}$  соответствуют определенная истинная величина пористости, тип пород и степень доломитности.

Основным фактором, затрудняющим комплексную интерпретацию, является влияние глинистости и загипсованности пород. На рис. 44, б значения объемной плотности сопоставлены с  $k_n$ , определенными по ННК в глинистых карбонатных разностях. Объемная плотность глин принята равной  $2,7 \text{ г}/\text{см}^3$  (средняя для каолинита и гидрослюды). Видно, что в этом случае комплексная интерпретация неоднозначна, так как паре значений  $\rho_{об}$  и  $k_n$  (ННК) могут отвечать два варианта решений. Так,  $\rho_{об}=2,6 \text{ г}/\text{см}^3$  и  $k_n=16\%$  могут соответствовать чистые доломиты с пористостью 13% и известняки с глинистостью 30% и пористостью 6%. Выбор правильного варианта часто возможен с привлечением диаграммы ГК, данные которой могут быть использованы для определения верхнего предела возможной глинистости пласта  $C_{gl max}$ . В указанном

примере, если  $C_{\text{гл}} \text{ max}$  намного меньше 30% (0—10%), справедлив первый вариант. Когда показания ГК отвечают большей глинистости, результат интерпретации будет неопределенным, так как высокие показания ГК могут быть связаны не только с глинистостью, особенно в зонах вторичной доло-

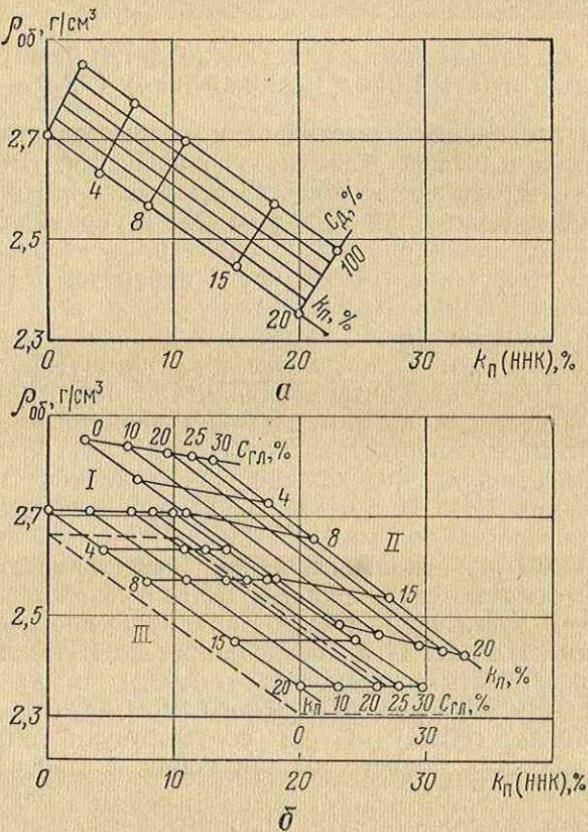


Рис. 44. Сопоставление объемной плотности и значений пористости, определяемых по ННК для не-глинистых (а) и глинистых (б) карбонатных пород.  
I — известняк; II — доломит; III — песчаник;  $C_{\text{д}}$  — степень доломитизации.

митизации. Еще сильнее глинистость влияет при расщеплении песчаников и известняков. Так, песчаник с глинистостью 10% имеет ту же характеристику, что и известняк с  $C_{\text{гл}}=0$  и  $k_p$ , большим на 4%. Поэтому комплекс ГГК-П—НК нельзя рекомендовать для таких случаев.

В настоящее время на производстве в основном применяется нейтронный гамма-каротаж. При его использовании в

комплексе с ГГК для определения состава карбонатных пород нужно учитывать следующее.

1. В породах с  $k_p > 10\%$  результаты НГК значительно сильнее (примерно в 2 раза в скважинах диаметром 190 мм), чем данные ННК, зависят от глинистости пород [41].

2. Показания НГК отражают кроме водородосодержания пород содержание в них хлора. При пористости пород до 10% присутствие в пласте хлора приводит к уменьшению показаний НГК [53], а не к увеличению, как принято считать [17, 46]. На месторождениях с высокой минерализацией пластовых вод хлор содержится в прискважинной зоне слабопроницаемых карбонатных пластов, не промываемых фильтратом бурового раствора. Общая пористость таких пластов достигает 5—8%. За счет влияния хлора они выделяются по НГК как породы с пористостью, большей на 2—3%, что влечет ошибку при определении состава пород по комплексу ГГК—НГК (чистые известняки могут быть оценены как доломитизированные) и пористости до  $\pm 3—4\%$  от объема пород.

3. Результаты НГК несколько сильнее, чем ННК, отражают степень сульфатизации пород (содержания гипса).

Поэтому комплекс ГГК—НГК может быть использован для расчленения известняков и доломитов, если их глинистость и степень загипсованности малы (до 5% от объема пород). При этом надежные результаты могут быть получены только в интервалах с высоким водородосодержанием (более 10% в пересчете на пористость) либо в менее пористых, но хорошо проницаемых пластах.

Для уменьшения возможных ошибок за счет неправильного выбора опорного пласта по НГК могут использоваться палетки, одна из которых приведена на рис. 45. По оси ординат палетки откладываются объемная плотность пород,

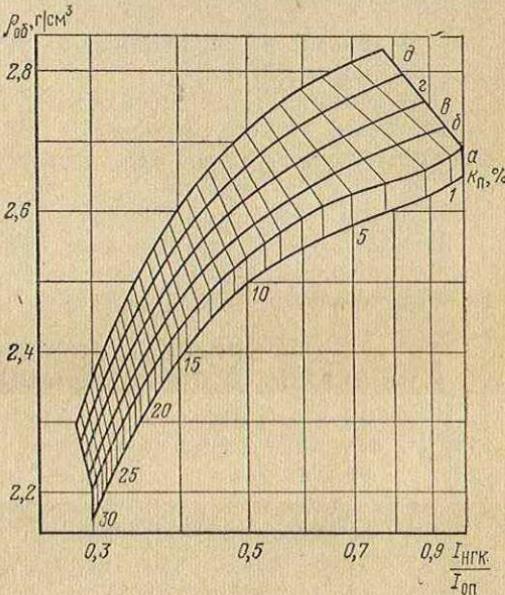


Рис. 45. Палетка для определения пористости и типа пород по комплексу ГГК-НГК.

а — песчаник; б — известняк; в — доломитизированный известняк; г — известковистый доломит; д — доломит; диаметр скважины 190 мм

а по оси абсцисс — показания НГК в исследуемых пластах, отнесенных к показаниям в наименее пористом по разрезу интервале (опорном горизонте). Использование логарифмического масштаба по этой оси позволяет корректировать данные путем сдвига всей области точек вправо или влево по палетке до совпадения точек, характеризующихся минимальными значениями  $\rho_{об}$ , с линией известняков палетки. В основу палетки положена зависимость  $I = f(\ln k_n)$  для прибора ДРСТ-1, приведенная в работе [45]. Принято также, что доломиты выделяются такими же показаниями НГК, как известняки с пористостью, большей на 3%.

При интерпретации необходимо учитывать следующее:

1) точки, соответствующие песчано-глинистым породам, имеющим меньшую минералогическую плотность по сравнению с известняками, могут располагаться ниже линии известняков (примерно на  $0,03$ — $0,04$  г/см<sup>3</sup>);

2) часть точек, отвечающих сильно глинистым и загипсованным пластам, может располагаться выше линии доломитов (в области низких значений НГК).

#### 34. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНОГО ТИПА И ПОРИСТОСТИ ПОРОД ПО КОМПЛЕКСУ ГГК-П—ГГК-М

Возможность разделения пород в разрезах нефтяных скважин на основные типы (известняк, доломит, песчаник) основана на различном содержании в них кальция ( $Z=20$ ). Остальные элементы практически неразличимы по мягкой компоненте рассеянного излучения, регистрируемого при ГГК-М. Нетрудно подсчитать, что число атомов кальция в 1 см<sup>3</sup> известняка при минералогической плотности  $\rho_m=2,71$  г/см<sup>3</sup> составляет  $n=16,2 \cdot 10^{21} (1-k_n - C_{gl})$ . То же для доломита будет:  $n=9,3 \cdot 10^{21} (1-k_n - C_{gl})$ , или в 1,75 раза меньше. Если в песчано-глинистых отложениях кальций отсутствует, то разница показаний в таких породах и известняках при одинаковой плотности максимальна.

Исходя из общих соображений, можно считать, что относительное различие показаний канала ГГК-М является линейной функцией объемного содержания кальция. На рис. 46 значения  $n$  сопоставлены с объемной плотностью основных типов пород для разных значений их пористости и глинистости, а также степени доломитизации карбонатных отложений. В неглинистых разностях пара значений  $\rho_{об}$  и  $n$  однозначно характеризует основной тип пород, а также соотношение доломита и известняка. В сильно глинистых карбонатных породах интерпретация становится неоднозначной, так как глинистым известнякам могут соответствовать такие же  $\rho_{об}$  и  $n$ , как чистым доломитам с большей пористостью. Глинистость песчаников не влияет на надежность их выделения; здесь основным фактором, затрудняющим интерпретацию, является сс-

держение карбонатного цемента либо очень большая глинистость ( $C_{\text{гл}} > 20\%$ ) вмещающих карбонатных пород. Из сравнения рис. 46 и рис. 44 следует, что эффективность комплекса ГГК-П—ГГК-М при расчленении карбонатных пород по степени доломитизации и особенно при выделении песчано-глинистых разностей в карбонатной толще значительно выше, чем комплекса ГГК-П—ННК-Н.

Как показано в главе IV, для реализации возможностей ГГК-М используется аппаратура, позволяющая одновременно регистрировать мягкую и жесткую компоненту излучения  $\pi/\pi_0$  зондами одной длины, обеспечивающими примерно одинаковую относительную дифференциацию пород по объемной плотности при одном и том же влиянии глинистой корки. Поэтому сопоставление показаний каналов ГГК-М и ГГК-П (соответственно  $I_1$  и  $I_2$ ) по песчано-глинистым пластам различной пористости (или объемной плотности) при разной толщине глинистой корки  $h_k$  дает в первом приближении линейную зависимость  $I_1 = a + bI_2$ , где  $a$  и  $b$  — коэффициенты, не зависящие от  $k_n$  и  $h_k$ . Примерно такая же зависимость с другими значениями  $a$  и  $b$  отвечает известнякам, причем соответствующая линия  $I_1 = f(I_2)$  располагается ниже первой и сходится с ней в точке  $k_n = 100\%$ . В области  $0 < k_n < 20-25\%$  обе зависимости примерно параллельны, так как уменьшение относительной разницы показаний при увеличении  $k_n$  компенсируется повышением абсолютных показаний.

На рис. 47, а приведены результаты измерений на моделях песчаных и карбонатных пластов. Измерения проводились прибором с двумя зондами длиной 20 см и счетчиками МС и ВС соответственно в каналах, регистрирующих мягкую и жесткую компоненты излучения (см. главу IV). Точки, отвечающие песчанным пластам с различной пористостью при разной толщине промежуточного слоя, образуют прямую вида  $I_1 = a + bI_2$  ( $I_1$  — показания канала, регистрирующего мягкую компоненту излучения,  $I_2$  — то же, жесткую компоненту). Точки, характеризующие карбонатный пласт с различной толщиной промежуточного слоя, ложатся на вторую прямую, парал-

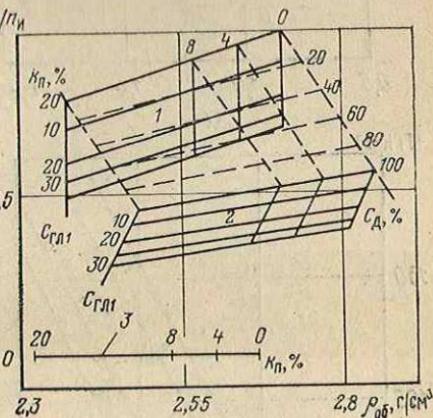


Рис. 46. Сопоставление относительного содержания кальция с объемной плотностью пород.

1 — известняк; 2 — доломит; 3 — песчаник;  
 $C_d$  — степень доломитизации;  $C_{\text{гл}}$  — глинистость (содержание нерастворимого остатка)

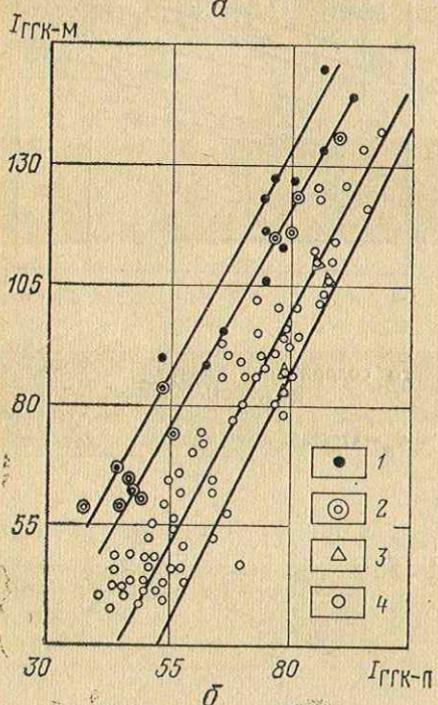
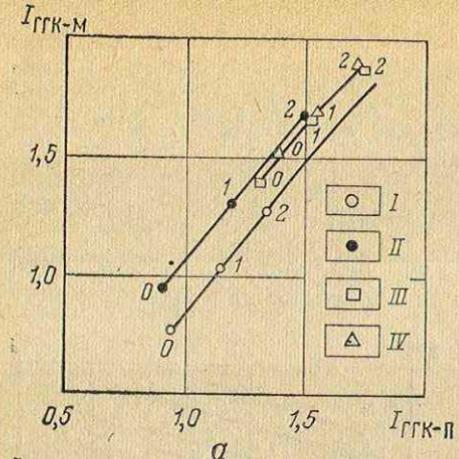


Рис. 47. Расчленение разреза по данным комплекса ГГК-П—ГГК-М.

*a* — сопоставление показаний ГГК-М и ГГК-П, зарегистрированных комплексом малых зондов, I — известняк,  $\rho_{об} = 2,7 \text{ г}/\text{см}^3$ , II — корунд,  $\rho_{об} = 2,66 \text{ г}/\text{см}^3$ , III — корунд с песком,  $\rho_{об} = 2,2 \text{ г}/\text{см}^3$ , IV — песок,  $\rho_{об} = 2,05 \text{ г}/\text{см}^3$ , цифры у точек — отклонение прибора от стеки скважины, см; *b* — сопоставление показаний ГГК-П и ГГК-М, зарегистрированных комплексом больших зондов, 1 — песчаники пашийских и верхненжигетских отложений, 2 — песчаники бавлинской свиты, 3 — известняки турнейского яруса, 4 — пласти с неизвестной характеристикой

лельную первую; показания в этом пласте ниже, чем в песчаном, примерно на 0,2—0,25 усл. ед. по значениям  $I_1$ .

Можно отметить, что полученная зависимость позволяет легко автоматизировать процесс интерпретации. Оптимальным алгоритмом при этом является

$$P = q(I_1 - bI_2),$$

где  $P$  — параметр литологии;  $b$  и  $q$  — постоянные коэффициенты.

На рис. 48 приводятся результаты исследований скв. 14 Топовской площади (Саратовская область), указанным выше прибором. Перед спуском в скважину прибор проэталонирован так, чтобы показания обоих зондов совпадали. При вычерчивании кривые малых зондов скорректированы таким образом, что расхождение кривых различается только в сторону уменьшения показаний канала малого зонда, регистрирующего мягкую компоненту излучения. В этом случае интервалы совпадения кривых однозначно отвечают песчаникам и глинам без карбонатных примесей. По максимальному расхождению кривых (показания канала мягкой компоненты на 20—25% или на 20—25 мм при выбранном масштабе записи ниже показаний канала жесткой компоненты) так же надежно выделяются известняки. Промежуточные значения рас-

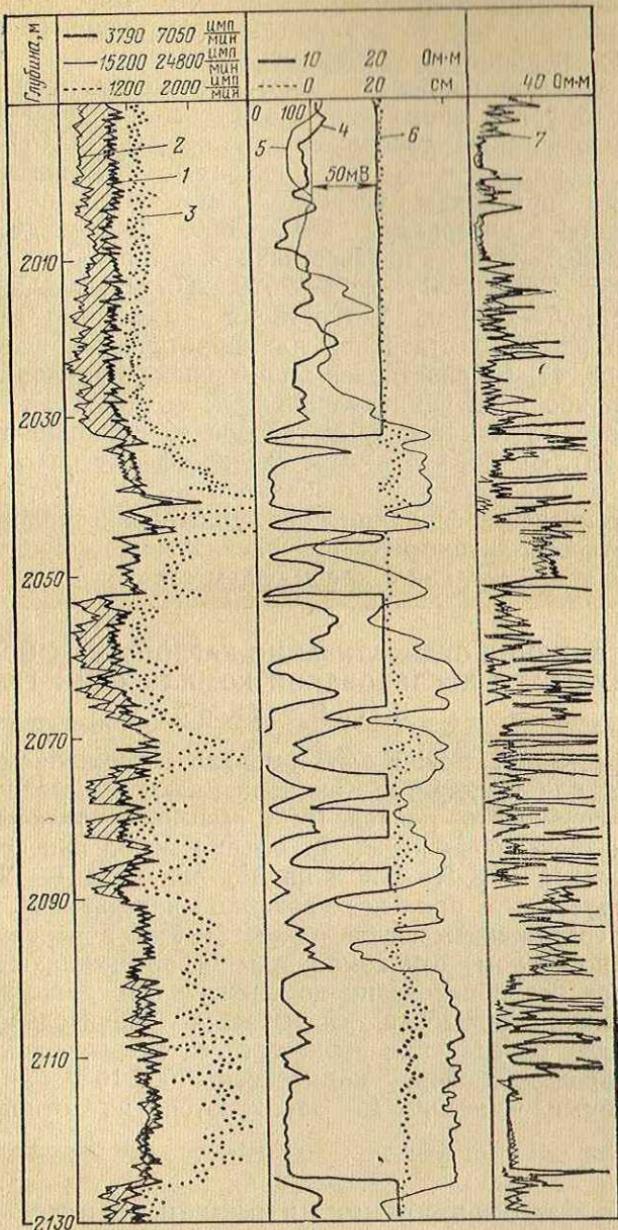


Рис. 48. Сопоставление диаграмм ГГК-П и ГГК-М по разрезу сложного типа.

1 — ГГК-П, малый зонд; 2 — ГГК-М; 3 — ГГК-П, большой зонд; 4 — КС; 5 — ПС; 6 — кавернограмма; 7 — микрозонды, заштрихованные участки соответствуют известнякам

хождения кривых в разрезах смешанного типа могут отвечать как доломитам, так и песчано-глинистым породам с большой примесью карбонатов (например мергелям или песчаникам с очень высокой карбонатностью). Уточнение принадлежности пород к тому или иному типу может быть произведено по общим геологическим соображениям, кривой ГГК-П большого зонда и в ряде случаев по диаграмме ГК. На рис. 48 по указанным признакам уверенно выделяются песчано-глинистые пласти в интервалах 2047—2056, 2068—2070,4, 2090—2092,4, 2095,6—2099 м и известняки в интервалах 1990—1998, 2012—2032, 2053—2061, 2075—2078, 2079,6—2082,5, 2086,5—2089,5, 2126,5—2130 м. Четкость их выделения может быть признана вполне достаточной для практических целей.

На рис. 47, б сопоставлены показания каналов ГГК-П и ГГК-М прибора на сцинтилляционных индикаторах с коркомером (скв. 18 Кандры, длина зондов 40 см, прибор описан в разделе 23). Видно, что в этом случае эффект разделения песчаников и известняков увеличивается до 30—40%, однако из-за высокой дифференциации показаний обоих зондов по плотности четкость литологического расчленения пород остается примерно такой же, как в предыдущем случае.

### 35. ВЛИЯНИЕ СУЛЬФАТИЗАЦИИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ КОМПЛЕКСАМИ ГГК-П — НК И ГГК-П — ГГК-М

Сульфатизация может быть вызвана содержанием в породах гипса или ангидрита. Как показывают простейшие расчеты, загипсованность, равная 10%, вызывает увеличение определяемых значений  $k_p$  на 5% от объема пород при использовании комплекса ГГК-П—НК и на 3% при ГГК-П—ГГК-М. Из этого следует, что при исследовании интервалов разреза с большим содержанием гипса (более 3—4% в первом случае и 5—7% во втором) эти комплексы не обеспечивают точных результатов без привлечения дополнительных данных.

Содержание ангидрита оказывается значительно слабее (погрешность определения пористости составляет около 1% от объема пород для обоих комплексов на 10% ангидрита). Определяемые значения  $k_p$  занижаются по отношению к истинным.

### 36. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИИ ПОРОД ПО КОМПЛЕКСУ ГГК-П — АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

На рис. 49, а сопоставлены значения интервального времени  $\Delta t$  и объемной плотности  $\rho_{об}$  известняков, песчаников и доломитов различной пористости. Величины  $\Delta t$  взяты из работ

[30, 42]. Расчленяющая способность рассматриваемого комплекса по отношению к породам указанных видов значительно слабее по сравнению с комплексами ГГК-П—НК и ГГК-П—ГГК-М, поэтому использовать его для определения основных типов пород нецелесообразно.

На том же рис. 49, а нанесены области значений  $\rho_{об}$ ,  $\Delta t$ , соответствующие ангидриту, гипсу и глинистым разностям

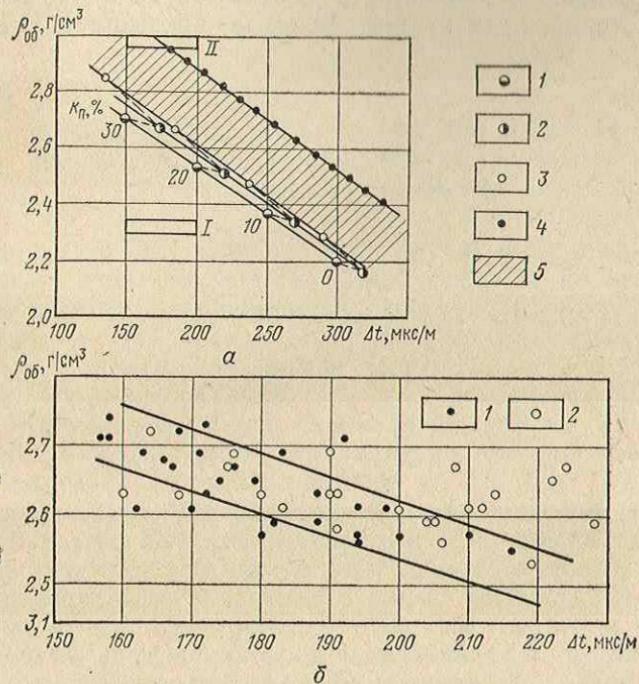


Рис. 49. Комплексная интерпретация данных ГГК-П и АК.

*а* — схема интерпретации: 1 — известняк, 2 — песчаник, 3 — доломит, 4 — граница глинистости пород, равной 40%, 5 — область глинистых пород, I — область гипса, II — область ангидрита; *б* — сопоставление  $\rho_{об}$  и  $\Delta t$  по каширо-подольским и верейским отложениям: 1 — пласти с низкой естественной радиоактивностью, 2 — то же, с повышенной; границы соответствуют линиям известняка и доломита на рис. 49, а

(граница  $C_{gl}=40\%$  обозначена точками). Анализ этих данных приводит к выводу, что комплексирование ГГК-П и акустического каротажа принципиально позволяет выделить зоны повышенной глинистости и сульфатизации и оценить количественно содержание гипса.

На рис. 49, б значения  $\rho_{об}$  и  $\Delta t$  сопоставлены по каширо-подольским и верейским отложениям разреза скв. 1316 Абдуллинской площади (Башкирия), представленного в значи-

тельной части глинистыми разностями. Выделены точки, соответствующие пластам с низкой и повышенной естественной радиоактивностью. Видно, что подавляющая часть точек первой группы укладывается в пределы изменений  $\Delta t$  и  $\rho_{об}$ , соответствующие по рис. 49, а чистым разностям известняков, доломитов и песчаников. Значительная часть точек второй группы выходит за верхнюю границу указанной области, что свидетельствует о глинистости соответствующих пластов, величина которой, судя по рис. 49, а, не превышает 20%.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

---

### 37. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАММА-ГАММА-МЕТОДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

В отличие от ГГК задача в этом случае сводится к определению характеристики промежуточной среды, а не пласта, излучение которого превращается в мешающий фактор. Возможность решения этой задачи базируется на различиях объемной плотности цементного камня ( $1,8-1,9 \text{ г}/\text{см}^3$ ) и бурового раствора либо воды ( $1,0-1,4 \text{ г}/\text{см}^3$ ). Из материалов раздела 4 следует, что в необсаженной скважине диаметром 190 мм при проведении ГГК прибором без азимутальной коллимации изменение плотности бурового раствора на  $0,2 \text{ г}/\text{см}^3$  влияет на результаты сильнее, чем большее в 2 раза изменение объемной плотности пород. Приведенные на рис. 17 зависимости также свидетельствуют о высокой чувствительности метода к изменениям плотности промежуточного слоя в пределах  $1-2 \text{ г}/\text{см}^3$ . Исходя из этих зависимостей, можно считать, что в обсаженной скважине дифференциация показаний ГГМ в зацементированном и незацементированном интервалах будет расти с увеличением толщины промежуточного слоя (разности диаметров скважины и колонны) и разницы плотностей цемента и раствора за колонной. Так как колонна в стволе обычно смешена к стенке, максимальный эффект разделения указанных сред будет наблюдаться при регистрации излучения со стороны, где толщина цементного кольца максимальна. Однако выбор соответствующего азимутального направления коллимации практически невозможен, так как колонна в скважине не имеет вид вытянутой спирали и часто переходит с одной стороны ствола на другую [11].

Оптимальным с этой точки зрения является центрированный в колонне прибор с коллимацией излучения, обеспечивающей исследование распределения показаний по азимутальному углу. Измерения такими приборами примерно эквивалентны гамма-гамма-каротажу системой с азимутальной коллимацией при толщине промежуточного слоя.

$$h = (R_c - R_k - R) \cos \varphi - r_k + \sqrt{r_c^2 - (r_c - r_k - R)^2 \sin^2 \varphi},$$

где  $\varphi$  — угол поворота коллимационных окон относительно точки с минимальным расстоянием  $R$  между колонной радиусом  $R_k$  и стенкой скважины радиусом  $R_c$ ;  $h$  — расстояние между колонной и стенкой скважины по направлению коллимации излучения (рис. 50).

Пользуясь этой формулой, по экспериментальной кривой  $I=f(h)$ , полученной на модели скважины с максимальным из возможных диаметром, можно рассчитать зависимости  $I=F(\varphi, R)$  для различных условий измерений.

Полученные таким способом кривые  $I=F(\varphi, R)$  для источника  $^{137}\text{Cs}$  и зонда длиной 45 см приведены на рис. 51. На отдельных графиках нанесены результаты прямого моделирования, хорошо совпадающие с расчетными. Анализ графиков приводит к следующим выводам:

1) различие абсолютных показаний в зацементированной и незацементированной частях разреза в большинстве случаев достаточно для их надежного разделения и увеличивается при возрастании диаметра скважины и регистрируется толщина промежуточного

Рис. 50. Схема измерений в обсаженной скважине.

1 — прибор; 2 — колонна; 3 — источник (индикатор); 4 — коллимационное окно; 5 — затрубное пространство (ствол скважины); 6 — порода

рации излучения со стороны, слоя максимальна;

2) различие максимальных и минимальных значений кривой зависит от плотности среды в затрубном пространстве, плотности пород и положения колонны в стволе; в центрированной колонне разница равна нулю;

3) наименее благоприятные условия для разделения зацементированного и незацементированного интервалов создаются в скважинах малого диаметра, если в первом интервале колонна лежит на стенке скважины, а во втором — центрирована. В таком случае использование только максимальных значений недостаточно; необходимо привлечение дополнительных данных, например минимальных показаний;

4) форма кривых  $I=f(\varphi)$  в колонне, смещенной к стенке скважины, приближается к синусоидальной, поэтому кривые могут быть приближенно аппроксимированы выражением  $a + (1 - \cos \varphi)k$  ( $a, k$  — постоянные);

5) отличие от синусоиды проявляется при уменьшении диаметра скважины уменьшением углового размера положительной полуволны; то же происходит при отклонении прибора от стенки скважины.

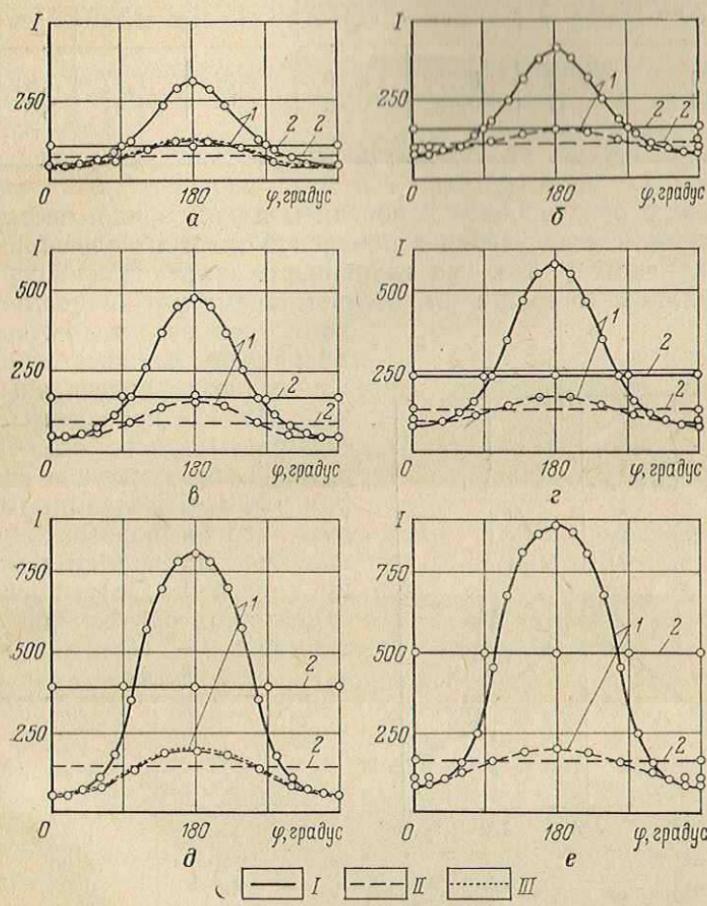


Рис. 51. Распределение излучения в колонне по азимутальному углу.

Диаметр скважины и колонны, мм: *a*, *b* — 190 и 146, *c*, *e* — 220 и 146, *d*, *f* — 300 и 164;  $\rho_{об}$ , г/см<sup>3</sup>: *a*, *b*, *c*, *d* — 2,7, *e*, *f* — 2,25; 1 — колонна смещена к стенке скважины; 2 — колонна центрирована; за колонной: 1 — вода; II — цементный камень; III — результаты прямого моделирования

В табл. 18 приведены значения отношений углового размера положительной и отрицательной полуволны для скважин различной конструкции, пористости пород, равной 0 и 20 %, и разных значений параметра  $R$  (длина зонда 45 см). Соотношение угловых размеров положительной и отрицательной полу-

Таблица 18

$k_{\pi}$ , %	Диаметр скважины и колонны, мм							
	190; 146		214; 146		300; 146		300; 164	
	1	2	1	3	1	4	1	4
0	0,70	0,73	0,73	0,88	1,0	1,17	0,94	1,0
20	0,72	0,77	0,75	0,86	1,0	1,31	1,0	1,14

Примечание. Значения  $R$ , см: 1—0, 2—1, 3—2, 4—4.

волн можно регулировать изменением длины зонда, осевых углов коллимации излучения и начальной энергии излучения (выбором источника). Так как глубинность исследований с увеличением длины зонда растет, соответственно уменьшается угловой размер положительной полуволны. Количественно эти изменения подсчитаны в табл. 19, где приведены значения рассматриваемого соотношения для скважин диаметром 190 мм. Из табл. 19 следует, что выбором  $l$  можно максимально приблизить форму кривой  $I=f(\varphi)$  к синусоидальной (этому случаю соответствует  $l=30$  см).

Таблица 19

$l$ , см	$\frac{I_+}{I_-}$
20	1,17
30	1,00
40	0,88
50	0,68

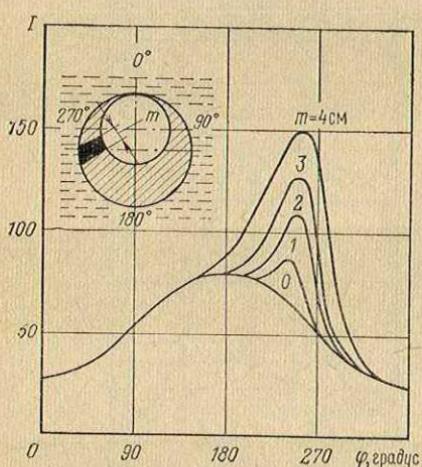


Рис. 52. Влияние канала в цементном камне шириной  $m$ , заполненного водой, на показания прибора

Распределение показаний по азимутальному углу сильно искажается при наличии в цементном камне протяженного канала даже небольшого сечения. На рис. 52 приведены кривые  $I=f(\varphi)$ , которые получены на моделях скважины с зацементированной колонной при наличии в цементном камне каналов разного размера, заполненных водой. Видно, что неоднородность цементного кольца приводит к сильному искажению кривой распределения и к увеличению максимальных

показаний. Эти признаки дают возможность обнаружить каналы шириной более 2—3 см, т. е. контролировать качество цементирования.

### 38. ТИПЫ И ПАРАМЕТРЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Для определения плотностной характеристики вещества в затрубном пространстве могут использоваться следующие типы установок:

1) интегрального типа, представляющие собой центрированный в колонне зонд ГГМ без азимутальной коллимации излучения;

2) обеспечивающие измерение распределения рассеянного излучения по азимутальному углу.

Реализация установок второго типа возможна в следующих вариантах:

1) регистрация непрерывной по азимутальному углу кривой индикатором с равномерно вращающимся щелевым экраном;

2) измерение распределения излучения несколькими индикаторами в соответствующих точках, равномерно распределенных по азимутальному углу.

Установки интегрального типа. Результат измерений пропорционален площади под кривыми распределения, приведенными на рис. 51 и 52. Если колонна центрирована и плотностная характеристика промежуточной среды по всем радиальным направлениям одинакова, то отношение указанных площадей в зацементированной и незацементированной частях ствола пропорционально отношению показаний при любой величине азимутального угла. В этом частном случае эффективность установок такого типа не отличается от эффективности установок, измеряющих распределение излучения по углу. Однако, как правило, колонна смещена к стенке скважины. При этом максимальное различие показаний в зацементированной и незацементированной частях скважины отвечает их регистрации со стороны колонны, наиболее удаленной от пород, и усреднение по азимутальному углу приводит к уменьшению различия и увеличению влияния других факторов. Поэтому эффективность установок без азимутальной коллимации излучения при определении плотностной характеристики среды в затрубном пространстве в среднем в 3—5 раз ниже эффективности коллимированных систем. При выделении узких каналов в цементном камне эффективность установок без коллимации еще ниже, так как влияние канала, проявляющееся в пределах изменения азимутального угла  $\Delta\varphi = 30—40^\circ$  (см. рис. 52), распределяется равномерно на угол  $360^\circ$ , т. е. уменьшается примерно на порядок. Таким образом, установки первого типа пригодны только для опре-

ления высоты подъема цемента за колонной и не могут дать информации о качестве цементирования. Эти системы ограниченно применялись в США. У нас они в последние десять лет вытеснены более совершенными приборами и используются редко.

Установки для регистрации непрерывной кривой распределения  $I=f(\phi)$ . Эти установки позволяют получать наиболее полную информацию о состоянии цементного камня. Чувствительность их к тонким каналам и трещинам в цементном кольце зависит от раствора коллимационного угла  $\Delta\phi$  в равномерно вращающемся экране. Учитывая, что угловая протяженность аномалии, вызванной каналом даже очень малого размера, при длине зонда 40—50 см составляет не менее 30—40°, эту величину для  $\Delta\phi$  следует считать оптимальной. Система принципиально предназначена для детальных измерений в отдельных точках, однако такая методика работ не обеспечивает необходимой производительности. Поэтому регистрация распределения  $I=f(\phi)$  производится в процессе перемещения прибора по стволу скважины. Так как за один оборот экрана прибор проходит интервал  $\Delta H$ , информация по каждой образующей колонны отбирается в дискретной форме с указанным шагом, причем точки, характеризующие минимальные и максимальные по азимутальному углу показания, сдвинуты по отношению друг к другу на расстояние  $\Delta H/2$ . Если размер шага выбран достаточно малым (например,  $\Delta H=20—50$  см), то получаемые данные являются полноценными, однако выбор связан с допустимой скоростью измерений (см. раздел 41).

Установки для исследования распределения  $I=f(\phi)$  по результатам измерений в нескольких угловых интервалах. Распространенным вариантом системы для изучения распределения  $I=f(\phi)$  является установка, регистрирующая излучение несколькими индикаторами, каждый из которых коллимирован по определенному сектору азимутального угла размером  $2\pi/p$  ( $p$  — число индикаторов). При  $p \approx 6—10$  система дает такую же информацию, как установка с непрерывной регистрацией распределения  $I=f(\phi)$  в точке и, кроме того, имеет преимущество, позволяя фиксировать кривые по всем  $p$  образующим колонны. Однако прибор с таким числом индикаторов очень громоздок, сложен и неудобен в эксплуатации. Поэтому на практике число  $p$  не превышает трех-четырех. Так как раствор  $\Delta\phi$  при этом увеличивается до 90—120°, эффективность выделения тонких каналов уменьшается примерно в 2 раза по сравнению с системой непрерывной регистрации  $I=f(\phi)$ .

Общие требования к измерительным установкам.

Диаметр корпуса прибора. Часть излучения проходит от

источника по зазору между корпусом прибора и колонной, образуя постоянный фон. Вклад фона в суммарное излучение приводит к уменьшению полезной дифференциации показаний. Для уменьшения фона диаметр корпуса прибора выбирается близким к внутреннему диаметру колонны. Оптимальная величина зазора составляет 1 см (разница диаметров 2 см). В некоторых конструкциях используются измерительные башмаки, прижимаемые к стенкам колонны.

*Центрирование корпуса прибора.* Центрирование корпуса прибора в колонне необходимо, так как отсутствие этого приводит к нарушению симметрии измерительной установки. Точность центрирования должна быть не хуже 0,2—0,3 см.

*Оптимальная глубинность исследований.* Чувствительность метода к изменениям изучаемого параметра при увеличении глубинности снижается за счет влияния характеристики пород. Вместе с тем очень малая глубинность не обеспечивает нужной информации об удаленных слоях цементного кольца. Оптимальными являются параметры измерительной установки, обеспечивающие глубинность  $R_{ср}$  (см. раздел 9), примерно равную максимальному расстоянию от поверхности прибора до стенки ствола. В скважинах диаметром 300 мм максимальное расстояние от корпуса прибора диаметром 110 мм до стенки изменяется в зависимости от положения колонны (диаметром 164 мм) в стволе в пределах 9,5—16,3 см; в скважинах диаметром 190 мм, соответственно, 4,0—6,2 см. Таким образом, глубинность исследований должна быть различной в зависимости от конструкции скважины. Как показано в разделе 9, глубинность может регулироваться изменением длины зонда, спектра регистрируемого излучения и углов коллимации.

### 39. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛИНЫ ЗОНДА И ТИПА ИСТОЧНИКА

Чувствительность установок к изменениям плотностной характеристики вещества в затрубном пространстве ограничивается влиянием конструкции прибора, изменений положения колонны в стволе скважины, толщины стенки колонны и вариаций объемной плотности пород. Оценку влияния удобно производить путем сравнения изменений показаний за счет того или иного фактора  $\Delta I_1$  с разностью показаний в незасементированной и засементированной частях скважины  $\Delta I_2$  со стороны колонны, максимально удаленной от стенки ствола. Отношение этих двух величин характеризует степень искажения данных измерений волях от полезной дифференциации по исследуемому параметру (плотности среды за колонной).

Результаты, приведенные ниже, получены на моделях скважин различного диаметра, обсаженных колонной диаметром 146 мм. Диаметр прибора 110 мм, излучение коллимировано по азимутальному углу (раствор  $\Delta\phi=45^\circ$ ) и широтному углу ( $60^\circ$ ). Источник —  $^{137}\text{Cs}$  и в части замеров —  $^{60}\text{Co}$ .

Колонна в стволе может лежать на стенке скважины и смещаться к ее оси. Двум крайним положениям в зацементированной части разреза соответствуют показания  $I_1$  и  $I_2$ , разность которых  $I_1 - I_2$  в зацементированной части ствола, отнесенная к величине  $\Delta I_2$ , отражает влияние изменения эксцентриситета колонны. Из табл. 20 следует, что влияние рассматриваемого

Таблица 20

$d_c$ , мм	$k_p$ , %	Влияние на результаты измерений											
		положения колонны				толщины стенки колонны		объемной плотности пород					
		Длина зонда, см											
$d_c$ , мм	$k_p$ , %	25	35	45	50	25	50	25	35	45	50		
190	1	0,45	0,25	0,13	0,10	0,40	0,06	—	—	—	—		
220	1	0,43	0,22	0,12	0,10	0,37	0,045	—	—	—	—		
300	1	0,33	0,18	0,09	0,06	0,27	0,04	—	0,11	0,06	0,05		
300	30	0,06	0,06	0,03	0,02	0,24	0,04	—	—	—	—		

фактора уменьшается с увеличением длины зонда, диаметра скважины и пористости пород в разрезе, составляя 5—10% от полезной дифференциации при  $l=50$  см.

Толщина стенки колонны может изменяться в пределах 6—10 мм, т. е. на  $\pm 2$  мм от среднего значения. Разность показаний в зацементированных колоннах толщиной 8 и 6 мм, отнесенная к величине  $\Delta I_2$ , приведена в табл. 20. Видно, что влияние рассматриваемого фактора возрастает с уменьшением диаметра скважины и уменьшается с увеличением длины зонда, составляя около 5% при  $l=50$  см и  $d_c=300$  мм.

Объемная плотность пород в большинстве разрезов нефтяных скважин изменяется в диапазоне 2,3—2,7 г/см<sup>3</sup>. В табл. 20 приведены данные, характеризующие влияние изменений объемной плотности пород в пределах 2,25—2,7 г/см<sup>3</sup> в скважине диаметром 300 мм, обсаженной колонной диаметром 146 мм (разность показаний в пластах указанной плотности, отнесенная к  $\Delta I_2$ ). И в этом случае влияние уменьшается с увеличением длины зонда (до 5% при  $l=50$  см).

Зависимость чувствительности установок от типа источника. Данные, приведенные в табл. 20, получены с источником  $^{137}\text{Cs}$ . В табл. 21 сравнивается влияние

Таблица 21

$d_c$ , мм	$k_{\Pi}$ , %	Влияние на результаты измерений					
		положения колонны		толщины стенки колонны		объемной плотности пород	
		1	2	1	2	1	2
190	1	0,10	0,23	0,06	0,15	—	—
220	1	0,10	0,20	0,045	0,07	—	—
300	1	0,06	0,11	0,04	0,055	0,05	0,10
300	30	0,02	0,03	0,04	0,06	—	—

Примечание. 1— $^{137}\text{Cs}$ , 2— $^{60}\text{Co}$ .

рассмотренных факторов при использовании источников  $^{137}\text{Cs}$  и  $^{60}\text{Co}$  ( $l=50$  см). Видно, что установка с источником  $^{60}\text{Co}$  в среднем в 2 раза более чувствительна к вариациям плотности пород, изменению положения колонны и толщины ее стенки. Исходя из этого, применение источника  $^{60}\text{Co}$  в установках для исследования цементного кольца нецелесообразно.

Таким образом, при проведении измерений установкой с источником  $^{137}\text{Cs}$  при длине зонда 50 см искажающее влияние рассмотренных факторов значительно меньше полезного эффекта, связанного с изменением плотностной характеристики среды в затрубном пространстве. Это позволяет использовать результаты измерений для определения высоты подъема цемента за колонной и выделения крупных каналов в цементном камне без учета указанных параметров скважины и пласта. При детальном исследовании качества цементирования такой учет необходим.

#### 40. АППАРАТУРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В настоящее время широко распространены трехканальные цементомеры ЦМТУ-1 (цементомер термостойкий универсальный), ЦММ-3-4 (цементомер малогабаритный для колонн диаметром 3—4"), четырехканальный цементомер ЦФ-4 (цементомер фонарный) и дефектомер СГДТ-2 (скважинный гамма-дефектомер, скомплексированный с измерителем толщины стенки колонны) [1]. В табл. 22 приводится их краткая техническая характеристика.

По конструкции приборы ЦМТУ-1 и ЦММ-3-4 однотипны. Зонд включает источник, блок индикаторов, представляющий собой цилиндрический свинцововый экран, в пазах которого находятся три разрядных счетчика, расположенных под углом  $120^\circ$  по отношению друг к другу, и экран, защищающий счетчики от прямого фона. Электронная схема обеспечивает

Таблица 22

Параметр	ЦМТУ-1	ЦММ-3-4	ЦФ-4	СГДТ-2
Диаметр колонны, мм	125—150	75—100	200—250	125—150
Число каналов	3	3	4	2
Длина кабеля, м	3500	2000	2500	3500
Тип кабеля	КОБД-4, КТБ	КОБД-4, КТБ	КТО, КТБ	КТБ
Наземная панель	ПРКУ	ПРКУ	ПРКУ	Любая с дополнительной приставкой ФР, ПАСК
Регистратор	ФР-6	ФР-6	ФР-6	ФР, ПАСК
Амплитуда импульсов, В	2—4	2—4	2—4	2—4
Ток питания, мА	200	200	200	400
Индикаторы излучения	ЗСИ-4Г	ЗВС-8	4ВС-11	NaI (Tl), ФЭУ-74А
Рабочая температура, °С	150	80	80	120
Давление, МПа	50	50	30	50
Активность источника $^{137}\text{Cs}$ , мг-экв Ra	50—100	50—100	50—100	50—100
Активность источника $^{170}\text{Tm}$ , мг-экв Ra	—	—	—	10—20
Длина прибора, см	242	220	150	270
Диаметр прибора (без вытеснителя), мм	110	60	180	110
Масса, кг	85	40	95	105
Скорость вращения экрана, об/мин	—	—	—	3—8

питание счетчиков и передачу информации раздельно от каждого из них на поверхность через каротажный кабель. Зонд и электронная схема помещены в цилиндрический стальной корпус, который центрируется в колонне с помощью верхнего и нижнего центраторов. Для защиты персонала партии от облучения источник помещается на конце подпружинного штока и при установке на поверхности находится в защитном экране внутри корпуса. При спуске прибора в скважину на глубине 50—100 м за счет гидростатического давления шток сжимает пружину и перемещается вместе с источником в рабочее положение [19]. При подъеме прибора выше указанной глубины источник под действием пружины возвращается в экран.

Цементомер ЦФ-4 имеет четыре башмака из свинца, расположенных под углом 90° по периметру сечения колонны и прижимаемых с помощью системы пружин к стенке последней. В выемке на внешней стороне каждого башмака размещается корпус счетчика. Питание счетчиков подается от центрального корпуса через гибкие вводы. В центральном корпусе расположена электронная схема, с выхода которой сигнал раздельно от каждого канала через головку передается на кабель. Источник расположен по оси колонны ниже счетчика в отдельном

корпусе, имеющем круговое конусное коллимационное окно и экран, поглощающий прямое излучение.

Электронные схемы всех трех приборов практически одинаковы и состоят из источника высокого напряжения и усилителей по числу каналов.

Основной частью дефектомера СГДТ-2 является цилиндрический экран с коллиматорами против источника и индикатора, ограничивающими излучение по азимутальному и широтному углам. Экран вращается с помощью электромотора и редуктора с постоянной скоростью, которая может регулироваться изменением напряжения питания в диапазоне 1—10 об/мин. Индикатор — сцинтилляционный, источник —  $^{137}\text{Cs}$ . Для защиты персонала партии от облучения использовано гидравлическое реле, аналогичное примененному в цементомере ЦМТУ-1. Прибор помещен в стальной корпус с центраторами. Размеры корпуса и конструкция центраторов такие же, как в цементомере ЦМТУ-1. Второй канал прибора СГДТ-2 служит для получения информации о толщине стенки колонны. Зонд толщиномера включает источник  $^{170}\text{Tm}$  и сцинтилляционный индикатор с круговыми коллиматорами, оси которых направлены друг к другу под углом  $45^\circ$  (принцип действия толщиномера описан в главе VIII). Электронная схема дефектомера СГДТ-2 выполнена на кремниевых полупроводниках. Измерения прибором могут проводиться как при перемещении прибора по стволу скважины со скоростью 200—800 м/ч, так и при остановке прибора на определенной глубине.

#### 41. МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПОЛУЧАЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Эталонирование цементомеров. В процессе измерений необходимо, чтобы все каналы имели одинаковую чувствительность, т. е. обеспечивали одно и то же отклонение бликов гальванометров при равных условиях измерений. Эта задача решается путем эталонирования прибора. Этalonировочным устройством служит емкость, залитая цементом, в которой помещены отрезки обсадных колонн диаметрами 76, 146, 168 и 203 мм с толщиной стенки 8 мм, заполненные водой. Устройство размещается на базе. При эталонировании прибор опускается в колонну соответствующего размера. Блики гальванометров устанавливаются на нулевой линии, включается прибор и регулировкой чувствительности каналовдается одинаковое отклонение бликов. После этого без изменения чувствительности каналов записываются показания калибратора  $s_1$ ,  $s_2$ ,  $s_3$  и  $s_4$ , которые являются результатом эталонирования. Требования к точности эталонирования здесь намного ниже, чем при ГГК: приемлемой является погрешность  $\delta = \pm 5\%$ . Поэтому допустимо определять эталонировочные

показания  $s$  не перед каждым выездом, а только после смены индикаторов, источника или ремонта прибора. Так как скорость счета в устройстве невелика, эталонирование должно производиться особенно тщательно. В частности, целесообразно проводить четырех-пятикратные измерения  $s$  при различных углах поворота прибора и использовать средние значения  $\frac{s_1 + s_2 + \dots + s_n}{n}$  ( $n$  — число измерений). Отклонения измеренных величин  $s$  от среднего не должны превышать  $\pm 5\%$ .

Эталонирование дефектомера. Эталонирование необходимо только для количественной интерпретации результатов измерений и может проводиться в том же устройстве, что и эталонирование цементомеров. Возможно также использовать в качестве эталонных показания прибора в зацементированной каверне диаметром не менее 45—50 см.

Выбор постоянной времени интегрирующей ячейки и скорости измерений. При работе с цементомерами значение  $\tau$  целесообразно принять равным 6 с. Необходимая точность  $\delta$  определения средних показаний по исследуемым интервалам связана со скоростью измерений (в м/ч) формулой

$$v = \frac{I(H - 0,8) \delta^2}{2},$$

где  $I$  — скорость счета, имп/сек;  $H$  — мощность усредняемого интервала, м.

Так, при  $\delta=5\% = 0,05$  и  $I=50$  имп/с для интервала мощностью  $H=3$  м  $v \approx 500$  м/ч; для  $H=5$  м  $v=1000$  м/ч и для  $H=2$  м  $v \approx 200$  м/ч.

При проведении исследований дефектомером возможны два случая. Если прибор не перемещается по колонне и регистрируется азимутальное распределение излучения в точке  $I \approx a(1-\cos \varphi)$  ( $a$  — постоянная), целесообразно выбрать малую скорость вращения экрана — примерно 2—3 об/мин. Для получения точности  $\delta=3—5\%$  значение  $\tau$  должно составлять 3—4 с [1]. Если измерения проводятся в процессе перемещения прибора со скоростью  $v$  (м/с), то число оборотов экрана в секунду  $t=v/\Delta H$ , где  $\Delta H$  — расстояние, которое проходит прибор за время одного оборота экрана, м (см. раздел 38). При  $\Delta H=2$  м и скорости вращения экрана 2 об/мин допустимая скорость измерений составит около 7 см/с, или 250 м/ч. Повышение скорости может быть достигнуто увеличением  $\Delta H$ , т. е. мощности пропускаемых интервалов, или возрастанием числа оборотов экрана. На практике более приемлемым оказывается второй путь. При увеличении  $t$  в 3 раза (до 6—9 об/мин) и соответствующем уменьшении  $\tau$  (до 1 с) допустимая скорость измерений повышается до 750 м/ч, однако погрешность измерений увеличивается примерно до 10%.

Регистрация кривых и масштаб записи. Показания всех каналов цементомера записываются от одной нулевой линии при одинаковой чувствительности каналов. Поэтому в центрированной колонне в случае отсутствия неоднородности вещества, заполняющего затрубное пространство, все кривые должны совместиться. Их расхождение свидетельствует либо о смещении колонны к стенке скважины, либо о наличии каналов в цементном камне или о других нарушениях плотностной радиальной симметрии.

Установка масштаба записи производится по калибратору перед началом регистрации цементограммы. При этом чувствительность каналов регулируется так, чтобы отклонения бликов гальванометров от калибратора были равными значениям  $s_1 - s_4$ , определенным при эталонировании.

При измерениях дефектомером установка масштаба производится также по калибратору на основе данных эталонирования. В случае отсутствия последних среднее отклонение блика гальванометра в зацементированной части скважины устанавливается равным 6—8 см.

При регистрации кривых распределения в отдельных точках скорость протяжки ленты устанавливается равной 10—12 см/мин и сохраняется в процессе измерений постоянной.

Основные параметры при интерпретации. При интерпретации цементограмм и непрерывных дефектограмм используются одни и те же основные параметры:

1) максимальные  $I_{p\max}$  и минимальные  $I_{p\min}$  показания в незацементированной части скважины, усредненные по интервалу 20—100 м;

2) то же, в зацементированной части скважины  $I_{c\max}$  и  $I_{c\min}$ ;

3) то же, в исследуемом интервале  $I_{x\max}$  и  $I_{x\min}$  (интервал усреднения не менее 2—4 м);

4) показания  $I_k$  в зацементированной каверне.

Методика интерпретации непрерывных кривых. Основой интерпретации результатов измерений цементограмм и дефектограмм являются зависимости, приведенные на рис. 51. Общая схема интерпретации цементограмм, записанных трех- и четырехканальными цементомерами, а также дефектограмм, зарегистрированных по колонне, приведена на рис. 53 [1].

Так как колонна в большинстве случаев смещена к стенке скважины, минимальные показания  $I_{\min}$  в большей степени отражают плотностную характеристику пород, а  $I_{\max}$  — плотность вещества в затрубном пространстве. Отношение  $I_{\max}/I_{\min}$  определяется эксцентриситетом колонны и плотностной характеристикой вещества в затрубном пространстве, а также зависит от плотности пород, диаметра скважины

и колонны. Ориентировочные значения этих отношений можно взять с рис. 51.

Так как плотность цементного камня меньше, чем плотность горных пород, в зацементированной части скважины наиболее высокими и примерно одинаковыми по всем каналам показаниями цементограммы отмечаются глубокие каверны в

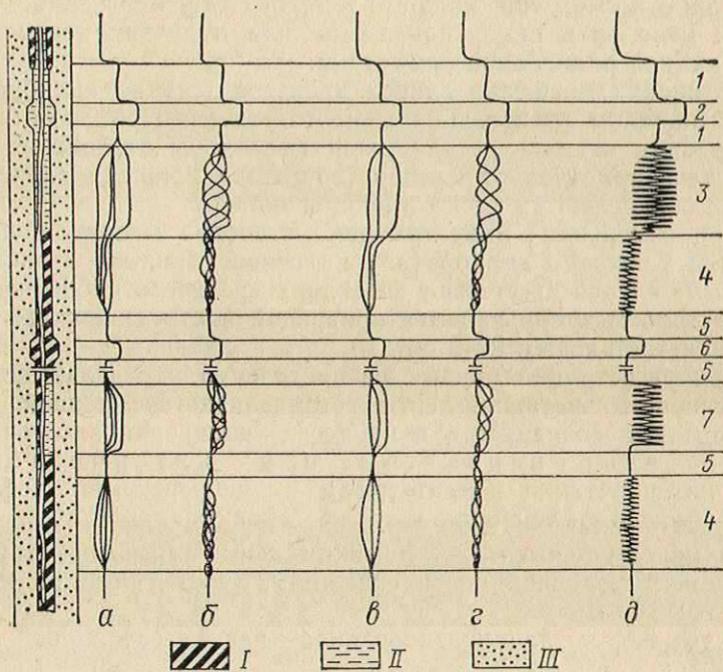


Рис. 53. Схема интерпретации непрерывных цементограмм и дефектограмм.

*a, b* — четырехканальный цементомер; *c, e* — трехканальный цементомер; *d* — дефектомер; *I* — цемент в стволе скважины; *II* — порода; *III* — колонна центрирована, за колонной вода; *1* — то же, каверна в стволе; *2* — колонна смещена к стенке, за ней вода; *3* — то же, за колонной цемент; *4* — колонна центрирована, за колонной цемент; *5* — то же, каверна в стволе; *6* — колонна центрирована, неоднородность цементного кольца (цемент с водой)

стволе, заполненные цементом. Показания дефектомера в этом случае слабо дифференцированы по углу поворота индикатора. Если провести на диаграмме линию показаний в зацементированной каверне ( $I_k$ ), то показания, выходящие за ее пределы в сторону больших значений, будут надежно отмечать зоны с неполным цементированием затрубного пространства (односторонняя заливка, каналы в цементном камне). Этот способ выделения плохо зацементированных интервалов особенно удобен при интерпретации диаграмм по скважинам большого диаметра (250—300 мм). В скважинах диаметром

190 мм, обсаженных колонной диаметром 146 мм, показания в зацементированной части скважины значительно ниже, чем в зацементированной каверне, и против участков с нарушенным цементным кольцом могут быть меньше  $I_k$ .

При интерпретации диаграмм обязательно привлекается кавернограмма, а в некоторых случаях диаграмма НГК (для грубой оценки влияния изменений плотности пород). Точность интерпретации повышается при использовании данных о толщине стенки колонны в тех случаях, когда такие данные имеются (например при работе с прибором СГДТ-2).

Интерпретация дефектограмм, записанных по точкам. Достоинством дефектомера является возможность детального исследования распределения рассеянного излучения по периметру колонны при измерениях по точкам, выбранным в наиболее ответственных интервалах разреза. Как показано выше, при однородной характеристике вещества в затрубном пространстве по плотности кривые распределения  $I=f(\phi)$  имеют форму, близкую к синусоидальной. Наличие каналов в цементном камне приводит к резкому искажению формы кривой (см. рис. 52). Поэтому одним из основных приемов интерпретации дефектограммы при детальном определении качества цементирования является исследование конфигурации кривой  $I=f(\phi)$  путем сравнения ее с синусоидой. Часто достаточным оказывается визуальное сопоставление этих кривых.

На рис. 54 приведены диаграммы, записанные прибором СГДТ-2 непрерывно по стволу (а) и в отдельных точках (б). Высота подъема цемента за колонной по первой кривой отмечается на глубине 1063 м. В интервале 990—1040 м за колонной однородный раствор, о чем свидетельствует форма кривых  $I=f(\phi)$  в точках 7—9. Небольшой участок с низким качеством

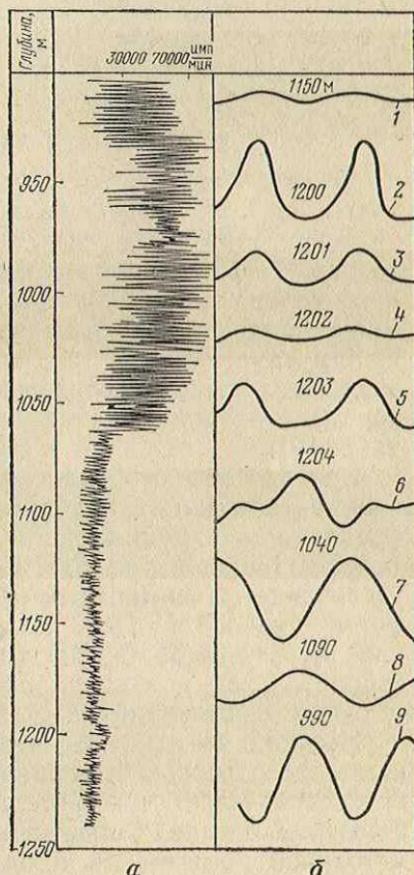


Рис. 54. Результаты измерений дефектометром.

цементирования, слабо выделяющийся по непрерывной кривой, четко определяется по кривым  $I=f(\phi)$ , которые резко отличаются от синусоиды (точки 1—6). Дополнительные данные дают сравнение угловых размеров отрицательной и положительной полуволны. Их отношение приведено в табл. 18 и должно выдерживаться с точностью до  $\pm 0,05$ . Для определения этого параметра необходимо провести среднюю линию  $\frac{(I_{\max} - I_{\min})}{2}$ , по ней отсчитать указанные величины в миллиметрах и вычислить отношение. В скважинах диаметром 300 мм, обсаженных колонной диаметром 164 мм, кривые  $I=f(\phi)$  практически не отличаются от синусоиды. Поэтому можно воспользоваться соотношением

$$\sin \varphi_1 + \sin (\varphi_1 + 180^\circ) = \sin \varphi_2 + \sin (\varphi_2 + 180^\circ).$$

Отсюда следует, что сумма отсчетов в точках кривой, сдвинутых на  $180^\circ$ , должна быть одинаковой при любом начальном значении угла  $\varphi$ . Значительная разница суммарных показаний (более 7—10%) свидетельствует о неоднородности цементного кольца в исследуемом интервале. Аналогичный способ может быть использован при исследовании скважин другой конструкции, однако при этом необходимо изменить длину зонда так, чтобы протяженность обеих полуволн в нормально зацементированном интервале стала одинаковой (см. табл. 19).

Эти способы особенно эффективны в случаях, когда канал в цементном камне находится против стороны колонны, максимально или минимально удаленной от стенки скважины ( $\varphi=0$  и  $180^\circ$ , см. рис. 51). При этом наличие канала вызывает увеличение максимальных либо минимальных показаний, а форма кривой  $I=f(\phi)$  качественно изменяется мало (см. рис. 54, случаи 2, 3). Оценка протяженности положительной и отрицательной полуволны позволяет правильно характеризовать такие интервалы.

Необходимо отметить, что проведение исследований по точкам с использованием приемов интерпретации, описанных выше, обеспечивает чувствительность к каналам и трещинам в цементном камне, большую почти на порядок по сравнению с методикой регистрации и интерпретации непрерывных кривых цементограмм и дефектограмм.

Количественная оценка средней объемной плотности промежуточной среды и эксцентриситета колонны. По дефектограмме с привлечением данных эталонирования прибора и результатов измерения толщины стенки колонны могут быть определены средняя объемная плотность среды за колонной (со стороны колонны, максимально удаленной от стенки скважины) с точностью  $\pm 0,1$  г/см<sup>3</sup> и смещение колонны от оси скважины с точностью

$\pm 1-2$  см. Методика количественной интерпретации разработана Д. А. Бернштейном и приведена в работе [1]. Здесь необходимо указать следующее. Основной задачей исследований скважин описанными выше приборами является оценка качества цементирования, сводящаяся главным образом к выявлению каналов в цементном камне, нарушающих изоляцию пластов. В ряде случаев небольшие размеры таких каналов не изменяют существенно среднюю объемную плотность среды в затрубном пространстве, особенно в направлении максимальной толщины слоя (например, канал на 10% по площади заполненный водой, уменьшает среднюю объемную плотность цементного камня всего на  $0,1 \text{ г}/\text{см}^3$ ). Поэтому данные о средней объемной плотности среды в затрубном пространстве часто не несут дополнительной информации о нарушениях качества цементирования. Они могут оказаться полезными в следующих случаях:

- 1) при определении стадии старения цементного камня и степени его разрушения за счет взаимодействия с агрессивными пластовыми водами;
- 2) при малой величине исследованного интервала и отсутствии опорных пластов.

Информация о смещении колонны может быть использована для определения поправок при интерпретации результатов других видов РК (например, нейтронного каротажа). Однако получаемая точность часто оказывается недостаточной.

Таким образом, количественная оценка средней объемной плотности промежуточной среды и смещения колонны обычно не является обязательной, особенно при оперативной интерпретации диаграмм по скважинам, выходящим из бурения.

## 42. ПРИМЕРЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Определение высоты подъема цемента за колонной. Объектами исследования являются в основном скважины, выходящие из бурения. Кроме ГГМ, для этих целей используются термометрия, метод изотопов и акустический метод (АМ), результаты которых приводятся ниже для сравнения.

*Скважины большого диаметра, нормальный цемент, облегченные буровые растворы.* Типичный пример определения высоты подъема цемента по непрерывной дефектограмме в скважине большого диаметра (300 мм, колонна диаметром 164 мм), с нормальным (без добавок) цементом и облегченным буровым раствором приведен на рис. 54. По диаграмме выделяются пять интервалов: выше 1064 м, соответствующий незасементированной колонне, характеризуется высокими показаниями и большой дифференциацией кривой, 1064—1105 м — зона перемешивания цемента с раствором, 1195—

1204 м — зона неоднородного цементного кольца (за счет каналов и пустот, заполненных водой), 1105—1195 и 1204—1238 м — зоны однородного цементного кольца (хорошо-

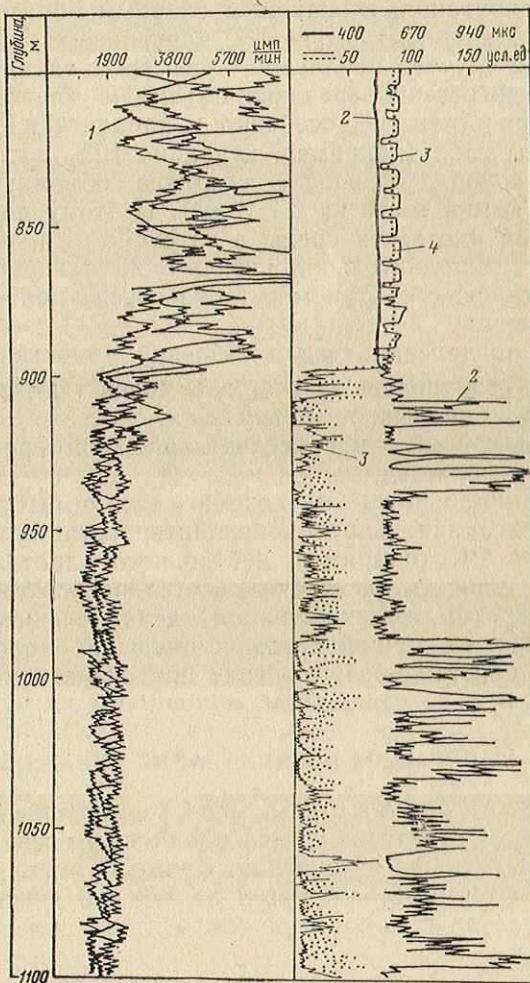


Рис. 55. Определение высоты подъема цемента по цементограмме и диаграмме акустического цементомера.

1 — цементограмма ГГМ; диаграммы: 2 —  $t_p$ , 3 —  $A_{цк}$ , 4 —  $A_p$

го цементирования). Последние интервалы характеризуются низкими абсолютными показаниями и минимальной дифференциацией кривой.

На рис. 55 по скважине такой же конструкции сопоставлены цементограмма и диаграммы акустического цементомера ( $A_{\text{дк}}$  — амплитуда волны, идущей по колонне;  $A_p$  — то же, по породе;  $t_p$  — регистрируемое время пробега). По первой отмечаются два уровня показаний, один из которых (957 м) соответствует контакту интервалов с однородным и неоднородным цементным камнем, а другой (900 м) — контакту неоднородного цементного камня с раствором. По диаграмме акустического цементомера (3) четко отмечается только последняя граница, ниже которой показания слабо дифференцированы.

В рассмотренных примерах условия измерений (большой диаметр скважины, нормальный цемент, облегченный буровой раствор) наиболее благоприятны. В подобных случаях задача отбивки цементного кольца (ОЦК) решается с помощью ГГК вполне надежно.

*Скважины малого диаметра, нормальный цемент, облегченные буровые растворы.* В последние годы бурятся скважины диаметрами 190 и 220 мм, они крепятся колонной диаметром 146 мм. При такой конструкции дифференциация показаний в зацементированном и незацементированном интервалах значительно меньше, чем в скважинах большого диаметра. На рис. 56 приведена цементограмма по скважине диаметром 190 мм, обсаженной колонной диаметром 146 мм. Уровень цемента отмечается на глубине 2000 м, ниже качество цементирования хорошее. В незацементированном участке ствола скважины абсолютные показания и расхождение кривых значительно больше, чем в зацементированном, поэтому контакт цемент — раствор в рассматриваемых условиях выделяется надежно.

Особенность интерпретации цементограмм в скважинах малого диаметра заключается в том, что абсолютные показания против зацементированных каверн такие же, как в незацементированной части ствола с номинальным диаметром. Эти интервалы уверенно различаются по расхождению кривых и минимальным показаниям (в первом случае расхождение значительно больше, а минимальные показания ниже, см. рис. 56).

*Влияние объемной плотности раствора, нормальный цемент.* Надежность получаемых результатов сильно зависит от различия объемной плотности цементного камня и контактирующей с ним жидкости. Как показано в работе [1], при плотности раствора, большей 1,4 г/см<sup>3</sup>, эффективность резко снижается, а при плотности 1,6 г/см<sup>3</sup> — практически равна нулю.

*Скважины, зацементированные цементами с добавками глиноземистого порошка, гипса и пр.* В таких условиях эффективность ГГМ снижается. Возможность использования метода зависит от разницы плотностей цемента и раствора. В неблагоприятных с этой точки зрения случаях его применение может

оказаться нецелесообразным. На рис. 57 сопоставлены цементограмма и диаграмма акустического цементомера по скважине диаметром 220 мм, обсаженной колонной диаметром 146 мм и

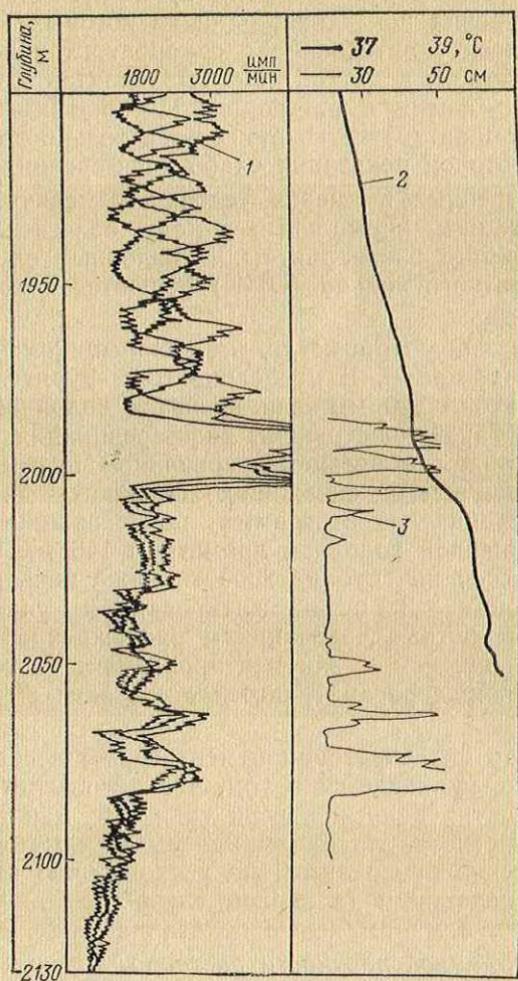


Рис. 56. Определение высоты подъема цемента в скважине диаметром 190 мм, обсаженной колонной диаметром 146 мм.  
1 — цементограмма; 2 — термограмма; 3 — кавернограмма

засементированной тампонажной смесью из цемента и глинопорошка. В рассматриваемом случае по цементограмме уровень подъема цемента не отмечается, а по данным акустического метода выделяется четко.

Оценка качества цементирования продуктивных интервалов. Представляет наиболее важную задачу, актуальную для скважин, как выходящих из бурения, так и эксплуатирующихся длительное время. В последние годы серьезное внимание уделяется доразведке вышележащей толщи в скважинах, истощившихся по основному объекту эксплуатации, что значительно расширяет область применения методов контроля качества цементирования.

*Скважины, сдаваемые в эксплуатацию.* На рис. 58 приведены цементограммы по скважине диаметром 220 мм, обсаженной колонной диаметром 146 мм. Первичное цементирование, судя по диаграмме 1, оказалось неудачным. Так, в значительной части интервала 1204—1320 м выделяются большие участки повышенных показаний, соответствующих крупным пустотам и каналам в цементном камне. В результате повторной закачки цементного раствора (2) качество цементирования улучшилось, особенно в нижней части интервала. Однако и после ремонта на отдельных участках (1236—1243, 1275—1285 м) отмечается неоднородность цементного кольца, связанная с наличием каналов.

*Эксплуатационные скважины старого фонда, карбонатные отложения средней и низкой пористости.* Особенностью условий измерений является влияние длительного взаимодействия агрессивных пластовых вод с цементным камнем. Как показано в работах [36, 40], в результате коррозионных процессов меняется химический состав цемента и спустя длительное время (примерно 30 лет) цементное кольцо полностью разрушается. На начальной и средней стадиях взаимодействия (до 15—20 лет) объемная плотность цементного камня практически не изменяется и герметизация разреза не нарушается. Однако изменение состава камня, в частности за счет накопления соединений хлора, может служить причиной отсутствия сцепления колонны с цементным кольцом. Кроме того, за счет примерно одинаковой скорости распространения упругих волн по колонне и породе данные акустического цементомера не всегда могут интерпретироваться однозначно. По этим причинам в рассматривае-

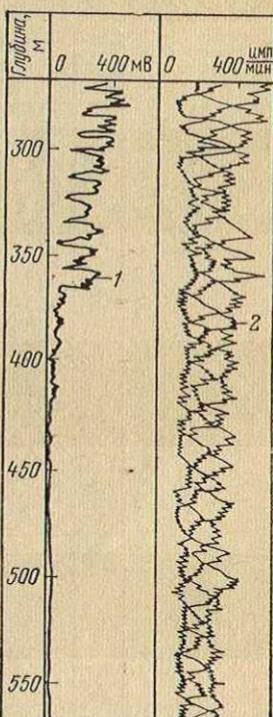


Рис. 57. Сопоставление диаграммы акустического цементомера (1) и цементограммы (2) по скважине, зацементированной смесью цемента с глинопорошком

мых условиях ГГМ и АМ часто не дают одинаковых результатов.

Сопоставление дефектограмм и цементограмм с диаграммами акустического цементомера по скважинам диаметром 300 мм, обсаженным колоннами диаметром 164 мм в интервале турнейских отложений (известняки,  $k_p \approx 10\%$ ), приво-

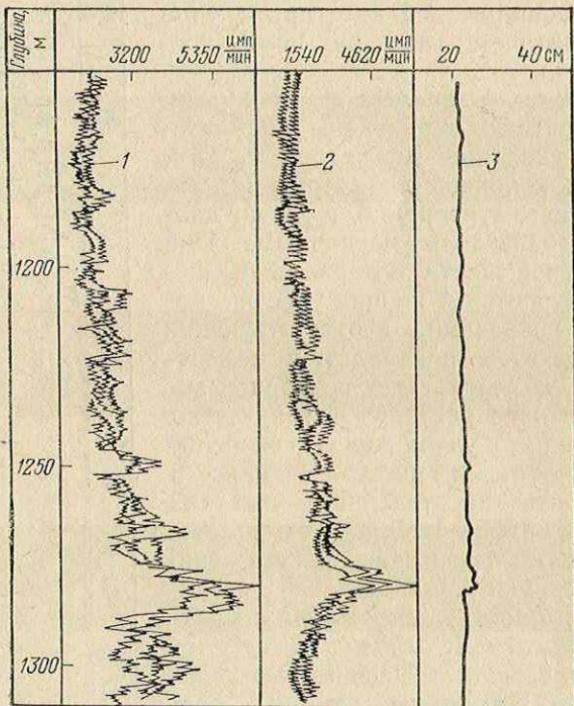


Рис. 58. Цементограммы.

1 — до ремонта скважины; 2 — после ремонта скважины; 3 — кавернограмма

дится на рис. 59. По техническим условиям бурения этот интервал должен быть надежно изолирован, так как часто является дополнительным объектом эксплуатации.

В скв. 70, судя по цементограмме, интервал 1293—1318 м не зацементирован, ниже до глубины 1340 м качество цементирования удовлетворительное. В интервалах 1240—1250, 1322—1325, 1330—1334 м выделяются каналы в цементном кольце. Диаграмма  $A_{цк}$  свидетельствует об отсутствии сцепления цемента с колонной в интервале 1293—1343 м, в том числе и на участке 1318—1340 м, который по цементограмме выделяется как зацементированный. Интервалы 1240—1250 и

1322—1325 м характеризуются как зоны удовлетворительного сцепления, что противоречит цементограмме, если считать сцепление признаком высокого качества цементирования.

В скв. 882 и 1483 исследуемые части скважин, судя по дефектограммам, надежно зацементированы. Однако по диаграммам акустического цементомера здесь выделяются боль-

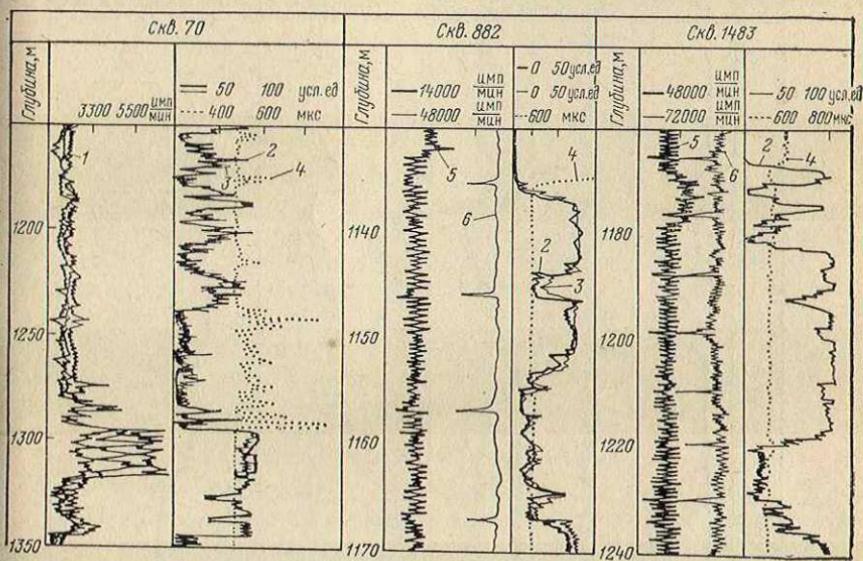


Рис. 59. Сопоставление диаграмм гамма-гамма-метода и акустического метода по скважинам старого фонда в интервале турнейских отложений.  
 1 — цементограмма; 2 —  $A_{\text{ЦК}}$ ; 3 —  $A_p$ ; 4 —  $t_p$ ; 5 — дефектограмма; 6 — толщинограмма

шие интервалы с полным отсутствием сцепления цемента с колонной. Верхняя часть этих интервалов при опробовании дала нефть без большого содержания воды, что подтвердило достоверность данных, полученных с помощью ГГМ, хотя это противоречит результатам измерений акустическим цементомером. Для оценки надежности изоляции интервалов, характеризующихся отсутствием сцепления по АМ, и эффективности обоих методов в рассматриваемых условиях был проведен прострел колонны в одной из скважин с такой же характеристикой, как на рис. 59 [11]. Единичные перфорационные отверстия располагались на расстоянии 2 м друг от друга. Их испытания на приток из колонны через соседние отверстия по возможному зазору между колонной и цементным кольцом, выполненные опробователем пластов на кабеле, выявили удовлетворительную герметичность затрубного пространства, что подтвердило результаты, полученные с помощью ГГМ.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что выводы по эффективности акустических методов относятся в рассмотренных

случаях только к интервалам разреза, представленным карбонатными породами с  $k_n = 5-15\%$  в скважинах старого фонда.

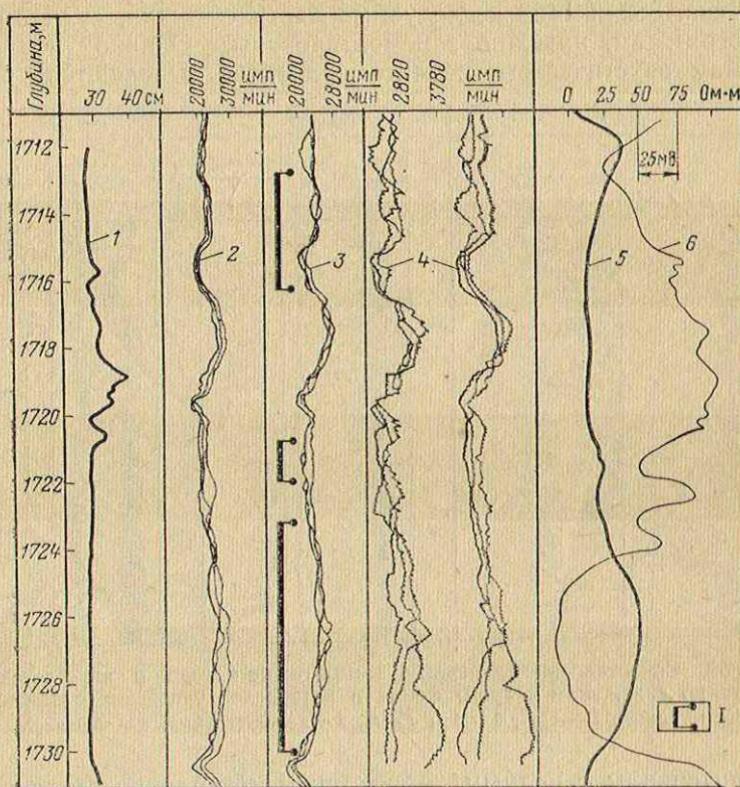


Рис. 60. Влияние длительной эксплуатации пласта на качество цементирования скважины.

1 — кавернограмма; 2—4 — цементограммы: 2 — до перфорации, 3 — сразу после перфорации, 4 — после 5-летней эксплуатации (основной замер с повторением); 5 — КС; 6 — ПС; 1 — интервал перфорации

*Изменения качества цементирования перфорированного пласта в результате длительной эксплуатации.* На рис. 60 сопоставлены цементограммы, зарегистрированные до (2) и после (3) перфорации колонны. Там же приведены цементограммы (4) после 5-летней эксплуатации скважины. Из сопоставления диаграмм 2 и 3 следует, что сама перфорация не влияет на плотностную характеристику цементного камня. В процессе работы скважины цементный камень в интервале перфорации сильно разрушается (4). Особенно четко это отмечается в интервале 1727—1730 м. Аналогичная картина наблюдается по многим другим скважинам старого фонда, исследованным цементомерами и дефектомерами.

## ГЛАВА VIII

ИЗМЕРЕНИЕ ВНУТРЕННЕГО ДИАМЕТРА  
И ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ КОЛОННЫ

Измерение внутреннего диаметра и толщины стенки колонны крайне желательно для правильной интерпретации результатов радиометрических исследований обсаженных скважин. Кроме того, эти измерения представляют существенный интерес при контроле соответствия скважины техническому проекту, выявлении интервалов коррозии и механических повреждений, определении степени износа бурильных труб и т. п. Гамма-гамма-метод является одним из наиболее простых и экономичных средств решения этих задач [37, 43, 44].

## 43. ФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Влияние толщины стенки колонны при использовании установок без коллимации. Из табл. 20 и 21 следует, что результаты измерений цементометром сильно зависят от толщины стенки колонны. Влияние последней по отношению к дифференциации показаний по объемной плотности вещества в затрубном пространстве зависит с уменьшением длины зонда. На рис. 61 приведены значения  $F = (I_6 - I_8) / (I_b - I_{14})$  в зависимости от длины зонда для источников с различной энергией излучения ( $I_6$  и  $I_8$  — показания в зацементированной части скважины при толщине стенки колонны 6 и 8 мм;  $I_b$  и  $I_{14}$  — показания в незацементированной и зацементированной колоннах; в отличие от табл. 20 и 21 значения  $I_6$ ,  $I_8$ ,  $I_b$  и  $I_{14}$

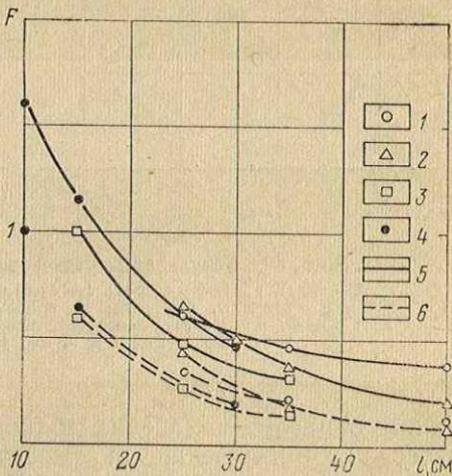


Рис. 61. Влияние толщины стенки колонны на результаты измерений в зависимости от длины зонда.

Источник: 1 —  $^{60}\text{Co}$ , 2 —  $^{137}\text{Cs}$ , 3 —  $^{75}\text{Se}$ , 4 —  $^{170}\text{Tm}$ ; диаметр скважины и колонны, мм: 5 — 190 и 146, 6 — 300 и 146

усреднены по азимутальному углу). Видно, что при  $l=10$  см и источнике  $^{170}\text{Tm}$  изменения толщины стенки на 2 мм оказываются в 1,5 раза сильнее, чем изменения характеристики среды в затрубном пространстве в крайних пределах (вода — цемент).

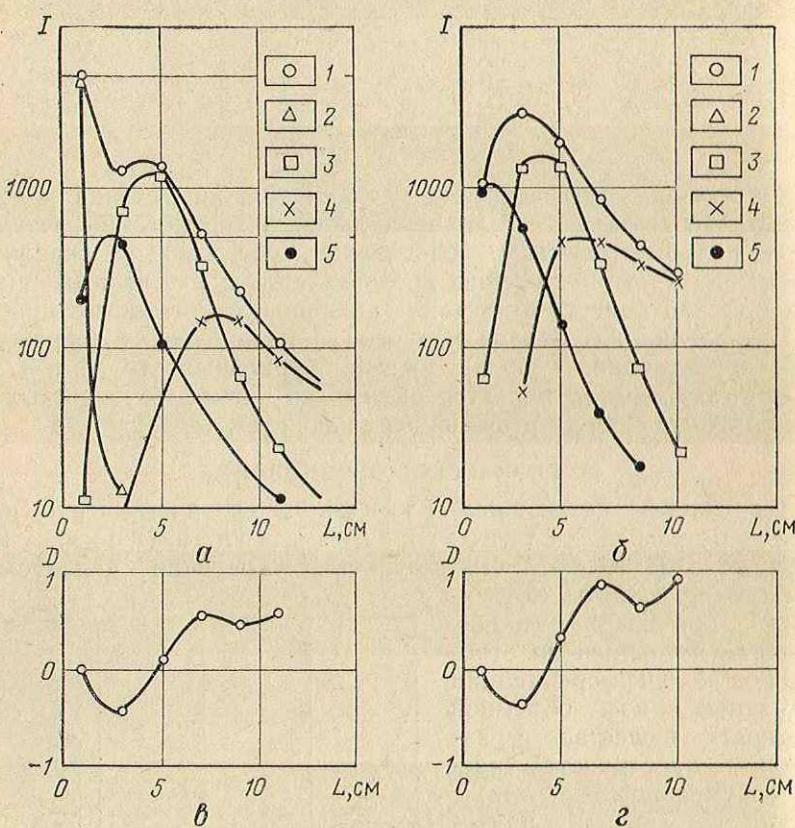


Рис. 62. Результаты расчетов для геометрии рис. 63.  
 $a, b$  — вклад различных сред: 1 — суммарного излучения, 2 — корпуса прибора, 3 — колонны, 4 — среды за колонной, 5 — воды в колонне,  $\Theta$ , градус:  $a = 30$ ,  $b = 45$ ;  $c, d$  — относительная разница показаний в колонне с толщиной стенки 6 и 10 мм;  $\Theta$ , градус:  $c = 30$ ,  $d = 45$

Таким образом, измерение толщины стенки колонны методом рассеянного излучения оказывается возможным даже с помощью простейших установок; при этом достижимая точность составляет около  $\pm 1$  мм.

Вклад отдельных сред в регистрируемое излучение. В общем случае при измерениях в обсаженной скважине излучение, регистрируемое индикатором, приходит

от корпуса прибора, слоя бурового раствора или воды между корпусом и обсадной колонной, самой колонны, среды в затрубном пространстве и от пород. На рис. 62, а, б охарактеризован относительный вклад этих сред на основе расчетов, выполненных методом Монте-Карло для геометрии, изображенной на рис. 63. Так как в реальных условиях изменение толщины стенки колонны производится за счет ее внутреннего диаметра, суммарная толщина слоев раствора и железа при расчете не менялась ( $h_1 + h_2 = 20$  мм). Расчет проводился для толщины стенки колонны  $h_1 = 6; 8; 10$  мм, т. е. для слоя раствора  $h_2 = 14; 12; 10$  мм. Энергия излучения источника для приведенных данных  $E = 0,3$  МэВ.

Рис. 62, а показывает, что на самых малых расстояниях от источника основной вклад вносит излучение, рассеянное корпусом прибора. Эта компонента быстро спадает практически до нуля. Вклад излучения, рассеянного в жидкости, находящейся между корпусом прибора и колонной, достигает максимума при  $L = 2-3$  см и затем уменьшается. Максимальный вклад излучения, рассеянного колонной, соответствует  $L = 3,5-6$  см, при этом он составляет 70—90% всего регистрируемого излучения. При  $L > 6$  см вклад излучения колонны быстро уменьшается и увеличивается доля излучения, поступающего из затрубного пространства.

Для измерения внутреннего диаметра колонны целесообразно регистрировать излучение, поступающее из самой колонны при минимальном вкладе гамма-квантов, рассеянных средой в затрубном пространстве. Принципиально ту же задачу можно решить, регистрируя кванты, рассеянные жидкостью, заполняющей колонну, однако результаты будут сильнее зависеть от плотности жидкости, что нежелательно.

Для измерения толщины стенки колонны необходимо, чтобы основная часть гамма-квантов поступала в индикатор из затрубного пространства, т. е. проходила сквозь всю стенку. При этом влияние изменений плотности среды за колонной должно быть минимальным.

**Установка для измерения внутреннего диаметра колонны.** Сравнение рис. 62, а и 62, б приводит к выводу, что лучшие результаты при измерении внутреннего

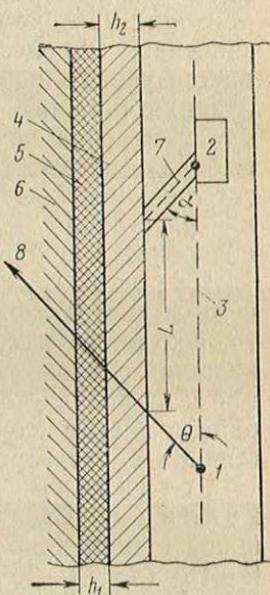


Рис. 63. Схема расчета установок для измерения толщины стенки и внутреннего диаметра колонны.

1 — источник; 2 — индикатор; 3 — свинцовый экран; 4 — буровой раствор или вода; 5 — колонна; 6 — порода; 7 — коллимационное окно индикатора; 8 — направление излучения источника

диаметра колонны с учетом высказанных требований обеспечивает коллимация излучения источника под углом  $\Theta=30^\circ$ . В этом случае при длине зонда  $L=6$  см изменение радиуса колонны на 4 мм вызывает изменение показаний на 35% (см. рис. 62, в), причем около 80% всего излучения поступает из колонны и менее 10% — из затрубного пространства. При  $\Theta=45^\circ$  и той же величине полезного эффекта (см. рис. 62, г;  $L=5$  см) от среды, заполняющей затрубное пространство, приходит 25% всего излучения. С увеличением  $L$  при таких значениях  $\Theta$  полезный эффект растет, однако это сопровождается увеличением вклада указанной среды, т. е. увеличением влияния толщины стенки колонны. Таким образом, в системах для измерения внутреннего диаметра колонны целесообразно выбирать острые углы коллимации излучения ( $\Theta=30^\circ$ ) и относительно небольшие расстояния  $L$  (5—6 см). (Напомним, что  $L$  — расстояние между серединами коллимационных щелей по поверхности прибора).

Из рис. 62, в, г следует также, что для измерения внутреннего диаметра можно использовать область обратного эффекта, соответствующую  $L=2$ —3 см. Здесь увеличение диаметра колонны сопровождается уменьшением показаний. Величина эффекта получается примерно такой же, как при  $L=5$ —6 см, однако в этом случае основной вклад вносит излучение, рассеянное в растворе, плотность которого не контролируется.

Установка для измерения толщины стенки колонны. Рис. 62 показывает, что влияние изменения толщины стенки колонны растет с увеличением  $L$ , особенно при  $\Theta=45^\circ$  (до 70—90% на 2 мм толщины слоя железа при  $L=7$ —12 см). Основной вклад при таких  $L$  вносит излучение, рассеянное средой, заполняющей затрубное пространство. Подобный вариант зонда целесообразно использовать с целью определения толщины стенки колонны. При этом основным является вопрос о влиянии изменений объемной плотности среды в затрубном пространстве (вода, цемент, порода).

Как следует из рис. 10, на расстояниях  $L \approx 10$  см от источника показания практически не зависят от плотности пород (область инверсии). Использование этого обстоятельства путем выбора  $L$  позволяет обеспечить при достаточной чувствительности установки к измеряемому параметру минимум искажений.

Оптимальная энергия излучения источника. Расчеты показывают, что использование источников излучения с энергией ниже 0,10—0,15 МэВ нецелесообразно из-за сильного поглощения в растворе и колонне. Излучение с энергией более 0,4—0,5 МэВ проникает глубоко в пласт, что создает дополнительные трудности, связанные с необходимостью учета плотности пород. Кроме того, такое излучение трудно коллимировать. Исходя из этого, оптимальной при измерении

внутреннего диаметра и толщины стенки колонны можно считать энергию излучения источника  $E=0,15-0,40$  МэВ.

#### 44. ТИПЫ И ПАРАМЕТРЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК, АППАРАТУРА

**Выбор источника.** Выше показано, что оптимальная энергия излучения источника находится в пределах 0,15—0,40 МэВ. Из выпускаемых промышленностью источников наиболее подходят по этому признаку  $^{75}\text{Se}$  и  $^{170}\text{Tm}$  (см. табл. 1) при исключении мягкой компоненты спектра до 0,10—0,15 МэВ путем экранирования источника. В качестве экрана может служить, в частности, стальной корпус прибора. Применяющиеся установки работают с источником  $^{170}\text{Tm}$ .

**Материал корпуса прибора.** Исходя из необходимости корректировки спектра излучения источника, можно использовать стальной корпус, однако лучшие результаты по полезной дифференциации позволяет получить корпус из алюминия. Корректировку спектра в последнем случае целесообразно осуществлять экранированием источника свинцом с толщиной слоя 2—3 мм.

**Схемы измерительных установок.** Могут быть реализованы два варианта установок: интегральный для измерения средней по азимутальному углу толщины стенки (внутреннего диаметра) колонны и дифференциальный для исследования состояния колонны по периметру ее сечения. На практике в настоящее время применяется только первый тип установок. По конструкции рассматриваемые установки отличаются от установок, используемых при контроле качества цементирования, только углами коллимации излучения, длиной зонда и типом источника.

**Колимация излучения.** В установках интегрального типа используются конусные коллиматоры, обеспечивающие равномерное распределение излучения по азимутальному углу. Как показано в разделе 43, оптимальным углом коллимации излучения источника в приборе для измерения внутреннего диаметра колонны является  $\Theta=30^\circ$ , а толщины стенки колонны  $\Theta=45^\circ$ . Регистрируемое излучение коллимируется под такими же углами.

**Длина зондов.** В соответствии с материалом, приведенным выше, при указанных углах коллимации оптимальная длина зонда для измерений внутреннего диаметра колонны  $L=5-7$  см, а толщины стенки колонны —  $L=8-10$  см.

**Аппаратура.** Установка для измерений толщины стенки колонны — толщиномер скомплексирована с дефектометром в приборе СГДТ-2 (см. раздел 40). Установка для измерения внутреннего диаметра колонны — калибромер отличается меньшими углами коллимации и длиной зонда.

## 45. РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ

На рис. 64 [44] сопоставлены диаграммы толщины стенки и внутреннего диаметра колонны. Диаграммы калибромера в основном повторяют толщинограммы, однако муфтовые соединения отмечаются на них в противоположную сторону. Резким увеличением показаний на глубине 488 м обеих диаграмм от-

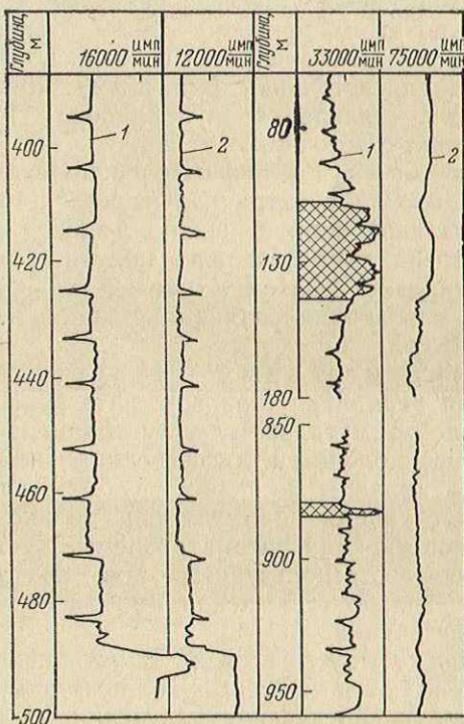


Рис. 64. Сопоставление толщинограмм (1) и калиброграмм (2) по двум скважинам.

Штриховкой показаны участки коррозийного разрушения колонны

мечается разрыв колонны. В интервалах 109—144 и 880—885 м показано выделение коррозионных разрушений обсадной колонны, отмечающихся близким к номинальному внутренним диаметром и значительным уменьшением толщины стенки труб. Результаты измерений в верхнем интервале непосредственно проектированы после извлечения труб на поверхность [44].

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛОТНОСТИ И СОСТАВА ЖИДКОСТИ В КОЛОННЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН

---

Одним из эффективных направлений контроля обводнения пластов является исследование состава жидкости, поступающей из интервала перфорации. Можно считать, что при высоком качестве цементирования состав жидкости в ряде случаев непосредственно отражает характер насыщенности самого пласта. Необходимо отметить, что, кроме этого параметра, результаты зависят от качества вскрытия пласта, наличия конусов обводнения и т. п., т. е. отражают состояния системы пласт — скважина в целом. Для получения сведений о составе жидкости в колонне необходимо использовать методы с малой глубинностью исследований. Одним из таких методов является ГГМ в обеих модификациях (метод поглощения — МПГ и метод рассеяния — МРГ).

Важное значение для правильной эксплуатации скважины имеет информация о положении уровней различных флюидов (нефти, воды, газа и их смесей) в колонне. Эти данные позволяют правильно выбрать глубину подвески насоса и обеспечить максимальный отбор необводненной продукции. Такая информация также может быть получена с помощью ГГМ.

К настоящему времени широкое распространение получил метод измерения плотности жидкости [39, 50, 62, 63], модификация ГГМ по мягкому излучению находится в стадии опробования и внедрения.

### 46. ОСНОВЫ МЕТОДА

**Измерение плотности жидкости.** Схема измерений приведена на рис. 2, б. Зонд состоит из источника и индикатора, помещенных в свинцовые экраны с коллимационными отверстиями, расположенными на одной оси и направленными навстречу. Пространство между коллимационными окнами свободно промывается исследуемой жидкостью. При использовании ГГМ для оценки плотности и состава жидкости в колонне необходимо учитывать, что фиксация положения прибора в колонне (центрирование или прижим к стенке) затруднена из-за малых его габаритов, а диаметр колонны мо-

жет изменяться в зависимости от изменений толщины стенки на 6—8 мм. За счет влияния этих факторов на величину вклада гамма-квантов, рассеянных стенками колонны, результаты измерений приборами без коллимации излучения могут сильно искажаться. Поэтому для получения количественных данных применяются установки, регистрирующие в основном прямое излучение, не испытывавшее взаимодействия с колон-

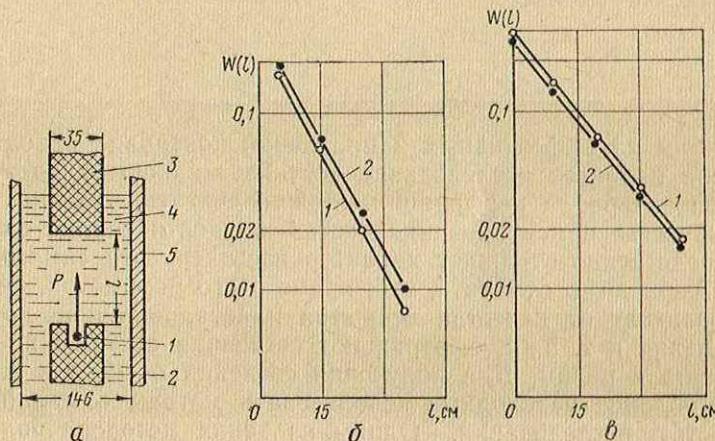


Рис. 65. Схема расчета плотностномера и некоторые зависимости.

а — схема прибора; 1 — источник, 2 — коллиматор, 3 — индикатор, 4 — жидкость в колонне; 5 — колонна; б, в — зависимости вероятности регистрации гамма-квантов от длины зонда в колонне, заполненной водой (1) и нефтью (2) для энергии источника 0,05 МэВ (б) и 0,15 МэВ (в)

ной и направленное от источника к индикатору. Установки, регистрирующие рассеянное излучение, как правило, дают значительно меньшую точность количественных оценок и используются главным образом для решения качественных задач, например для определения границ различных жидкостей за фонтанными или насосными трубами. Ниже рассматривается только первый тип установок.

На рис. 65, а приведена схема расчета плотностномера. В колонну опущен центрированный зонд диаметром 35 мм, содержащий источник, помещенный в коллиматоре, которым направляет излучение по лучу  $P$ , и индикатор, находящийся на расстоянии  $l$  от коллимационного окна. Регистрируется излучение, попадающее в дно индикатора (отдельно прямое и рассеянное) и на боковые его стенки. Колонна заполнена жидкостью (водой) с условной плотностью 0,7, 1,0 и 1,3 г/см<sup>3</sup> или нефтью с той же условной плотностью. Такие значения плотности были выбраны при расчете, чтобы перекрыть весь диапазон ее изменений и исключить при сравнении результатов влияние остальных факторов.

Расчет показывает, что при уменьшении энергии и увеличении длины зонда возрастает вклад рассеянных квантов, который составляет 20—30% при  $E=0,15$ — $0,60$  МэВ,  $l=30$ — $35$  см, и до 40% при  $E=0,05$  МэВ. На рис. 65, б приведены зависимости показаний, соответствующих регистрации гамма-квантов дном индикатора, от длины зонда для воды и нефти с условной плотностью  $1,0$  г/см $^3$  и двух значений энергии излучения источника —  $0,05$  и  $0,15$  МэВ. При меньшей энергии (рис. 65, б) показания в нефти заметно выше, чем в воде (на 30—40% при больших  $l$ ), что объясняется большим атомным номером  $Z$  кислорода по сравнению с  $Z$  углерода. При увеличении  $E$  до  $0,15$  МэВ (рис. 65, в) показания становятся почти одинаковыми, причем в воде они даже несколько больше, чем в нефти, за счет меньшего значения  $Z/A$ .

В реальных условиях пластовая вода обычно минерализована. Для оценки влияния хлора как элемента с наибольшим атомным номером ( $Z=17$ ) достаточно сравнить массовые коэффициенты поглощения гамма-излучения для минерализованной воды и воды с той же условной плотностью, не содержащей хлористого натрия. Так как основной вклад в регистрируемое излучение при выбранной схеме измерений вносят гамма-кванты, не испытавшие взаимодействия, т. е. сохранившие начальную энергию, относительное различие коэффициентов поглощения достаточно точно и непосредственно характеризует погрешность оценки плотности жидкости. Соответствующие данные приведены в табл. 23. Из нее следует, что при энергии излучения, большей  $0,10$  МэВ, поглащающие свойства жидкости определяются только плотностью последней с точностью до  $0,02$  г/см $^3$ . С уменьшением энергии излучения влияние хлора в пересчете на погрешность оценки плотности увеличивается примерно до  $0,1$  г/см $^3$  при  $E=0,05$  МэВ и до  $0,5$  г/см $^3$  при  $E=0,02$  МэВ.

На рис. 66 приведены зависимости показаний от длины зонда в воде с условной плотностью  $0,7$ ,  $1,0$  и  $1,3$  г/см $^3$ . Видно, что чувствительность установки к изменениям плотности

Таблица 23

$E$ , МэВ	$\mu_0$ , см $^2$ /г			
	воды с минерализацией 100 г/л	неминерализованной воды	воды с минерализацией 250 г/л	неминерализованной воды
0,02	1,240	0,760	2,000	0,820
0,05	0,246	0,224	0,298	0,242
0,08	0,191	0,188	0,210	0,203
0,10	0,176	0,176	0,191	0,191
0,15	0,156	0,157	0,166	0,170
0,20	0,142	0,144	0,151	0,155

жидкости растет с увеличением длины зонда и уменьшением энергии излучения. При использовании источников с  $E=0,15$ — $0,3$  МэВ и  $l=30$ — $35$  см изменение плотности жидкости в пределах  $0,7$ — $1,3$  г/см $^3$  влечет 10-кратное изменение показаний, а при  $E=0,05$  МэВ и той же длине зонда показания меняются

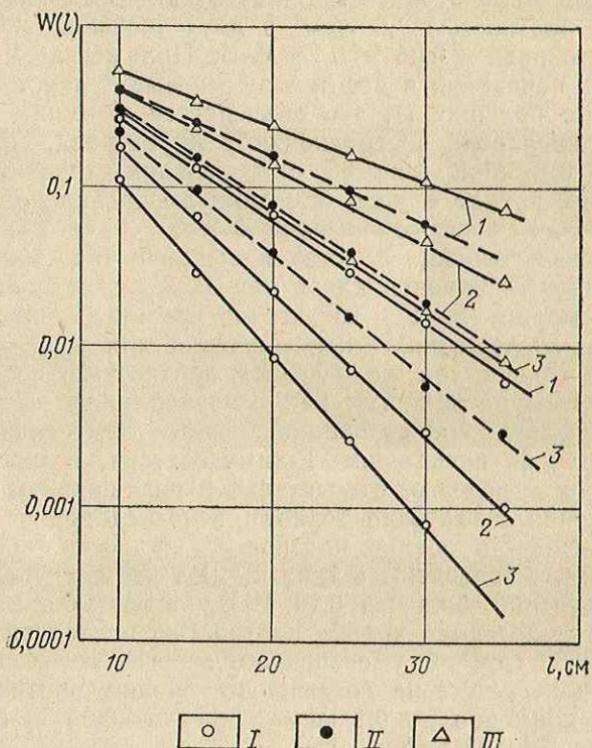


Рис. 66. Вероятность регистрации гамма-квантов как функция длины зонда.

$\rho_{\text{ж}}$ , г/см $^3$ : 1 — 0,7; 2 — 1,0; 3 — 1,3; энергия излучения источника, МэВ: I — 0,05; II — 0,15; III — 0,30

почти на два порядка. Таким образом, схема обеспечивает необходимую чувствительность с очень большим запасом.

Из приведенных данных можно сделать следующие выводы:

1) надежная коллимация излучения источника обеспечивает вклад квантов, не испытавших взаимодействия, равный 70—80% при  $E=0,15$ — $0,60$  МэВ и  $l=30$ — $35$  см;

2) для исключения влияния многократно рассеянного излучения целесообразно экранировать боковую поверхность индикатора;

3) оптимальная энергия излучения источника составляет 0,1—0,2 МэВ; применение источников с большей энергией

нечелесообразно, так как затрудняет коллимацию, а при меньшей энергии проявляется влияние состава жидкости;

4) при указанной энергии излучения оптимальная длина зонда, обеспечивающая высокую чувствительность к изменениям плотности жидкости с источником минимальной активности, составляет 20—40 см.

Исследование состава жидкости. При постоянной и известной минерализации воды содержание нефти однозначно определяется по значению плотности смеси. Такое условие выполняется при наличии одного источника обводнения. Если источников несколько и минерализация вод различна, то задача может быть решена только качественно. Для количественных определений необходимо привлечение данных о минерализации вод. Так как последняя прямо связана с содержанием хлора, атомный номер (заряд) которого намного больше, чем остальных элементов, входящих в состав жидкостей, при оценке состава хорошие результаты может дать ГГМ по мягкой компоненте гамма-излучения.

Как следует из табл. 23, при энергии излучения источника  $E=0,02-0,05$  МэВ наряду с плотностной характеристикой результаты измерений отражают содержание хлора. Определение последнего достаточно для оценки степени минерализации воды. Тот же принцип может быть положен в основу исследований газо-жидкостных смесей по содержанию углерода и кислорода (см. рис. 65, б, в). Требования к измерительной установке примерно такие же, как при определении плотности жидкости; длина зонда с учетом малой энергии излучения может быть уменьшена до 10—15 см. Существенным дополнительным условием является необходимость одновременного и одновременного измерения плотности жидкости и содержания в ней хлора, так как состав ее может сильно меняться во времени.

#### 47. УСТАНОВКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ, АППАРАТУРА

Источники излучения. Наиболее подходящим по спектру излучения является  $^{170}\text{Tm}$  (см. табл. 1). На рис. 67 показано, как изменяется спектр излучения после прохождения слоя воды  $l$ . Видно, что при  $l=30-35$  см вклад мягкой компоненты излучения (линии 0,053 и 0,084 МэВ) составляет около 20%, остальные же гамма-кванты имеют энергию 0,15—0,30 МэВ. При экранировке источника слоем кадмия толщиной 1,0—1,5 мм вклад мягкой компоненты уменьшается до 5%. Такой спектр обеспечивает получение плотностной характеристики жидкости при минимальном влиянии ее минерализации.

Коллиматоры излучения источника. Применяются коллиматоры из свинца с цилиндрическим отверстием по оси, характеризующимся отношением длины к диаметру, равным 4—6.

Коллиматоры регистрируемого излучения. Боковая поверхность индикатора экранируется, в некоторых приборах излучение коллимировано. Отношение длины коллимационного отверстия к диаметру выбирается равным 1,5—3,0.

Индикаторы. Применяются как сцинтилляционные, так и газоразрядные счетчики.

Габариты установок. Приборы используются для работ через фонтанные трубы либо через межтрубное пространство. Это накладывает жесткие требования к размерам прибора, в первую очередь к его диаметру, который не должен превышать 25—40 мм.

Длина зонда. Обычно жестко фиксирована и равна 25—40 см.

Применяемая аппаратура. Во ВНИИГИС разработаны плотностномеры ГГП-1 (диаметр 41 мм) для исследования фонтанирующих скважин, ГГП-2 (диаметр 32 мм) и ГГП-3 (диаметр 25 мм) для исследования глубиннонасосных скважин через межтрубное пространство. Приборы обеспечивают

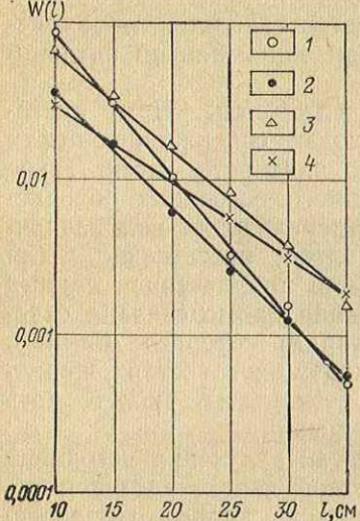
Рис. 67. Вклад основных линий спектра источника  $^{170}\text{Tm}$  в регистрируемое излучение в зависимости от длины зонда. Линии спектра, МэВ: 1 — 0,053; 2 — 0,084; 3 — 0,10—0,20; 4 — 0,25—0,35

точность определений плотности жидкости  $\Delta = \pm 0,01—0,02 \text{ г/см}^3$ . Конструкция их примерно одинакова (см. рис. 2, б), в первых двух приборах применены сцинтилляционные индикаторы (криスタллы NaI(Tl) с фотоумножителем ФЭУ-35 в ГГП-1 и ФЭУ-31 в ГГП-2), в третьем — разрядный счетчик ВС-8.

Эталонирование приборов. Для получения количественных данных о плотности жидкости приборы перед спуском в скважину эталонируются. Эталоном служит цилиндр из алюминия, высота которого  $H$  выбрана так, чтобы плотность всего слоя на единицу поверхности была такой же, как у слоя воды между коллимационными окнами источника и индикатора. С учетом значений  $Z/A$   $H = 1,15l/2,7$ .

#### 48. УСТАНОВКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА ЖИДКОСТИ

Состав жидкости может быть определен при использовании установки, раздельно регистрирующей мягкую и жесткую компоненты излучения, например с помощью обычного дифференциального спектрометра. Однако это приводит к значительному усложнению аппаратурой, особенно при высокой температуре в скважинах. Упрощение схемы и снижение требова-



ний к ее стабильности достигаются исходя из следующих соображений. Положим, что источник излучает две линии с энергиями  $E_1$  и  $E_2$ , а коллимация обеспечивает попадание в сцинтилляционный индикатор только тех гамма-квантов, которые не взаимодействовали с жидкостью или с корпусом прибора. В этом случае счетная характеристика индикатора будет иметь два пологих участка — плато, протяженность которых  $\Delta U_1$  и  $\Delta U_2$ , соответственно будет следующей [22]:

$$\Delta U_1 = \frac{\ln E_1 - \ln E_{\text{ш}}}{b}; \quad \Delta U_2 = \frac{\ln E_2 - \ln E_1}{b}.$$

Здесь  $E_{\text{ш}}$  — энергетический эквивалент шумов ФЭУ;  $b$  — коэффициент. Если выбрать отношение  $E_2/E_1 \approx 3$ , то при использовании фотоумножителя ФЭУ-35 ( $b=0,007$ ) протяженность второго плато будет примерно равной 150 В. Работа обоих каналов в режиме плато позволяет применить в таком спектрометре простые счетные электронные схемы с низкими требованиями к стабильности. Измерительная установка отличается от соответствующего узла плотностномера наличием дополнительного источника мягкого излучения, расположенного между основным источником ( $^{170}\text{Tm}$ ) и индикатором в каретке из алюминия. Относительно жесткое излучение туния проходит сквозь каретку. Дополнительным источником служит  $^{109}\text{Cd}$  с энергией излучения 0,022 МэВ. Электронная схема включает общий усилитель и два дискриминатора, каждый из которых настраивается так, чтобы рабочая точка находилась в середине соответствующего плато.

#### 49. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ КОНКРЕТНЫХ ЗАДАЧ

На рис. 68 приведен пример исследования глубиннонасосной скважины, выполненного с целью определения источника обводнения. Измерения проведены в процессе работы скважины через межтрубное пространство. До определенного времени эксплуатировался пласт на глубине 1334—1338,8 м. Обводнение продукции достигло 18%. Затем в эксплуатацию был введен пласт на глубине 1316—1319 м, перфорированный всего на 1 м выше отметки первоначального водонефтяного контакта. Через несколько месяцев обводнение увеличилось до 38% и к моменту исследования — до 55%. По диаграмме плотностномера плотность жидкости против интервала 1335,2—1338,2 м равна 1,14 г/см<sup>3</sup>, что соответствует значительному содержанию воды, поступающей из пласта. Примерно такая же плотность жидкости (1,12 г/см<sup>3</sup>) против интервала 1316—1319 м свидетельствует об обводнении и этого пласта. Таким образом, оба эксплуатируемых интервала с точки зрения их обводненности следует считать равноценными, что необходимо учитывать при дальнейшей эксплуатации скважины и ее ремонте.

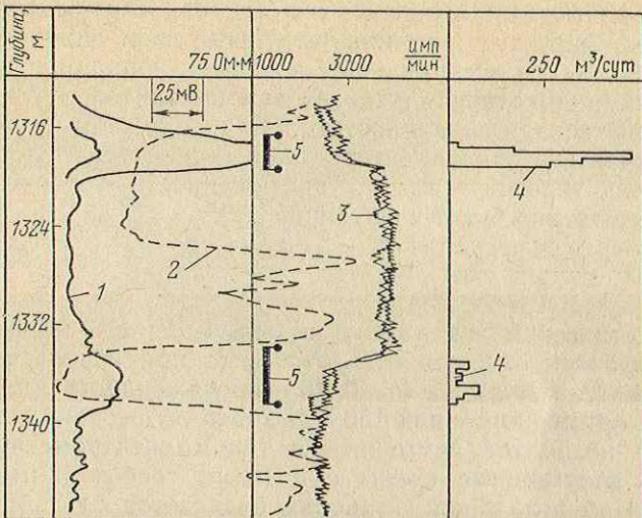


Рис. 68. Контроль обводнения пластов с помощью гамма-плотностного номера.

Диаграммы: 1 — КС; 2 — ПС; 3 — плотности с повторением; 4 — дебитограмма; 5 — интервалы перфорации

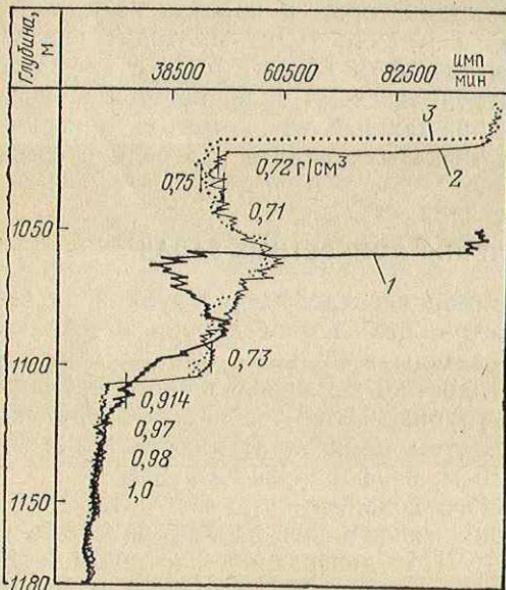


Рис. 69. Результаты контроля режима работы скважины с помощью гамма-плотностномера.

Измерения после спуска насоса:  
1 — через 2 ч; 2 — через 5 ч 10 мин;  
3 — через 5 ч 40 мин

На рис. 69 приведены результаты исследований, выполненных с целью контроля режима эксплуатации скважины [39]. Скважина обсажена колонной диаметром 150 мм и эксплуатируется насосом, находящимся на глубине 1065 м. Дебит скважины составляет  $3 \text{ м}^3/\text{сут}$ , из них 30% соленой воды с плот-

жностью 1,07 г/см<sup>3</sup>. Плотностномером зарегистрированы три диаграммы: первая через 2 ч, вторая через 5 ч 10 мин и третья через 5 ч 40 мин после пуска насоса. За время между первым и вторым замерами динамический уровень переместился от 1059 до 1020 м. Значения плотности свидетельствуют о том, что ниже 1106 м в стволе находится нефть с водой, а выше этой глубины — нефтегазовая пена. Низкий дебит скважины в рассматриваемом случае объясняется неудачным выбором глубины подвески насоса, прием которого находится в нефтяной пене. Для увеличения отбора жидкости рекомендовано опустить прием насоса ниже глубины 1106 м.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Материалы, приведенные в книге, показывают, что применение гамма-гамма-метода значительно расширяет возможности и повышает эффективность геофизических исследований нефтяных скважин. Так, при изучении коллекторских свойств песчано-глинистых пород метод более результативен по сравнению с другими видами каротажа, а в комплексе с последними эффективен для определения пористости, глинистости и основных типов пород. Наряду с ГГК-П ценную информацию дает ГГК-М, особенно при определении состава пород в комплексе с ГГК-П.

Гамма-гамма-метод можно считать основным методом контроля качества цементирования скважин с нормальным цементом, пробуренных на буровых растворах без утяжелителей. Хорошие результаты метод обеспечивает при исследовании состояния обсадной колонны (износа, коррозии, деформаций). Во многих случаях ГГМ дает при контроле процессов разработки нефтяных месторождений и режима эксплуатации скважин результаты, которые нельзя получить другими методами.

Гамма-гамма-метод к настоящему времени имеет серьезную физико-теоретическую базу, основой которой являются материалы расчетов по методу Монте-Карло и экспериментальных работ. Изучены основные закономерности ГГМ для реальных условий технической реализации метода.

Созданы и выпускаются серийно приборы ГГМ различного назначения. К ним относятся: аппаратура РГП, цементомеры ЦМТУ-1, ЦММ-3-4, ЦФ-4, дефектомер-толщиномер СГДТ-2, гамма-плотностномеры различных типов.

Однако объем применения ГГМ не соответствует его значимости. Это особенно относится к ГГК разрезов скважин, плотностной варианту которого только начинает внедряться, хотя его место в общем комплексе промыслового-геофизических исследований определено и бесспорно, а ГГК по мягкой компоненте вообще не обеспечен специальной серийной аппаратурой.

Возможности метода не исчерпываются решением рассмотренных задач в указанных геолого-технических условиях. Намечаются пути для обеспечения применения ГГК при исследовании разрезов в обсаженных скважинах; в частности, хорошие результаты может дать импульсный ГГК [38], который в настоящее время разрабатывается. Одним из важнейших направлений является создание комплексной аппаратуры, включающей зонды ГГК-П и ГГК-М, а также НК. Эффективность контроля качества цементирования может быть существенно повышена, если обеспечить при непрерывном перемещении прибора получение информации о точном распределении излучения по азимутальному углу (которую сейчас дает дефектометр при измерениях по точкам). В области контроля технического состояния скважин возможно более широкое применение ГГМ, в частности, для измерения диаметра скважины, профиля ствола, угла падения пластов, исследования интервалов перфорации. В области контроля разработки и режима эксплуатации скважин серьезной задачей является создание новых датчиков состава жидкости для исследования трехкомпонентных газо-жидкостных смесей (нефть, вода, газ) и особенно повышение чувствительности при изучении неоднородных сред (капли или струя нефти, проходящие через неподвижную воду).

В связи с увеличением числа регистрируемых параметров особо важную роль приобретают специальные системы обработки информации на базе простых вычислительных устройств. Без их применения интерпретатору будет трудно, а иногда и невозможно разобраться в обилии материалов и зависимостей.

В области теории ГГМ необходимо расширить возможности метода Монте-Карло для исследования полей гамма-квантов на больших расстояниях от источника, а также создать специальные алгоритмы с целью упрощения обработки больших массивов получаемой информации. Здесь следует добиваться не решения узких, конкретных задач, а планомерного изучения метода в широком диапазоне условий и геометрии измерений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акустические и радиометрические методы определения качества цементирования нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1971. Авт.: Ю. А. Гулин, Д. А. Бернштейн, П. А. Прямов и др.
2. Аппаратура для плотностного каротажа нефтяных скважин. — В кн.: Геофизическая аппаратура, вып. 53. Л., «Недра», 1973. Авт.: Ю. А. Гулин, О. Р. Орехов, Е. В. Семенов и др.
3. Арцыбашев В. А., Иванюкович Г. А. Зонды плотностного гамма-гамма-каротажа и контрольно-калибровочные устройства к ним. — В кн.: Геофизическая аппаратура, вып. 37. Л., «Недра», 1968.
4. Баэмбитов Ф. Г., Гулин Ю. А., Дядькин И. Г. Опыт применения гамма-гамма-каротажа в Башкирии. — В кн.: Прикладная геофизика, вып. 17. М., «Недра», 1957.
5. Баэмбитов Ф. Г., Гулин Ю. А., Дядькин И. Г. Определение высоты подъема цемента в скважинах по данным гамма-гамма-каротажа. — В кн.: Развед. и промысл. геофизика, вып. 32. М., «Недра», 1959.
6. Баэмбитов Ф. Г., Дядькин И. Г. К теории метода гамма-гамма-каротажа при исследовании емкостей подземного хранения нефтепродуктов в отложениях каменной соли. Куйбышев, изд. Куйбышевского науч.-исслед. ин-та нефт. пром-ти. (Труды. Вып. 37.)
7. Белоцерковец Ю. И. О глубинности гамма-гамма-каротажа. — В кн.: Прикладная геофизика, вып. 36. М., «Недра», 1963.
8. Варварин Г. Б., Кузнецов Г. А., Филиппов Е. М. Исследования по исключению влияния ближней зоны на результаты гамма-гамма-метода. — «Геология и геофизика», 1966, № 6.
9. Варварин Г. Б., Кузнецов Г. А., Филиппов Е. М. Двухлучевой скважинный гамма-гамма-плотномер. — «Геология и геофизика», 1967, № 6.
10. Варварин Г. Б., Филиппов Е. М. Плотностной гамма-гамма-метод в геофизике. Новосибирск, «Наука», 1972.
11. Влияние ближней зоны на результаты исследований обсаженных скважин старого фонда. — В кн.: Ядерно-физические и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах. (Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии, вып. 11.) М., «Недра», 1972. Авт.: Ю. А. Гулин, Д. А. Бернштейн, В. М. Иванов и др.
12. Воскобойников Г. М. Теоретические основы селективного гамма-гамма-каротажа. — «Изв. АН СССР. Сер. геофиз.», 1957, № 3.
13. Гамма-гамма-метод в рудничной геологии. М., Атомиздат, 1971. Авт.: Г. А. Пшеничный, А. П. Очкур, О. С. Маренков и др.
14. Геофизические исследования нефтяных эксплуатирующихся скважин. — В кн.: Разведочная геофизика, вып. 31. М., «Недра», 1969. Авт.: И. Г. Жувагин, П. А. Бродский, В. В. Труфанов и др.
15. Головацкая И. В. Комплексное изучение карбонатных отложений на разбуренных месторождениях Западной Башкирии в обсаженных скважинах. Саратов, изд. Нижне-Волжского науч.-исслед. ин-та геологии и геофизики (ротапринт), 1971.

16. Грим Р. Е. Минералогия глин. М., ИЛ, 1959.
17. Губерман Ш. А. Теория подобия и радиометрия скважин. М., Гостоптехиздат, 1962.
18. Гулин Ю. А. Количественная интерпретация данных радиометрии скважин. — В кн.: Разведка и разработка полезных ископаемых. (Труды Всесоюз. конф. по применению изотопов и ядерных излучений.) М., Гостоптехиздат, 1958.
19. Гулин Ю. А., Куповых П. Н. Устройство для гамма-гамма-каротажа. Авт. свид. № 137595. — «Бюл. изобретений», 1961, № 8.
20. Гулин Ю. А., Бернштейн Д. А., Соколов Ю. И. Новая методика и аппаратура для исследования цемента за колонной в крепленых скважинах. М., Гостоптехиздат, 1961. (Труды совещ. по внедрению радиоактивных изотопов и ядерных излучений в народном хозяйстве, т. IV.)
21. Гулин Ю. А. Эффективность определений пористости песчано-глинистых отложений по результатам гамма-гамма- и нейтронного каротажа в комплексе с ГК и ПС. — В кн.: Нефтегазовая геология и геофизика, № 9. М., изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та организации, управления и экономики нефтегаз. пром-сти, 1968.
22. Гулин Ю. А., Семенов Е. В. Требования к стабильности элементов электронной схемы скважинных приборов РК. — В кн.: Геофизическая аппаратура, вып. 36. Л., «Недра», 1968.
23. Гулин Ю. А., Понятов Г. И. Математическое моделирование гамма-гамма-каротажа нефтяных скважин. — В кн.: Ядерная геофизика. М., «Недра», 1969. (Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии, вып. 7.)
24. Гулин Ю. А., Иванов В. М. Осолонение цементного камня за колонной нефтяных скважин при его контакте с хлоркальциевой пластовой водой различной минерализации. — В кн.: Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. Уфа, изд. Баш. гос. ун-та, 1969.
25. Гулин Ю. А. Комплекс нейтронного гамма-каротажа и нейтрон-нейтронного каротажа по надтектовым нейtronам для исследования песчано-глинистых разрезов в нефтяных скважинах. — В кн.: Нефтегазовая геология и геофизика, № 2. М., изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та организации, управления и экономики нефтегаз. пром-сти, 1972.
26. Гулин Ю. А. Гамма-гамма-каротаж нефтяных скважин. — В кн.: Ядерно-геофизические методы. Новосибирск, «Наука», 1972.
27. Гулин Ю. А. Исследование физических закономерностей гамма-гамма-каротажа нефтяных скважин методом Монте-Карло. — В кн.: Метод Монте-Карло в физике и геофизике. Уфа, изд. Баш. гос. ун-та, 1973.
28. Гулин Ю. А. Плотностной гамма-гамма-каротаж разрезов нефтяных скважин. — «Тематические обзоры. Сер. регион. развед. геофизика». М., изд. Всесоюз. ин-та экономики минерального сырья и геол. разв. работ, 1973 г.
29. Гусев Н. Г., Машкович В. П., Вербицкий Б. В. Радиоактивные изотопы как гамма-излучатели. М., Атомиздат, 1964.
30. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., «Недра», 1972.
31. Двухкальпальная радиометрическая аппаратура НК и ГГК. — В кн.: Вопросы разработки нефтяных месторождений и добычи нефти. Уфа, Башкнигоиздат, 1961. Авт.: Ю. А. Гулин, Ю. И. Соколов, А. Ф. Ведехин и др.
32. Дядькин И. Г. К теории гамма-гамма-каротажа буровых скважин. — «Изв. АН СССР. Сер. геофиз.», 1965, № 4.
33. Дядькин И. Г. Метод Монте-Карло в физике. — В кн.: Метод Монте-Карло в физике и геофизике. Уфа, изд. Баш. гос. ун-та, 1973.
34. Защита от ионизирующих излучений. М., Атомиздат, 1962. Авт.: Н. Г. Гусев, В. П. Машкович, Б. Г. Пологих и др.
35. Ивакин Б. И., Каrus Е. В., Кузнецов О. Л. Направления исследований в области акустического каротажа обсаженных скважин. — В кн.: Ядерно-физические и акустические методы выделения продуктивности пластов в обсаженных скважинах. (Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии, вып. 11.) М., «Недра», 1972.

36. Иванов В. М. Экспериментальное исследование процесса осолонения цементного камня во времени при контакте с хлоркальциевой пластовой водой. — В кн.: Выделение продуктивных пластов методами ядерной геофизики в обсаженных скважинах. Саратов, изд. Нижне-Волжского науч.-исслед. ин-та геологии и геофизики (ротапринт), 1971.
37. Измерение толщины стенки и внутреннего диаметра обсадных колонн методом рассеянного гамма-излучения. — В кн.: Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. Уфа, изд. Баш. гос. ун-та, 1969. Авт.: Д. А. Бернштейн, Ю. А. Гулин, В. П. Колесниченко и др.
38. Импульсный гамма-гамма-каротаж. — В кн.: Импульсный нейтронный каротаж, вопросы методики исследования. М., изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии (ротапринт), 1968. Авт.: Е. М. Кадисов, Ю. А. Гулин, И. Г. Дядькин и др.
39. Исследование глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство. — В кн.: Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. Уфа, изд. Баш. гос. ун-та, 1969. Авт.: В. В. Труфанов, Б. М. Рябов, Ю. А. Гулин и др.
40. Исследование состояния цементного кольца. — В кн.: Выделение продуктивных пластов геофизическими методами в обсаженных скважинах при доразведке месторождений нефти и газа (методическое пособие). Саратов, изд. Нижне-Волжского науч.-исслед. ин-та геологии и геофизики (ротапринт), 1971. Авт.: Ю. А. Гулин, Д. А. Бернштейн, И. В. Головацкая и др.
41. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., «Недра», 1972.
42. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. М., «Недра», 1972.
43. Комплексная аппаратура для контроля качества цементирования и технического состояния обсадных колонн. — В кн.: Геофизическая аппаратура, вып. 50. Л., «Недра», 1972. Авт.: Д. А. Бернштейн, Е. В. Семенов, Т. М. Семенова и др.
44. Контроль технического состояния обсаженных скважин методом рассеянного гамма-излучения. — В кн.: Выделение продуктивных пластов методами ядерной геофизики в обсаженных скважинах. Саратов, изд. Нижне-Волжского науч.-исслед. ин-та геологии и геофизики (ротапринт), 1971. Авт.: Д. А. Бернштейн, Ю. А. Гулин, И. Г. Жувагин и др.
45. Кухаренко Н. К., Басин Я. Н., Тюкаев Ю. В. Методика определения пористости карбонатных пластов по данным нейтронного каротажа с серией аппаратурой радиоактивного каротажа (временное наставление). М., изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии (ротапринт), 1968.
46. Ларионов В. В. Радиометрия скважин. М., «Недра», 1969.
47. Лейпунский О. И., Новожилов Б. В., Сахаров В. Н. Распространение гамма-квантов в веществе. М., Физматгиз, 1960.
48. Нестеренко Н. Г. Гамма-активность терригенных пород нижнего карбона северо-западной Башкирии. — В кн.: Геофизические работы в скважинах (Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та геофиз. методов разведки, вып. V). М., «Недра», 1964.
49. Новые приборы радиоактивного каротажа. — В кн.: Ядерная геофизика, вып. 3. Гостоптехиздат, 1962. Авт.: Ю. А. Гулин, Д. А. Бернштейн, Е. В. Семенов и др.
50. Опыт применения гамма-плотностнометров для исследования глубинно-насосных скважин. — «Нефтепромысловое дело», 1968, № 10. Авт.: В. В. Труфанов, Б. М. Рябов, Ю. А. Гулин и др.
51. Оркин К. Г., Кучинский П. К. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1955.
52. Очкур А. П. Каротаж плотности. — В кн.: Вопросы рудной геофизики, вып. I. М., Гостоптехиздат, 1957.
53. Очкур А. П., Соколов М. М., Федоров А. А. К интерпретации диаграмм гамма-гамма-каротажа. — «Разведка и охрана недр», 1959, № 8.

54. Перспективы применения метода Монте-Карло в ядерной геофизике.— В кн.: Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. Уфа, изд. Баш. гос. ун-та, 1969. Авт.: Ю. А. Гулин, И. Л. Дворкин, И. Г. Дядькин и др.
55. Прибор для плотностного гамма-гамма-каротажа РГП-1.— «Каталог геофизической аппаратуры». М., «Недра», 1969.
56. Применение методов атомной физики в разведке и добыче нефти и газа.— В кн.: Труды V Междунар. нефт. конгресса. М., Гостоптехиздат, 1961. Авт.: Г. Н. Флеров, Ф. А. Алексеев, В. Н. Дахнов и др.
57. Промыслового-геофизические методы определения параметров пластов (обзор зарубежной литературы). М., изд. Центр. науч.-исслед. ин-та технико-экон. исслед. по нефтяной, нефтехим. и газ. пром-сти, 1964.
58. Радиоактивные методы исследования нефтяных и газовых скважин. М., Гостоптехиздат, 1958. Авт.: О. А. Барсуков, Н. М. Блинова, С. Ф. Выборных и др.
59. Рибу Ж., Шустер Н. А. Современные достижения в промыслового-геофизических исследованиях скважин. М., изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та организации управления и экономики нефтегазовой пром-сти, 1971.
60. Скважинный гамма-дефектометр-толщиномер СГДТ-2.— «Каталог геофизической аппаратуры». М., «Недра», 1972.
61. Современное состояние и тенденции развития геологоразведочных и геофизических работ на нефть и газ в США (обзор зарубежной литературы). М., изд. Центр. науч.-исслед. ин-та технико-экон. исслед. по нефтяной, нефтехим. и газ. пром-сти, 1965.
62. Труфанов В. В., Гаялевич А. Ш. Применение метода гамма-гамма-каротажа для исследования эксплуатационных скважин.— «Нефтепромысловое дело», 1967, № 6.
63. Труфанов В. В., Гаялевич А. Ш. Применение метода гамма-гамма-каротажа для исследования эксплуатационных скважин.— «Нефтепромысловое дело», 1967, № 7.
64. Филиппов Е. М. Гамма-гамма-каротаж.— В кн.: Применение радиоактивных изотопов и излучений в нефтяной промышленности. М., Гостоптехиздат, 1957.
65. Филиппов Е. М. Некоторые вопросы теории и методики гамма-гамма-каротажа.— В кн.: Ядерная геофизика, вып. I. М., Гостоптехиздат, 1959.
66. Филиппов Е. М. Прикладная ядерная геофизика. М., изд-во АН СССР, 1962.
67. Фотиади Э. Э. Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. Новосибирск, изд. Сиб. науч.-исслед. ин-та геол., геофиз. и мин. сырья, 1966. (Труды, Вып. 47).
68. Baker R. E., Jule H. P. Mud-cake thickness measuring device for gamma-gamma density logger. U.S. Patents, No 3. 281, 599, Oct. 1966.
69. Kehler P. Method of determining density utilizing a gamma-ray source and a pair of detectors. U.S. Patents, No 3. 202, 822, Aug. 1965.
70. Tittman J., Wahl J. S. The physical foundations of formation density logging (gamma-gamma).— «Geophysics», 1965, vol. XXX, No 2.
71. Wahl J. S. The dual slacking formation density log.— «Petroleum Technology», 1964, No 12.
72. Joumans A. H. Methods and means for compensation of density logging instruments. U.S. Patents, No 3. 038.075, June 1962.

## О ГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
<b>Предисловие</b>	3
<b>Г л а в а I. Физические основы гамма-гамма-метода и способы исследования скважин</b>	
1. Основные понятия и методы изучения полей гамма-квантов . . . . .	7
2. Принципиальная схема реализации гамма-гамма-метода . . . . .	16
3. Пространственное и энергетическое распределение гамма-квантов в однородных средах . . . . .	18
4. Измерения рассеянного гамма-излучения в скважине прибором без азимутальной коллимации . . . . .	23
<b>Г л а в а II. Физические закономерности распределения гамма-квантов для геометрии прижимного экранированного прибора</b>	
5. Общие характеристики . . . . .	27
6. Зависимость рассеяния гамма-квантов от длины зонда и объемной плотности пород . . . . .	27
7. Угловое распределение гамма-квантов, рассеянных в прибор . . . . .	30
8. Энергетический спектр излучения . . . . .	32
9. Глубинность исследований . . . . .	34
10. Влияние промежуточной среды . . . . .	38
11. Возможность выделения однократно рассеянного излучения . . . . .	41
<b>Г л а в а III. Типы и оптимальные параметры измерительных установок гамма-гамма-каротажа</b>	
12. Модификации ГГК и требования к точности определения объемной плотности пород . . . . .	47
13. Общие требования к конструкции скважинных приборов ГГК с азимутальной коллимацией излучения . . . . .	47
14. Выбор оптимальных параметров однозондовой установки ГГК . . . . .	50
15. Оптимальные практические варианты однозондовых установок и их геофизическая характеристика . . . . .	53
16. Возможность применения механических измерителей толщины промежуточного слоя для определения поправки . . . . .	57
17. Двухзондовые системы с азимутальной коллимацией . . . . .	57
18. Возможность реализации двухзондовых систем без азимутальной коллимации излучения . . . . .	59
19. Выбор порога дискриминации регистрируемого излучения . . . . .	65
<b>Г л а в а IV. Аппаратура гамма-гамма-каротажа</b>	
20. Особенности техники регистрации гамма-излучения . . . . .	67
21. Однозондовые приборы ГГК . . . . .	72
22. Двухзондовая аппаратура РГП-1 . . . . .	73
23. Приборы для раздельной регистрации мягкой и жесткой компонент рассеянного гамма-излучения . . . . .	74
<b>Г л а в а V. Методика измерений и интерпретации данных плотностного гамма-гамма-каротажа</b>	
	76
	78

	Стр
24. Регистрируемый параметр и эталонирование аппаратуры ГГК . . . . .	78
25. Форма кривых ГГК на границах пластов, их выделение и оценка мощности . . . . .	85
26. Методика определения объемной плотности пород . . . . .	88
27. Палетки «показания — объемная плотность пород» для аппаратуры РГП-1 и определение плотности . . . . .	89
28. Возможность автоматизации процесса обработки результатов измерений двухзондовыми системами и простейшие алгоритмы . . . . .	92
<b>Г л а в а VI. Геологическая интерпретация данных гамма-гамма-каротажа в комплексе с результатами исследований другими методами . . . . .</b>	<b>94</b>
29. Литологическое расчленение разреза . . . . .	94
30. Определение пористости пород по результатам ГГК-П . . . . .	99
31. Определение глинистости песчано-глинистых пород по комплексу ГГК-НК . . . . .	102
32. Определение среднего фракционного состава песчано-глинистых пород . . . . .	104
33. Расчленение разреза и определение пористости пород по комплексу ГГК-П-НК . . . . .	105
34. Определение основного типа и пористости пород по комплексу ГГК-П-ГГК-М . . . . .	108
35. Влияние сульфатизации карбонатных пород на результаты исследований комплексами ГГК-П-НК и ГГК-П-ГГК-М . . . . .	112
36. Определение литологии пород по комплексу ГГК-П-акустический каротаж . . . . .	115
<b>Г л а в а VII. Определение качества цементирования скважин . . . . .</b>	<b>115</b>
37. Физические особенности применения гамма-гамма-метода для исследования затрубного пространства . . . . .	115
38. Типы и параметры измерительных установок . . . . .	119
39. Влияние различных факторов на результаты измерений. Выбор оптимальной длины зонда и типа источника . . . . .	121
40. Аппаратура для контроля качества цементирования обсадных колонн . . . . .	123
41. Методика измерений и интерпретации получаемых результатов . . . . .	125
42. Примеры исследования скважин . . . . .	131
<b>Г л а в а VIII. Измерение внутреннего диаметра и толщины стенки колонны . . . . .</b>	<b>139</b>
43. Физическое обоснование . . . . .	139
44. Типы и параметры измерительных установок, аппаратура . . . . .	143
45. Результаты измерений . . . . .	144
<b>Г л а в а IX. Исследование плотности и состава жидкости в колонне действующих скважин . . . . .</b>	<b>145</b>
46. Основы метода . . . . .	145
47. Установки для определения плотности жидкости, аппаратура . . . . .	149
48. Установки для определения состава жидкости . . . . .	150
49. Примеры решения конкретных задач . . . . .	151
<b>Заключение . . . . .</b>	<b>153</b>
<b>Список литературы . . . . .</b>	<b>155</b>

Юрий Александрович Гулин  
ГАММА-ГАММА-МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Редактор издательства Ф. Н. Чумакова

Техн. редактор В. В. Соколова

Корректор К. С. Торопцева

Сдано в набор 12/VII 1974 г. Подписано в печать 12/XII 1974 г. Т-21502. Формат 60×90<sup>1/16</sup>.  
Бумага № 2. Печ. л. 10,0. Уч.-изд. л. 10,24. Тираж 2200 экз. Заказ 1143/5116-3. Цена 1 р. 02 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.

109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.