

Б.Ю.ВЕНДЕЛЬШТЕЙН, Р.А.РЕЗВАНОВ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
МЕТОДЫ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОВЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ

Б.Ю.ВЕНДЕЛЬШТЕЙН, Р.А.РЕЗВАНОВ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

(ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ
И ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Москва «Недра» 1978



Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). М., «Недра», 1978. 318 с.

В книге изложены геофизические способы выделения и оценки коллекторов нефти и газа, определения их эффективной мощности, коэффициентов пористости, проницаемости, нефтегазонасыщения. Показаны условия использования этих параметров при подсчете запасов объемным методом, проектировании и контроле разработки месторождений. Рассмотрены вопросы, связанные с оценкой достоверности установления подсчетных параметров по данным промысловой геофизики.

Книга рассчитана на инженеров и научных работников, занимающихся подсчетом запасов и проектированием разработки нефтяных и газовых месторождений.

Табл. 17, ил. 130, список лит. — 97 назв.

В настоящее время геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород часто используются при подсчете запасов нефти и газа.

По данным промысловой геофизики могут быть определены следующие параметры: 1) эффективная мощность; 2) положение водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК), газонефтяного (ГНК) и текущих контактов на различных этапах разработки месторождения; 3) коэффициент пористости для большинства продуктивных объектов (за исключением отдельных типов сложных коллекторов); 4) коэффициент нефтегазонасыщения для всех коллекторов, кроме трещинно-кавернозных.

В последние годы промыслово-геофизическую информацию широко используют при проектировании разработки месторождений нефти и газа, при контроле и анализе процесса разработки. Решение этих задач требует знания коэффициента проницаемости коллектора, который в межзерновых терригенных коллекторах во многих случаях определяется геофизическими методами. Важную дополнительную информацию при установлении коллекторских свойств и вероятной продуктивности коллектора дает коэффициент глинистости, также определяемый по данным геофизических исследований скважин.

Таким образом, промысловая геофизика обеспечивает получение (за редким исключением) всех основных параметров, необходимых для подсчета запасов, составления проекта разработки месторождений.

При соответствующем качестве геофизических исследований скважин, полноте используемого комплекса и знании петрофизических связей между геофизическими и подсчетными параметрами изучаемого геологического объекта, при правильном представлении о типе коллектора и применении геофизически обоснованных способов интерпретации, геофизические методы дают возможность получить более представительные данные об изучаемом коллекторе по сравнению с данными, основанными на анализе керна. Это объясняется следующими обстоятельствами.

Геофизические методы (при соблюдении перечисленных требований) позволяют получить полную информацию об исследуемом участке разреза, тогда как керн — только в пределах интервалов, пробуренных с полным его отбором и выносом на поверхность; они дают возможность изучать физические свойства коллекторов

в пластовых условиях. Отдельные подсчетные параметры, например коэффициент нефтегазонасыщения, в условиях естественного залегания по керну вообще нельзя установить (за исключением скважин, пробуренных на глинистом растворе, крайне редких в практике нефтяной и газовой промышленности).

Однако это не означает целесообразность полного отказа от отбора керна и его исследования. КERN необходим для обоснования количественной геологической интерпретации данных промысловой геофизики, детального изучения структуры порового пространства и вещественного состава минерального скелета основных типов продуктивных коллекторов в разрезе месторождения. Использование при подсчете запасов результатов анализа керна в комплексе с данными промысловой геофизики наиболее эффективно при соблюдении следующих условий: 1) керна отбирается из первых разведочных скважин на данном месторождении (параметрических); 2) интервалы отбора керна соответствуют интервалам продуктивных отложений, являющихся основными объектами подсчета; 3) намеченные интервалы извлечения керна бурятся со сплошным его отбором и выносом; 4) керна исследуется на специальных установках, воспроизводящих пластовые условия (при отсутствии таких установок параметры, определенные на кернах, приводятся к пластовым условиям с помощью поправочных графиков и таблиц); 5) на образцах керна определяются не только подсчетные, но и геофизические параметры, что обеспечивает получение петрофизических связей между этими параметрами; 6) в интервалах отбора керна выполняется расширенный комплекс детальных геофизических и гидродинамических исследований.

Результаты комплексного анализа данных керна, материалов геофизических и гидродинамических исследований по параметрическим скважинам при выполнении этого анализа в начальной стадии разведки — надежная основа эффективного использования промысловой геофизики для подсчета запасов и разработки месторождения. При наличии на месторождении таких скважин отбор керна в последующих разведочных скважинах целесообразен в минимальном объеме — только для дополнительного изучения интервалов залегания сложных коллекторов, имеющих недостаточно четкую геофизическую характеристику. Таким образом, отбор и исследование керна следует рассматривать не как средство для установления подсчетных параметров, а как необходимый этап петрофизического обоснования подсчета запасов по геофизическим материалам.

Одним из важнейших условий получения надежных подсчетных параметров по данным промысловой геофизики является обеспечение оптимальных условий проведения геофизических исследований скважин. Практика показывает, что наиболее серьезные ошибки в оценке подсчетных параметров по геофизическим материалам были допущены при систематических нарушении

ниях этих оптимальных условий в скважинах одного месторождения или целого региона.

Для определения подсчетных параметров в нашей стране и за рубежом используется большое число методик обработки геофизической информации. Значительная часть этих методик физически обоснована; в ней объективно учитываются реальные возможности геофизических исследований с серийной аппаратурой, поэтому применение их правомерно, так как они дают надежную геологическую информацию. Наряду с этим в практике подсчета запасов все еще используются методики, не имеющие четкой физической основы, дающие ошибочные результаты и дискредитирующие возможности геофизики. Встречаются также случаи недостаточного учета всей геолого-геофизической информации при интерпретации геофизических материалов; это способствует формированию неправильного представления у геофизика-интерпретатора о типе изучаемого коллектора и приводит к использованию при определении параметров этого коллектора физических моделей, правильных по существу, но не соответствующих данному типу коллектора.

Устранение этих недостатков, типичных для практики подсчета запасов, — серьезный резерв повышения эффективности и качества установления подсчетных параметров по данным геофизических исследований.

Основы геологической интерпретации данных промысловой геофизики с целью получения подсчетных параметров заложены в нашей стране в 30—40-х годах В. Н. Дахновым. В последующем под его руководством на кафедре промысловой геофизики МИНХ и ГП в 50—60-х годах В. М. Добрыниным, В. Н. Кобрановой, В. В. Ларионовым, М. Г. Латышовой и другими были разработаны многочисленные способы установления основных подсчетных параметров по данным электро- и радиометрии. Большой вклад в разработку и совершенствование геофизических способов определения подсчетных параметров внесен С. Г. Комаровым, А. М. Нечаем, Н. А. Перьковым, Н. Н. Сохрановым, С. М. Аксельродом, П. Т. Котовым, Л. П. Долиной, Е. А. Зудakiной, Н. Н. Румянцевой, Т. А. Султановым, С. А. Султановым, В. И. Азаматовым, Н. М. Свихнушиным, Д. А. Шапиро, П. А. Бродским, Ю. А. Гулиным, И. Л. Орловым, А. В. Ручкиным, А. И. Фионовым, Н. К. Кухаренко, Я. Н. Басиным, Л. Г. Петросяном, Д. М. Сребродольским, В. Л. Комаровым, Г. Н. Зверевым, Г. А. Шнурманом, И. Е. Эйдманом, В. П. Иванкиным, Н. Г. Куликовой, Я. Р. Морозовичем, Л. А. Буряковским, К. А. Грудкиным, С. С. Итенбергом, В. С. Кудрявцевым, Е. И. Леонтьевым, А. М. Бедчером, Г. С. Морозовым, Н. З. Заляевым и другими. Использование геофизических методов для проектирования и контроля разработки было основано на исследованиях, выполненных в 50—60-х годах под руководством В. Н. Дахнова, Ф. А. Алексеева, Л. П. Долиной, С. А. Султанова и др.

За рубежом предложены и успешно применяются эффективные геофизические методики получения подсчетных параметров, достаточно полно охарактеризованные в работах С. Пирсона, Р. Дебранда и др.

Результаты указанных работ, а также личный опыт авторов в той или иной мере были учтены при составлении настоящей книги. В книге использованы также материалы, опубликованные в работе Б. Ю. Вендельштейна и В. В. Ларионова [14]. За время, прошедшее после выхода ее в свет, существенно расширился стандартный комплекс геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, появились новые геофизические способы определения подсчетных параметров, а некоторые из применявшихся ранее устарели, в связи с чем и возникла необходимость написания настоящей книги.¹

Опыт использования геофизических методов для определения подсчетных параметров приобретен авторами при работе в качестве экспертов ГКЗ, при выполнении которой плодотворным было сотрудничество с работниками отдела нефти и газа ГКЗ В. А. Кожуховым, В. Ф. Андрейко, Л. Г. Красновым, В. Г. Москвичевой, Е. Г. Фурманюк.

Разделы, посвященные определению параметров пластов ядерными методами, написаны Р. А. Резвановым, другие разделы — Б. Ю. Вендельштейном.

¹ При работе над книгой авторы пользовались ценными советами В. Н. Дахнова, М. Г. Латышовой, А. А. Мухера, Г. Б. Курдюковой, З. К. Козинной, материалами, любезно предоставленными А. В. Булатовым, К. А. Грудкиным, Г. М. Золоевой, Е. А. Зудакиной, Б. Н. Куликовым, Г. Н. Ставкиным, Т. А. Султановым, Н. В. Фармановой, Н. В. Царевой. В оформлении рукописи большую помощь оказали Н. П. Зверева, Т. А. Макарова, Н. Л. Позина. Всем этим лицам авторы приносят искреннюю благодарность.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Эффективную мощность продуктивных коллекторов в отдельных скважинах месторождения определяют по данным промыслово-геофизических исследований с учетом материалов наблюдений за процессом бурения скважины, результатов испытания отдельных интервалов разреза в необсаженном стволе скважины и в колонне. Корреляция разрезов скважин с выделенными в них пластами коллекторов, составленных по материалам промысловой геофизики, является основой для составления карт равной мощности продуктивных коллекторов, установления границ продуктивной залежи, ее геометрии и объема. Определение эффективной мощности — наиболее ответственная операция при подсчете запасов. Надежность подсчета запасов нефти и газа месторождения в первую очередь зависит от того, насколько правильно оценена эффективная мощность продуктивных коллекторов, установлено положение водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов, границ литологического выклинивания продуктивных горизонтов, т. е. насколько правильно рассчитан объем нефтяной или газовой залежей.

Для оценки эффективной мощности продуктивных коллекторов необходимо выполнить следующие операции: 1) выделить коллектор; 2) установить характер насыщения коллектора; 3) найти эффективную мощность пластов-коллекторов.

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Выделение пластов-коллекторов осуществляют при литологическом расчленении разреза. Признаки, по которым выделяют коллекторы, определяются характером разреза, типом коллектора, условиями бурения скважины. Рассмотрим наиболее типичные для практики подсчета запасов случаи выделения коллекторов.

ТЕРРИГЕННЫЙ РАЗРЕЗ

Терригенный разрез может содержать коллекторы межзерновые, трещинные и смешанные — трещинно-межзерновые. Основная часть открытых залежей нефти и газа связана с межзерновыми коллекторами. Скважины при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений бурят, как правило, с пресным глинистым

раствором, реже с технической водой или соленым глинистым раствором в качестве промывочной жидкости. За рубежом значительный объем бурения выполняют с известково-битумным раствором; в Советском Союзе бурение с таким раствором ограничено единичными параметрическими скважинами.

Основные данные по выделению и изучению коллекторов геофизическими методами накоплены для межзерновых коллекторов, пройденных скважиной при использовании пресного глинистого раствора в случае изучения разреза в необсаженном трубами стволе скважины. Коллекторы отличаются от вмещающих пород проницаемостью, пористостью и глинистостью, что и является предпосылкой для выделения их геофизическими методами.

Признаки выделения межзернового коллектора по геофизическим материалам можно разделить на две группы. Первая группа объединяет прямые качественные признаки, основанные на более высокой проницаемости коллектора по сравнению с вмещающими породами и на проникновении в коллектор фильтрата глинистого раствора. Вторая группа включает косвенные количественные признаки коллектора, основанные на отличии коллектора от вмещающих пород по пористости и глинистости; это позволяет выделить пласты-коллекторы в интервалах с повышенной пористостью и пониженной глинистостью по диаграммам соответствующих геофизических методов.

Прямые качественные признаки. Основные признаки коллектора межзернового типа, вскрываемого при бурении на пресном глинистом растворе (фильтрат раствора менее минерализован, чем пластовая вода) с репрессией на пласт (гидростатическое давление столба жидкости в скважине выше пластового давления), следующие: 1) сужение диаметра скважины d_c по сравнению с номинальным d_n (диаметр долота), фиксируемое на кавернограмме, микрокавернограмме, профилограмме; присутствие глинистой корки на коркограмме; 2) наличие положительных приращений на диаграмме микрозондов — показания микропотенциал-зонда ρ_k мпз выше показаний микроградиент-зонда ρ_k мгз, при этом значения ρ_k мпз и ρ_k мгз невысокие (рис. 1); 3) наличие радиального градиента удельного сопротивления, устанавливаемое по удельному сопротивлению породы, определенному по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования; 4) изменение во времени показаний различных геофизических методов, отражающее формирование во времени зоны проникновения фильтрата глинистого раствора в коллектор (рис. 2).

Н а л и ч и е г л и н и с т о й к о р к и. Сужение диаметра на диаграммах методов, при помощи которых исследуется профиль скважины, указывает на наличие глинистой корки на стенке скважины против исследуемого пласта, что является однозначным признаком коллектора. Поскольку исследования каверномером входят в стандартный комплекс изучения терригенного

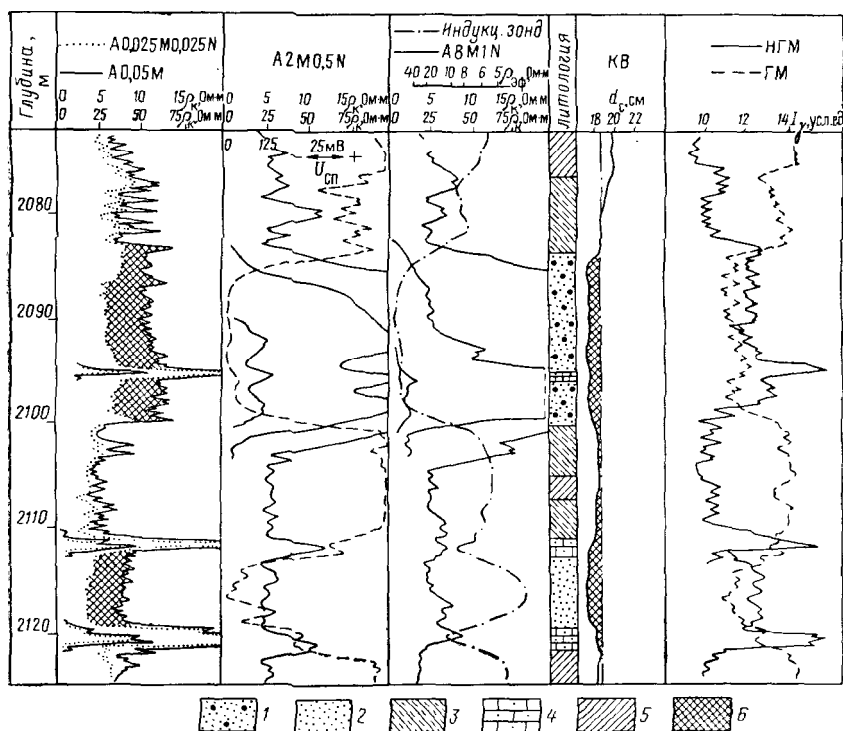


Рис. 1. Выделение коллекторов в терригенном разрезе по диаграммам стандартного комплекса геофизических исследований скважин.

Коллектор: 1 — нефтеносный; 2 — водоносный; 3 — алевролит глинистый; 4 — песчаник с карбонатным цементом; 5 — глина; 6 — участки диаграмм, соответствующие коллектору

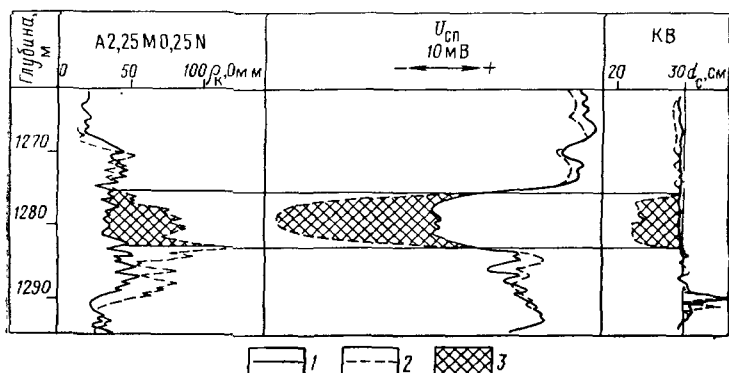


Рис. 2. Выделение коллекторов по диаграммам повторных измерений.

Замер: 1 — первый; 2 — второй; 3 — участки диаграмм, соответствующие коллектору

разреза, этот признак коллектора широко используют при обработке геофизических материалов. Наличие корки не является признаком коллектора в следующих случаях: а) против тонких плотных прослоев, расположенных в мощном пласте-коллекторе; глинизация стенки скважины происходит благодаря «размазыванию» корки, образовавшейся в коллекторе выше и ниже прослоев, при спуско-подъемных операциях, в процессе бурения; б) в призабойной зоне ствола скважины, вскрывшей неколлекторы, где сужение диаметра скважины может быть вызвано осаждением частиц шлама; в) в любых участках разреза, не являющихся коллектором, где образуются сальники, обусловленные низким качеством глинистого раствора или неудовлетворительной подготовкой скважины к промыслово-геофизическим исследованиям.

Толщина глинистой корки зависит в первую очередь от качества глинистого раствора — чем хуже качество раствора, тем толще при прочих равных условиях корка, поэтому наличие корок большой толщины является прежде всего признаком неудовлетворительной технологии бурения.

Н а л и ч и е п о л о ж и т е л ь н ы х п р и р а щ е н и й на диаграмме микрозондов. Положительные приращения на диаграмме микрозондов — надежный признак межзернового коллектора в той мере, в какой надежен признак наличия корки.

Положительные приращения на диаграммах микрозондов могут отсутствовать при следующих условиях: а) корка имеет большую толщину (более 2 см); показания микрозондов одинаковы, поскольку при этом микропотенциал-зонд, как и микроградиент-зонд, исследует глинистую корку; б) водоносный коллектор имеет очень высокую проницаемость как по напластованию, так и по нормали к напластованию; в результате расформирования промытой зоны электрическое удельное сопротивление среды, исследуемой микропотенциал-зондом, близко к электрическому удельному сопротивлению корки $R_{гк}$; в) диаграммы микрозондов некачественные (разновременная запись, искажения утечками и пр.), при этом соотношения значений $R_{к\text{ мпз}}$ и $R_{к\text{ мгз}}$ могут не соответствовать закономерностям, характерным для коллектора.

При бурении скважин на технической воде использовать для выделения в разрезе межзерновых коллекторов кавернограммы и диаграммы микрозондов обычно не удается, поскольку заметных глинистых корок при ее фильтрации в коллекторы не образуется. Если в разрезе скважины, пробуренной на воде, имеются мощные пласты глинистых пород, содержание глинистого материала в промывочной жидкости в процессе бурения становится значительным; в этом случае отдельные пласты-коллекторы могут отмечаться сужением диаметра и соответственно положительными приращениями на диаграмме микрозондов.

Наличие радиального градиента удельного сопротивления на диаграммах электрометрии. Наличие проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт устанавливают, сравнивая значения электрического удельного сопротивления ρ_n породы, найденные при интерпретации диаграмм электрических методов с различным радиусом исследования, т. е. изучая характер изменения электрического удельного сопротивления породы в радиальном направлении по нормали к оси скважины. При этом по данным интерпретации определяют либо наличие радиального градиента сопротивления, либо его отсутствие. Наиболее распространенным способом установления радиального градиента сопротивления является интерпретация кривых бокового электрического зондирования (БЭЗ). При интерпретации кривых БЭЗ для пластов-коллекторов большой мощности получают в зависимости от характеристики коллектора кривые зондирования, характеризующие проникновение, повышающее электрическое удельное сопротивление ($\rho_{зп} > \rho_n$), понижающее электрическое удельное сопротивление ($\rho_{зп} < \rho_n$) пласта, и, наконец, двухслойные кривые ($\rho_{зп} \approx \rho_n$).

Повышающее проникновение характерно: а) для водоносных коллекторов, насыщенных минерализованной пластовой водой ($c_v > 10$ г/л); в этом случае $\rho_{зп}$ существенно превышает $\rho_n = \rho_{вл}$; б) для продуктивных коллекторов с высоким содержанием остаточной воды, обусловленным либо значительной рассеянной глинистостью коллектора, либо незначительным его расстоянием (по высоте) от ВНК; в) для слоистых продуктивных коллекторов, представленных чередованием тонких прослоев коллектора и глины.

Типичные примеры повышающего проникновения наблюдаются в значительной части мезозойских продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа в Западной Сибири и на п-ове Мангышлак; чаще всего это обусловлено значительным содержанием глинистого материала в коллекторах и, как следствие этого, значительным (20—50%) содержанием связанной воды. Характерно повышающее проникновение для слоистых глинистых коллекторов продуктивных горизонтов нижнего мела Восточного Предкавказья, мезозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины. Нередки случаи, когда повышающее проникновение ошибочно устанавливают: а) в тонких одиночных пластах высокого сопротивления — коллекторах и неколлекторах вследствие особенностей кривой зондирования, напоминающей кривую зондирования при повышающем проникновении; б) в мощных пластах, показания ρ_x больших зондов БЭЗ для которых искажены (занижены) экранирующим влиянием плотного прослоя, расположенного над пластом при проведении БЭЗ последовательными градиент-зондами и под пластом — при работе с обращенными градиент-зондами; в) в неоднородной слоистой пачке, представлен-

ной тонким переслаиванием непроницаемых пород с различным сопротивлением, вследствие влияния эффекта анизотропии.

Понижающее проникновение сравнительно реже встречается в практике интерпретации, чем повышающее; оно характерно для хороших коллекторов с высоким коэффициентом нефтегазонасыщения ($k_{нг} > 85\%$) при бурении скважин на глинистом растворе. электрическое удельное сопротивление фильтра которого ρ_f несущественно отличается от электрического удельного сопротивления пластовых вод ρ_v . Иногда ошибочно устанавливают наличие понижающего проникновения вследствие использования неправильных значений ρ_r раствора или диаметра скважины d_c .

Значительная часть продуктивных коллекторов характеризуется, однако, двухслойными кривыми зондирования, которые не указывают на отсутствие проникновения, а соответствуют случаям, когда электрическое удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ равно удельному сопротивлению неизменной части пласта ρ_n или отличается от него не более чем в 1,5—2 раза; проникновение настолько глубокое, что с обычным комплектом зондов БЭЗ не удается выйти за пределы зоны проникновения и исследовать неизменную часть пласта.

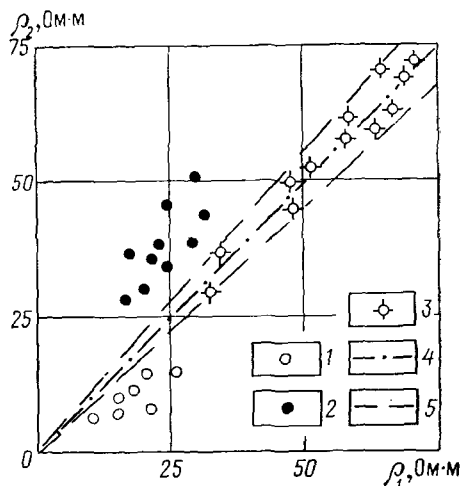
Двухслойные кривые зондирования характерны для продуктивных терригенных коллекторов большинства месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, ряда месторождений Западной Сибири, Коми АССР. Примерно для тех же объектов устанавливаются случаи понижающего проникновения, вероятность появления которых возрастает при повышении минерализации глинистого раствора.

В практике интерпретации используют также другие приемы обнаружения радиального градиента сопротивления; они основаны на сопоставлении истинных или кажущихся значений удельного сопротивления, получаемых по диаграммам обычных или фокусированных зондов с различным радиусом исследования. Значения ρ , полученные по диаграммам зондов малого (ρ_1) и большого (ρ_2) радиусов исследования, сопоставляют обычно графически, нанося на плоскости для каждого пласта точки, координатами которых являются ρ_1 и ρ_2 (рис. 3). При сравнении истинных значений $\rho_{п1}$ и $\rho_{п2}$, установленных путем интерпретации по соответствующим палеткам, критерием наличия радиального градиента является отклонение точки от биссектрисы; соотношение $\rho_{п2} > \rho_{п1}$ соответствует случаю проникновения, понижающего, а $\rho_{п2} < \rho_{п1}$ — повышающего удельное сопротивление коллектора. На биссектрисе и в пределах области неоднозначности, обусловленной погрешностями регистрации ρ_k и определения ρ_n при интерпретации, располагаются точки, соответствующие коллекторам, не отмечаемым радиальным градиентам сопротивления, и неколлекторам; для этих пород $\rho_{п2} \approx \rho_{п1}$ в пределах погрешностей, характерных для методов электрометрии. При сопоставлении кажущихся ρ_k или эффективных

$\rho_{эф}$ значений разделяющей границей между областями понижающего и повышающего проникновения является расчетная кривая, которую получают для данной пары зондов как геометрическое место точек с координатами $\rho_{к1}$ и $\rho_{к2}$, соответствующими заданным значениям $\rho_{п}$. Признаком радиального градиента сопротивления здесь также является отход точки от расчетной кривой, соответствующей коллекторам с $\rho_{эл} \approx \rho_{п}$ и неколлекторам.

Рис. 3. Выделение коллекторов и разделение их по характеру насыщения путем сопоставления значений ρ_1 (МБК) и ρ_2 (БК).

Коллектор: 1 — водоносный; 2 — нефтеносный; 3 — неколлектор; 4 — линия $\rho_1 = \rho_2$; 5 — границы зоны неоднозначности



При решении рассматриваемой задачи чаще всего сопоставляют значения $\rho_{п}$ или $\rho_{к}$ следующих пар зондов: стандартных потенциал-зонда ($AM = 0,2 \div 0,5$ м) и градиент-зонда ($AO = 2 \div 2,5$ м); малого ($AO = 0,2 \div 0,5$ м) и большого ($AO \geq 4$ м) градиент-зондов; микроэкранированного (МБК) и экранированного (БК) зондов; экранированного и индукционного зондов; двух экранированных зондов с различной глубиной.

Установление радиального градиента сопротивления по данным двух зондов или методов электрометрии с малым и большим радиусами исследования является лишь разновидностью способа решения этой задачи по БЭЗ, однако оно имеет определенные преимущества: а) это экспресс-способ, особенно при использовании кажущихся значений $\rho_{к}$, позволяющий оперативно, с меньшей затратой времени, чем по диаграммам БЭЗ, решить задачу; б) при наличии в комплексе современных методов электрометрии МБК, БК и индукционного (случай, нередкий для ряда нефтедобывающих районов Советского Союза) сравнение результатов измерений фокусированными зондами с различной глубиной — более эффективный способ изучения коллектора, чем БЭЗ, в рассмотренных выше случаях сложной геоэлектрической характеристики (влияние экранирования и т. п.), когда большие зонды БЭЗ мало эффективны.

Другой способ сравнения показаний фокусированных зондов электрометрии с разной глубиной заключается в совмещении кривых, например МБК и БК, в одинаковом логарифмическом масштабе сопротивлений в пределах исследуемого участка разреза. Совмещение выполняют так, чтобы показания зондов совпали в плотных породах; тогда в коллекторах с повышающим или понижающим проникновением будет отмечено расхождение показаний (рис. 4).

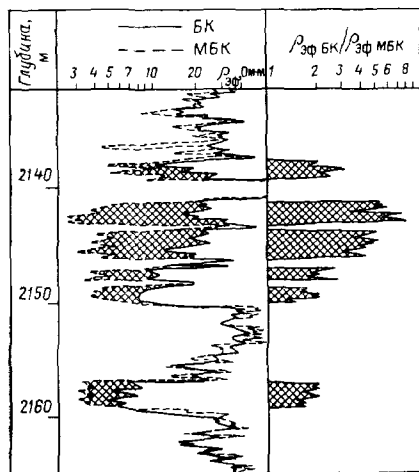


Рис. 4. Выделение коллекторов (на кривых отмечены штриховкой) путем совмещения диаграмм БК и МБК (по К. А. Грудкину)

Неправильное представление о характере изменения электрического удельного сопротивления в радиальном направлении получают при использовании диаграмм фокусированных методов в случае, если отдельные диаграммы имеют неправильный масштаб сопротивлений, искажены различными помехами и т. п. Поэтому для решения задачи необходимо использовать диаграммы, масштаб сопротивлений которых установлен с помощью специальной эталонировки и является надежным. К сожалению, в практике нередко случаи регистрации диаграмм МБК, БК, индукционного зонда в масштабе сопротивлений, не соответствующем истинному.

Изменение во времени показаний геофизических методов. В необсаженном стволе происходит формирование во времени зоны проникновения в коллекторах, поэтому показания методов электрометрии, кавернометрии, в первую очередь в интервалах залегания коллекторов, во времени изменяются, что позволяет путем сравнения диаграмм одного и того же метода, зарегистрированных в различное время в одинаковом масштабе, выделять коллекторы по расхождению показаний при совпадении их в интервалах плотных пород. В обсаженной скважине происходит расформирование зоны проникновения в коллекторах, что также создает предпосылки для выделения коллекторов по диаграммам повторных измерений геофизическими методами, в первую очередь радиометрии.

Благоприятными условиями для выделения коллектора по данным повторных измерений в открытом стволе являются: а) оптимальное время проведения первого измерения, которое должно быть выполнено в возможно более короткий срок после вскрытия пласта (1—2 сут; не более 5 сут), и последующих изме-

рений, выполняемых спустя время, в течение которого формирующаяся зона в коллекторах продвинется достаточно далеко; б) сохранение по возможности идентичными условий измерений в скважине при первом и повторных измерениях (свойства раствора, заполняющего скважину, скважинный прибор, наземная аппаратура).

В необсаженных трубами скважинах при оптимальных условиях проведения первого и повторных замеров коллекторы отмечаются во времени увеличением толщины глинистой корки, изменением показаний микрозондов, в первую очередь микроротенциал-зонда, изменением показаний различных зондов и фокусированных методов электрометрии. Наиболее отчетливое изменение показаний методов электрометрии во времени происходит в условиях ярко выраженного проникновения, повышающего или понижающего электрическое удельное сопротивление пласта; при незначительном различии электрических удельных сопротивлений зоны проникновения и неизменной части коллектора не следует ожидать существенного изменения показаний методов электрометрии.

В практике промыслово-геофизических исследований повторные измерения, как правило, — большая редкость. При анализе массового геофизического материала используют результаты повторных измерений, выполняемых в соответствии с инструкцией по контролю качества геофизических материалов, однако эти измерения охватывают ограниченные и далеко не всегда интересные в отношении нефтегазонасности интервалы разреза. Специальные повторные замеры по определенной программе проводят в отдельных параметрических или оценочных скважинах, как правило, в продуктивных участках разреза. В этом случае стремятся обеспечить оптимальное время первого и последующего измерений, а также создать дополнительные условия, позволяющие усилить роль фактора времени путем изменения гидростатического давления в скважине или физических свойств глинистого раствора перед повторными измерениями.

Увеличения гидростатического давления в скважине и, следовательно, перепада давления на границе скважина — пласт (репрессия) достигают, утяжеляя раствор или создавая дополнительное давление на устье скважины, оборудованном лубрикатором.

Репрессию на пласты увеличивают после первого замера, непосредственно перед вторым, создавая условия для дополнительной продавки фильтрата в коллекторы, в результате чего при втором и последующих замерах получают более яркий эффект на диаграммах повторных замеров электрометрии, например экранированным зондом (рис. 5). Описанный способ называют повторными измерениями с продавкой [79].

Для выделения коллекторов сложных типов и оценки характера их насыщения выполняют повторные исследования методами

электрометрии после снижения репрессии на пласт, что обеспечивает частичное расформирование зоны проникновения в коллекторах и «приближение» неизменной части коллектора к стенке скважины. Одна из наиболее распространенных модификаций этого направления получила название «исследование — испытание — исследование». Она основана на комплексном применении методов электрометрии и трубных испытателей пластов: первое измерение проводят до испытания, затем испытывают изучаемый интервал разреза, после чего в предельно короткий срок выполняют второй замер. Сравнение диаграмм, полученных до и после испытания, позволяет в участках, где показания расходятся, выделить коллекторы и при благоприятных условиях оценить характер их насыщения (рис. 6). Снижение давления в скважине с последующим повторным замером выполняют и при изучении способом с продавкой фильтрата, что также создает благоприятные условия для исследования неизменной части коллектора.

Повторные исследования с продавкой фильтрата уже дали положительные результаты в отдельных районах (Степной Крым, Белоруссия, Башкирия), что позволяет рассматривать их как одну из эффективных модификаций временных исследований, позволяющих выделять не только межзерновые коллекторы, но и другие, более сложные, при незначительном дополнительном простое скважины. В связи с передачей службы испытаний скважин на бурильных трубах промыслово-геофизическим предприятиям Министерства нефтяной промышленности большие возможности открываются для использования способа «исследование — испытание — исследование» в производственных масштабах. Возможности применения способа ограничены пока недостаточно высоким уровнем работ по испытанию пластов и слабым комплексированием их с геофизическими исследованиями скважин, что приводит к получению отрицательных результатов в ряде скважин. Однако имеется уже достаточное число примеров успешного использования способа в различных районах; наиболее убедительные результаты получены в межзерновых коллекторах.

Повторные измерения с изменением физических свойств глинистого раствора (способ двух растворов) проводятся в отдельных скважинах главным образом для выделения и изучения карбонатных коллекторов сложных типов, поэтому этот способ будет рассмотрен ниже.

Временные исследования в необсаженных трубами скважинах не входят в обязательный комплекс, поэтому для массовой обработки промыслово-геофизических материалов и подсчета запасов результаты этих исследований обычно не используют. Однако вследствие высокой геологической эффективности повторные измерения, особенно с продавкой фильтрата, целесообразно применять при детальных исследованиях в наиболее сложных участках разреза специальных параметрических скважин.

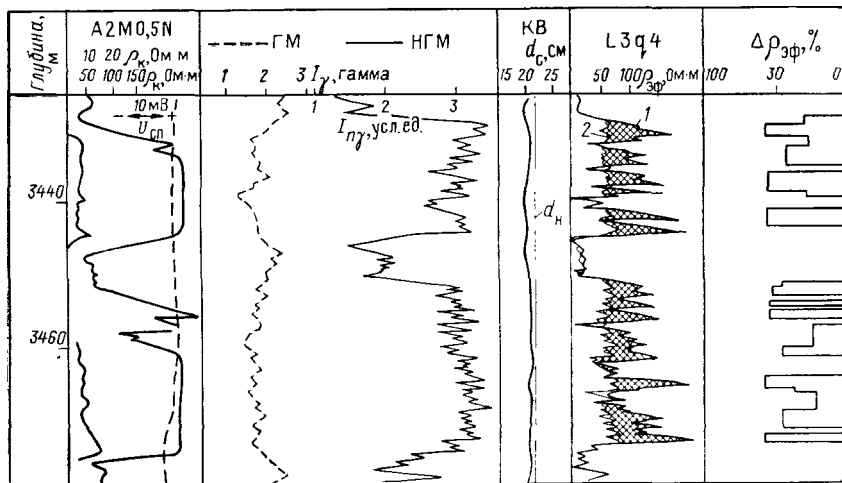


Рис. 5. Выделение коллекторов (на кривых отмечены штриховкой) в карбонатном разрезе по диаграммам повторных замеров семиэлектродным зондом с применением продавки глинистого раствора в пласте (по Л. М. Федину).

Кривые $\rho_{зф}$: 1 — до продавки, 2 — после продавки

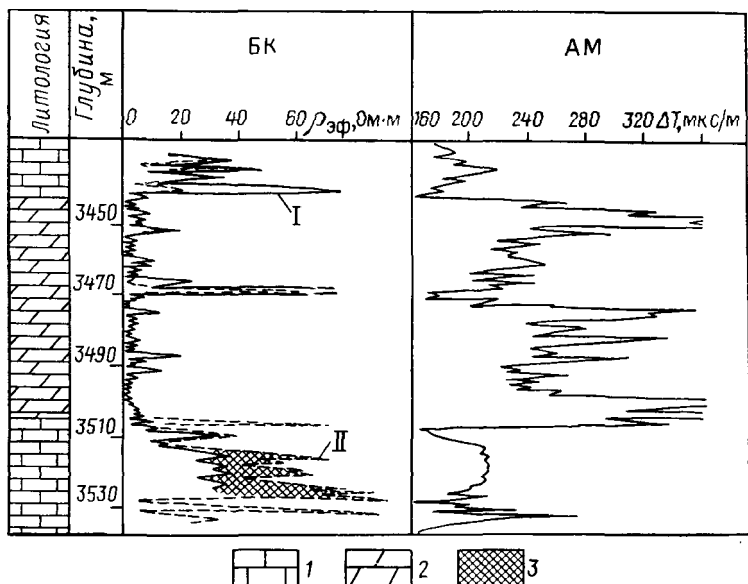


Рис. 6. Выделение коллекторов способом «исследование — испытание — исследование» в карбонатном разрезе.

I — известняк; 2 — мергель; 3 — участки диаграмм, соответствующие продуктивному коллектору; БК: I — до испытания, II — после испытания

При прочих равных условиях наиболее эффективны повторные замеры микроэкранированными, экранированными и индукционным зондами при условии регистрации диаграмм в одинаковом логарифмическом масштабе сопротивлений или последующего перевода диаграмм, полученных в скважине, в логарифмический масштаб. Совмещение диаграмм первого и повторных замеров каждым из этих зондов без какой-либо предварительной обработки позволяет непосредственно по наличию расхождений выделить коллекторы и при благоприятных условиях оценить их продуктивность.

Наибольшее распространение в каждом из рассмотренных вариантов временных исследований на производстве получили измерения экранированным зондом БК. Повторные замеры предпочтительнее выполнять той же аппаратурой, которая использовалась при первом замере.

Повторные измерения потенциалов собственной поляризации могут также дать дополнительную информацию о наличии коллекторов в разрезе. Совмещаемые диаграммы первого и последующего замеров должны иметь одинаковый масштаб напряжений; при анализе диаграмм следует учитывать изменение удельного сопротивления глинистого раствора во времени (см. рис. 2).

Повторные измерения в колонне методами радиометрии проводят главным образом для разделения коллекторов по характеру насыщения, определения положения газожидкостного (ГЖК) и водонефтяного (ВНК) контактов, поэтому методика использования результатов этих исследований рассматривается в соответствующем разделе гл. I.

Все рассмотренные геофизические методы выделения межзерновых коллекторов неприменимы в скважинах, бурящихся на нефилтрующемся растворе (известково-битумный и др.), вследствие самой природы такого раствора, исключающего возможность фильтрации в породы-коллекторы промывочной жидкости и появления признаков коллектора, связанных с образованием зоны проникновения.

Косвенные количественные признаки. Выделение коллекторов по прямым качественным признакам в настоящее время — основной способ обнаружения пластов-коллекторов в разрезе геофизическими методами. Однако из изложенных данных следует, что прямые качественные методы имеют недостатки, в связи с чем за последние 10—15 лет разработаны геофизические способы выделения коллекторов, основанные на использовании количественных критериев, т. е. значений различных параметров, соответствующих границе коллектор — неколлектор. В качестве таких параметров используют: а) коэффициент проницаемости $k_{пр}$ и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости k_p и различные параметры глинистости ($c_{гл}$, $k_{гл}$, $\eta_{гл}$) для продуктивных и водоносных коллекторов; б) коэффициенты фазовой проницаемости по нефти или газу $k_{пр н}$, $k_{пр г}$

и соответствующие им коэффициенты нефте-, газо- или водонасыщения (k_n , k_r , k_v) для продуктивных коллекторов; в) геофизические параметры — относительные амплитуды на диаграммах собственной поляризации $\alpha_{сп}$, гамма-метода ΔJ_γ , амплитуду индекса свободного флюида на диаграмме ядерно-магнитного метода и другие для продуктивных и водоносных коллекторов, электрическое удельное сопротивление ρ_n и параметр насыщения P_n для продуктивных коллекторов.

Рассмотрим способы, связанные с применением критических значений параметров $k_{пр}^*$, k_n^* , $k_{гн}^*$, $c_{гн}^*$, $\eta_{гн}^*$, $\alpha_{сп}^*$, ΔJ_γ^* для разделения пород в терригенном разрезе на коллекторы и неколлекторы независимо от характера их насыщения. Способы, в которых использованы критические значения k_n^* , k_r^* , k_v^* , ρ_n^* , P_n^* для выделения продуктивных коллекторов, изложены в разделе, посвященном оценке характера насыщения коллекторов.

Все способы, связанные с применением граничных значений параметров, характеризующих коллекторские свойства ($k_{пр}$, k_n) и литологию ($k_{гн}$, $c_{гн}$, $\eta_{гн}$) пород, а также сопряженных с ними соответствующих геофизических параметров, основаны на представлении о нижнем пределе экономически рентабельного дебита нефти Q_n^* или газа Q_r^* , который принят для данного района.

Взяв типичные значения эффективной мощности $h_{эф}$ продуктивного пласта, депрессии Δp , при которой выполняется опробование и в дальнейшем будет проводиться эксплуатация залежи, рассчитывают граничное значение удельного коэффициента продуктивности $\eta_{пр}^*$, соответствующее Q^* , по формуле

$$\eta_{пр}^* = \frac{Q^*}{\Delta p h_{эф}} \quad (I.1)$$

Зная $\eta_{пр}^*$ и используя значения вязкости нефти μ_n или газа μ_r , для пластовых условий рассчитывают критическую величину $k_{пр}^*$, характеризующую границу коллектор — неколлектор, по формуле

$$k_{пр}^* = \frac{\mu \eta_{пр}^* \ln(R_k/r_c)}{2\pi}, \quad (I.2)$$

где R_k — радиус контура питания скважины; r_c — радиус скважины.

Полученное таким образом граничное значение $k_{пр}^*$ является условным, соответствующим принятому Q^* , т. е. современному техническому уровню разработки месторождений нефти или газа и состоянию экономики нефтяной и газовой промышленности. С развитием более совершенных методов разработки и изменением экономических критериев граничные значения Q^* , $\eta_{пр}^*$, $k_{пр}^*$ будут изменяться. Однако для конкретных геологических объектов в различных районах эти значения можно для ближайших 3—5 лет принять постоянными. Оценка величины $k_{пр}^*$, выполненная таким образом для продуктивных отложений нефтегазодобы-

вающих районов, показала, что значения $k_{пр}^*$ существенно (приблизительно на порядок) различаются для нефтеносных и газоносных объектов. Для нефтеносных коллекторов различных районов величина $k_{пр}$ изменяется в пределах 2—10 мД. Для продуктивных отложений девона месторождения Ромашкино $k_{пр}^*$ составляет 3—5 мД, для мезозойских отложений месторождений Западной Сибири — 3—8 мД, Южного Мангышлака — 10 мД.

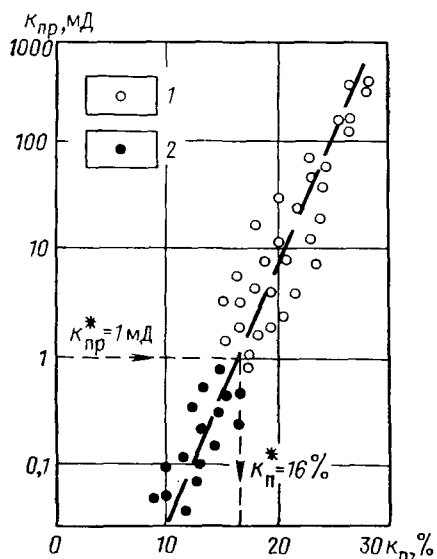


Рис. 7. Разделение пород на коллекторы (1) и неколлекторы (2) по критическим значениям коэффициентов проницаемости $k_{пр}^*$ и пористости $\kappa_{п}^*$

и других устанавливаются на основе корреляционных связей между этим параметром и соответствующим ему параметром, характеризующим коллекторские свойства ($k_{пр}$, $\kappa_{п}$) или глинистость ($c_{гл}$, $k_{гл}$, $\eta_{гл}$). Наиболее типичные связи такого рода следующие: а) между геофизическими параметрами и коэффициентом проницаемости; б) между геофизическими параметрами, характеризующими пористость, и коэффициентом пористости; в) между геофизическими параметрами, характеризующими глинистость, и параметрами глинистости.

Корреляционную связь между геофизическими параметрами R_n , $\alpha_{сп}$, ΔJ_γ и коэффициентом проницаемости для продуктивных отложений устанавливаются, сопоставляя по интервалам испытаний (или пробной эксплуатации), для которых величина $k_{пр}$ рассчитана по данным гидродинамических исследований (по кривой восстановления давления), значение $k_{пр}$ и усредненное для этого интервала значение геофизического параметра. Интервалы

Характерно, что ни в одном районе установленная таким образом величина $k_{пр}$ не равна традиционному значению 1 мД, которое ранее безоговорочно принималось в качестве нижнего предела проницаемости нефтеносного коллектора.

Граничные значения параметров k_n^* , $c_{гл}^*$, $k_{гл}^*$, $\eta_{гл}^*$ и других находят, используя корреляционные связи каждого из этих параметров с коэффициентом проницаемости $k_{пр}$ (рис. 7). Так, граничному значению $k_{пр}^* = 1$ мД в соответствии с уравнением регрессии, характеризующим связь между параметрами $k_{пр}$ и $\kappa_{п}$, соответствует граничное значение $\kappa_{п} = 16\%$ при вероятном диапазоне изменения $\kappa_{п} = \pm 1\%$ с учетом дисперсии связи.

Граничные значения геофизических параметров $\alpha_{сп}^*$, ΔJ_γ^*

должны быть достаточно однородными по геофизической характеристике. Получив корреляционную связь между P_n и $k_{пр}$, $\alpha_{сп}$ и $k_{пр}$ и т. п., в соответствии с уравнением регрессии для заданного значения $k_{пр}^*$ определяют величину P_n^* , $\alpha_{сп}^*$ и т. п.

По диаграммам геофизических методов — интервального времени ΔT акустического метода, нейтронного гамма-метода и плотностного гамма-гамма-метода — коллекторы в исследуемом интервале разреза выделяют исходя из граничного значения k_n^* и соответствующих ему граничных значений ΔT^* , относительной амплитуды ΔJ_{ny} , объемной плотности δ_n^* . Значения ΔT^* , ΔJ_{ny}^* , δ_n^* находят соответственно по корреляционным связям между ΔT и k_n , ΔJ_{ny} и объемным водосодержанием w_{H_2O} (с учетом глинистости), δ_n и k_n . На диаграмме метода пористости в пределах исследуемого интервала разреза проводят линию, параллельную оси глубин, соответствующую граничному значению ΔT^* , ΔJ_{ny}^* или δ_n^* , которая разделяет всю совокупность пластов в разрезе на коллекторы (для них $\Delta T > \Delta T^*$, $\Delta J_{ny} < \Delta J_{ny}^*$, $\delta_n < \delta_n^*$)

и неколлекторы. Если на диаграмме метода пористости нанесена шкала k_n , разделяющую линию проводят непосредственно по значению $k_n^* = k_n$ (рис. 8). При таком способе учитывают интервалы разреза с высокой глинистостью, загипсованные и т. д.

Выделение коллекторов по диаграммам методов пористости по критической величине k_n получило распространение главным образом для карбонатных разрезов и для разновидностей терригенного разреза, представленного уплотненными породами с низким содержанием глинистого материала. Для типичных терригенных разрезов этот способ выделения коллекторов применяют редко, так как при учете влияния глинистости на показания перечисленных методов возникают трудности.

Диаграммы геофизических методов глинистости — самопроизвольной поляризации, гамма-метода — напротив, широко применяют для выделения коллекторов в терригенном разрезе. Еще задолго до разработки способов выделения коллекторов геофизическими методами по критическим значениям параметров отрицательная аномалия на кривой СП и низкие показания на диаграмме ГМ использовались как признаки коллектора в терригенном разрезе.

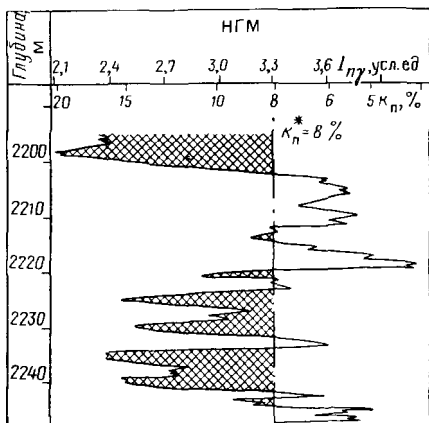


Рис. 8. Выделение коллекторов (на кривых отмечены штриховкой) в карбонатном разрезе по критическому значению коэффициента пористости k_n^*

При бурении скважин на пресном глинистом растворе ($\rho_f > \rho_p$) пласты-коллекторы (песчаники и алевролиты) выделяются в терригенном разрезе на диаграмме СП пониженными значениями (отрицательной аномалией) по сравнению с устойчивыми максимальными значениями СП (линия глин), характерными для глин и плотных глинистых алевролитов-неколлекторов.

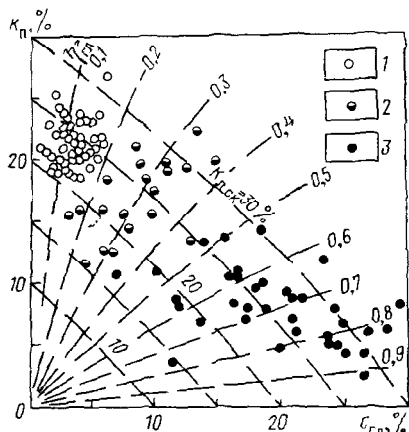


Рис. 9. Сопоставление коэффициентов пористости k_p и глинистости c_{gl} для разделения терригенных пород на коллекторы и неколлекторы по параметру η_{gl} (продуктивные отложения девона, Ромашкино).

Коллекторы: 1 — хорошие ($k_{пр} > 200$ мД), 2 — средние и плохие (200 мД $> k_{пр} > 2$ мД); 3 — неколлектор

Величина аномалии $\Delta U_{СП}$ тем больше, чем больше различие в минерализации и электрическом удельном сопротивлении пластовых вод и глинистого раствора, а также чем больше различаются по содержанию глинистого материала коллектор и вмещающая порода — неколлектор. При постоянстве минерализации пластовых вод и литологии вмещающих пород в изучаемом участке разреза аномалия СП отражает относительное содержание в породе глинистого материала — относительную глинистость η_{gl} :

$$\eta_{gl} = k_{gl} / (k_{gl} + k_p), \quad (1.3)$$

где η_{gl} — комплексный параметр, объединяющий величины, характеризующие пористость k_p и глинистость k_{gl} .

Сопоставление коэффициентов пористости k_p и глинистости k_{gl} или c_{gl} для терригенных продуктивных отложений многих районов показывает, что линии постоянных значений η_{gl} делят совокупность точек для всех пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы, а область, соответствующую коллекторам, — на участки плохих и хороших коллекторов (рис. 9). Связь между параметрами $k_{пр}$ и η_{gl} обычно теснее, чем между $k_{пр}$ и k_p или $k_{пр}$ и k_{gl} , что позволяет использовать граничное значение η_{gl}^* , соответствующее $k_{пр}^*$ для данных отложений, как четкий критерий коллектора (более четкий, чем k_p или k_{gl}) (рис. 9). Наиболее благоприятные условия применения η_{gl}^* для разделения пород на коллекторы и неколлекторы — отсутствие или незначительное

присутствие в изучаемых коллекторах другого вида цемента (кроме глинистого), а также однородный минеральный состав глинистого цемента. Величина $\eta_{\text{гл}}^*$ для отложений различного возраста колеблется от 0,3 до 0,6, возрастая с уменьшением активности глинистого цемента и ростом степени эпигенетических преобразований пород. Для большинства кайнозойских продуктивных отложений со значительным содержанием монтмориллонитового цемента $\eta_{\text{гл}}^* = 0,3 \div 0,4$ (Северный Кавказ), для большей части продуктивных отложений мезозоя и верхнего палеозоя $\eta_{\text{гл}}^* = 0,4 \div 0,5$ (Волго-Урал, Западная Сибирь, Мангышлак) при глубине залегания коллекторов не более 3—4 км; для глубоко-залегающих пород (более 4 км) палеозоя и мезозоя $\eta_{\text{гл}}^* = 0,5 \div 0,6$ (Днепровско-Донецкая впадина, Северный Кавказ, Прикаспий).

При интерпретации диаграмм СП предпочитают использовать не абсолютную $\Delta U_{\text{СП}}$, а относительную $\alpha_{\text{СП}}$ амплитуду СП

$$\alpha_{\text{СП}} = \frac{\Delta U_{\text{СП}}}{E_{s \text{ max}}} \quad (1.4)$$

которую рассчитывают как отношение амплитуды в интерпретируемом пласте $\Delta U_{\text{СП}}$ к максимальной амплитуде $E_{s \text{ max}}$ в исследуемом участке разреза, соответствующей наименее глинистым коллекторам. Использование $\alpha_{\text{СП}}$ вместо $\Delta U_{\text{СП}}$ позволяет исключить влияние на результаты интерпретации СП различных сторонних факторов — погрешности в масштабе диаграммы СП, различия в минерализации глинистого раствора в скважинах месторождения и др. [11, 14, 25].

Величина $\alpha_{\text{СП}}$ тесно связана с $\eta_{\text{гл}}$ для отложений, удовлетворяющих указанным выше условиям. Характер их связи зависит от минерализации пластовых вод и активности глинистого цемента. Для отложений с высокой минерализацией пластовых вод ($c_{\text{в}} > 100 \div 150$ г/л) и незначительной активностью глинистого материала (цемент каолиново-гидрослюдистый) характерно выполаживание зависимости $\alpha_{\text{СП}} = f(\eta_{\text{гл}})$ для коллекторов в области небольших значений $\eta_{\text{гл}}$ и увеличение ее крутизны в области неколлекторов (рис. 10). Примерами таких объектов являются продуктивные отложения большинства месторождений Волго-Урала, Мангышлака, Днепровско-Донецкой впадины.

С уменьшением минерализации пластовых вод и ростом активности глинистого материала зависимость $\alpha_{\text{СП}} = f(\eta_{\text{гл}})$ спрямляется, имеет примерно одинаковый наклон во всем диапазоне значений $\eta_{\text{гл}}$ (большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири). При дальнейшем снижении минерализации вод и повышении активности глинистого материала (нефтяные месторождения о-ва Сахалин) зависимость $\alpha_{\text{СП}} = f(\eta_{\text{гл}})$ становится вогнутой с ростом крутизны в области коллекторов (рис. 10). Зная критическое значение $\eta_{\text{гл}}^*$ для изучаемых отложений, по соответствующему графику $\alpha_{\text{СП}} = f(\eta_{\text{гл}})$ находят граничное значение $\alpha_{\text{СП}}^*$.

Коллекторам соответствуют области $\alpha_{СП} > \alpha_{СП}^*$ и $\eta_{гЛ} < \eta_{гЛ}^*$.

Таким образом, величина $\alpha_{СП}^*$ будет различной для терригенных коллекторов с рассеянной глинистостью разного возраста и изменяется в пределах 0,3—0,8, причем при прочих одинаковых условиях величина $\alpha_{СП}^*$ для нефтеносных коллекторов выше, чем для газоносных. Для продуктивных отложений крупных нефтегазоносных провинций $\alpha_{СП}^* \geq 0,5$ в нефтеносных и $\alpha_{СП}^* \geq 0,4$

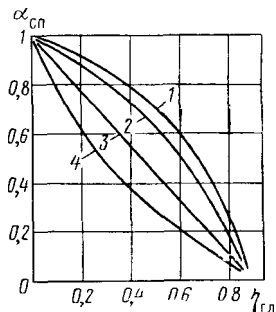


Рис. 10. Зависимости $\alpha_{СП} = f(\eta_{гЛ})$ для продуктивных горизонтов.

Месторождения: 1 — Узень, 2 — Трехозерное (Западная Сибирь), 3 — Среднеобского района, 4 — Невельское (о-в Сахалин)

в газоносных коллекторах. Меньшие значения $\alpha_{СП}^*$ характерны главным образом для продуктивных коллекторов со слоистой или смешанной глинистостью, где они могут снижаться до 0,2 в газоносных и до 0,3 в нефтеносных коллекторах.

Из изложенного следует, что отрицательная (при $c_v > c_f$) аномалия СП против пласта не является признаком коллектора и к пластам-коллекторам относят лишь те, для которых $\alpha_{СП} > \alpha_{СП}^*$. Исключение составляют песчаники и алевролиты с преобладанием карбонатного или силикатного цемента, которые, являясь обычно неколлекторами или плохими коллекторами, отмечаются максимальными для данного разреза значениями $\Delta U_{СП}$ и $\alpha_{СП}$. Наличие таких пластов, которые по диаграмме СП можно ошибочно отнести к коллекторам, характерно для продуктивных разрезов большинства нефтегазоносных районов — Волго-Урала, Западной Сибири, Мангышлака и др. Эти пласты исключают из числа коллекторов по диаграммам микронзондов и методов пористости, на которых они отмечаются как плотные породы с низкой пористостью.

Критическое значение $\alpha_{СП}^*$ для изучаемых отложений можно найти, не пользуясь значением $\eta_{гЛ}^*$ и зависимостью $\alpha_{СП} = f(\eta_{гЛ})$.

В этом случае для испытанных объектов сопоставляют величину $\alpha_{СП}$ с удельным коэффициентом продуктивности $\eta_{пр}$; для заданного значения $\eta_{пр}$ в соответствии с полученной зависимостью находят $\alpha_{СП}^*$; если нижний предел $\eta_{пр}^*$ для данного геологического объекта не определен, величину $\alpha_{СП}^*$ находят, продолжая график $\alpha_{СП} = f(\eta_{пр})$ до пересечения с осью ординат, т. е. для $\eta_{пр} = 0$ (рис. 11). Другой способ заключается в следующем: накладывают диаграмму статистического распределения $\alpha_{СП}$ для коллекторов на диаграмму распределения $\alpha_{СП}$ для неколлекторов,

при этом абсцисса точки пересечения распределений соответствует величине $\alpha_{СП}^*$ (рис. 12).

Для реализации этих способов необходимо располагать результатами опробования большого числа объектов, что возможно лишь на поздней стадии разведки или на стадии разработки месторождения. Преимущество этих способов — возможность определения $\alpha_{СП}^*$ непосредственно путем анализа данных опробования

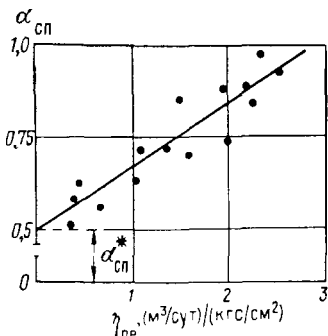


Рис. 11. Определение критического значения $\alpha_{СП}^*$ путем сопоставления $\alpha_{СП}$ и $\eta_{пр}$ для испытанных пластов

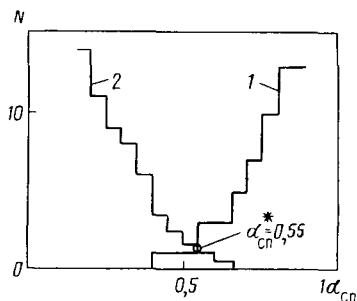


Рис. 12. Определение критического значения $\alpha_{СП}^*$ по пересечению статистических распределений $\alpha_{СП}$ для коллекторов (1) и неколлекторов (2)

без каких-либо промежуточных параметров и петрофизических связей.

Диаграммы СП для выделения коллекторов в терригенном разрезе нельзя применять в скважинах, пробуренных с соленым глинистым раствором, с нефiltrующимся раствором на нефтяной основе и в обсаженных трубами скважинах.

Преимущество другого метода глинистости — гамма-метода — заключается в возможности использования его для выделения коллекторов в тех условиях, когда метод собственных потенциалов не может быть применен для решения этой задачи. Диаграммы ГМ, как и СП, давно используют для качественного выделения коллекторов в интервалах минимальных значений естественной радиоактивности, однако с развитием способов количественной комплексной интерпретации данных промысловой геофизики стало очевидно, что для надежного выделения коллекторов по диаграммам ГМ (как и по СП) необходимо для каждого конкретного разреза иметь критическое значение относительной амплитуды ΔJ_{γ} :

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{I_{\gamma x} - I_{\gamma \min}}{I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}}, \quad (1.5)$$

где $I_{\gamma x}$, $I_{\gamma \max}$, $I_{\gamma \min}$ — значения регистрируемых интенсив-

ностей в изучаемом пласте и породах с минимальной и максимальной для данного разреза радиоактивностью.

Уровень минимальных показаний $I_{\gamma \min}$ соответствует в терригенном разрезе наименее глинистым породам, уровень максимальных показаний $I_{\gamma \max}$ — чистым глинам или породам с высокой глинистостью.

Величину ΔJ_{γ}^* находят: а) используя критическое значение $k_{\text{гл}}^*$ на основе корреляционной связи между ΔJ_{γ} и $k_{\text{гл}}$; б) сопоставляя ΔJ_{γ}^* с удельным коэффициентом продуктивности $\eta_{\text{пр}}$ для испытанных объектов; в) сравнивая распределение ΔJ_{γ} для коллекторов и неколлекторов.

Приемы нахождения ΔJ_{γ}^* в последних двух способах аналогичны рассмотренным для метода СП, поэтому ограничимся пояснением первого способа. В этом случае установление ΔJ_{γ}^* основано на связи между ΔJ_{γ} и объемной $k_{\text{гл}}$ или массовой $c_{\text{гл}}$ глинистостью, приемы получения которой изложены в гл. IV. Критические значения $k_{\text{гл}}^*$ или $c_{\text{гл}}^*$ определяют обычно на основании сопоставления $k_{\text{гл}}$ или $c_{\text{гл}}$ со значениями $k_{\text{пр}}$, полученными на образцах, и использования величины $k_{\text{гл}}^*$ или $c_{\text{гл}}^*$, соответствующей принятому для изучаемых коллекторов значению $k_{\text{пр}}$.

Однако связь параметра $k_{\text{пр}}$ с $\eta_{\text{гл}}$ для терригенных пород значительно теснее, поэтому более целесообразно находить $k_{\text{пр}}^*$ по критическому значению $\eta_{\text{гл}}^*$ и, следовательно, выделять коллекторы в первую очередь по диаграмме СП при использовании диаграммы ГМ в качестве вспомогательной, за исключением тех случаев, когда качественную диаграмму СП получить не удастся.

Применение диаграмм ГМ для выделения коллекторов имеет следующие ограничения.

1. По диаграмме ГМ, как и по диаграмме СП, можно ошибочно выделить в качестве коллекторов плотные песчаники и алевролиты с карбонатным цементом; избежать этой ошибки можно только при учете диаграмм микрондов, нейтронного гамма-метода и акустического метода (как и при анализе диаграммы СП).

2. В разрезах с распространением полимиктовых песчаников и алевролитов диаграмма ГМ не обеспечивает однозначного выделения коллекторов (Западная Сибирь, Мангышлак), поскольку коллекторы с повышенным содержанием частиц полевого шпата и обломков пород характеризуются повышенной радиоактивностью и нередко могут быть ошибочно отнесены к сильно глинистым породам — неколлекторам. То же замечание можно отнести к разрезам с повышенным содержанием глауконита. Совершенно невозможно выделить коллекторы по диаграмме ГМ в вулканических отложениях, характеризующихся повышенной радиоактивностью независимо от содержания глинистого материала.

3. Трудно надежно выделить коллекторы в разрезах, содержащих породы-коллекторы, радиоактивность которых повышена вследствие геохимических условий, связанных с палеогеографической обстановкой в бассейне осадконакопления или возникших

в процессе разработки месторождения (например, радиогеохимический эффект, приуроченный к зоне ВНК). В этом случае повышенной радиоактивностью могут отмечаться коллекторы с низкой глинистостью вследствие концентрации радиоактивных соединений в приконтактной зоне в процессе разработки нефтяной залежи.

Наиболее надежное выделение межзерновых коллекторов в терригенном разрезе обеспечивается при комплексной интерпретации диаграмм методов пористости и глинистости, так как в этом случае происходит взаимная корректировка результатов выделения коллекторов по данным индивидуальной интерпретации диаграмм отдельных методов и эффективность решения задачи значительно повышается.

В настоящее время разработаны математические методы комплексной интерпретации диаграмм промыслово-геофизических методов, обеспечивающие разделение на классы пород, содержащихся в изучаемом разрезе, составление литологической колонки, в которой указываются положение в разрезе и мощность пластов-коллекторов [35, 74].

Однозначно выделяется межзерновой коллектор в терригенном разрезе по диаграммам метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) в варианте измерения сигнала свободной прецессии (ССП). В этом способе обычно регистрируют три кривые величины U сигнала свободной прецессии ядер водорода через различное время t после выключения поляризирующего магнитного поля. Кривые записывают в масштабе значений индекса свободного флюида ИСФ, т. е. в процентах коэффициента эффективной пористости $k_{п\text{эф}}$, поэтому каждая аномалия на кривых U , которая по величине выше уровня помех (обычно $k_{п\text{эф}} \geq 1\%$), соответствует коллектору (рис. 13). Преимущество метода ЯМР заключается в том, что он пока единственный метод непосредственного выделения межзерновых коллекторов и оценки их эффективной пористости.

Метод неприменим: 1) в разрезах, содержащих ферро- и парамагнитные минералы (в первую очередь в вулканогенных отложениях); 2) при наличии глубоких (более 2—3 см) зон кольтации, характерных обычно для высокопроницаемых коллекторов: последние на диаграмме ЯМР практически не выделяются; 3) при использовании нефтяных добавок в глинистый раствор.

Для выделения коллекторов помимо геофизических методов можно использовать диаграммы продолжительности бурения и «фильтрационного метода» (фиксирование количества жидкости, поглощаемого в процессе бурения породами), регистрируемые специальными автоматическими станциями контроля параметров бурения (АСПБ). Положительный опыт применения этих способов выделения коллекторов накоплен в тресте Тюменьнефтегеофизика при изучении терригенных продуктивных отложений нижнего мела Среднеобской нефтегазоносной провинции [52] (рис. 14).

Рассмотренные приемы выделения межзернового коллектора эффективны при изучении терригенных разрезов со слабой и средней уплотненностью пород на глубине до 4—5 км при бурении на пресном глинистом растворе. В практике все чаще приходится изучать терригенные отложения, залегающие на глубине свыше 4—5 км, уплотненные, часто не содержащие межзерновых коллекторов. Определенную часть скважин бурят с использованием

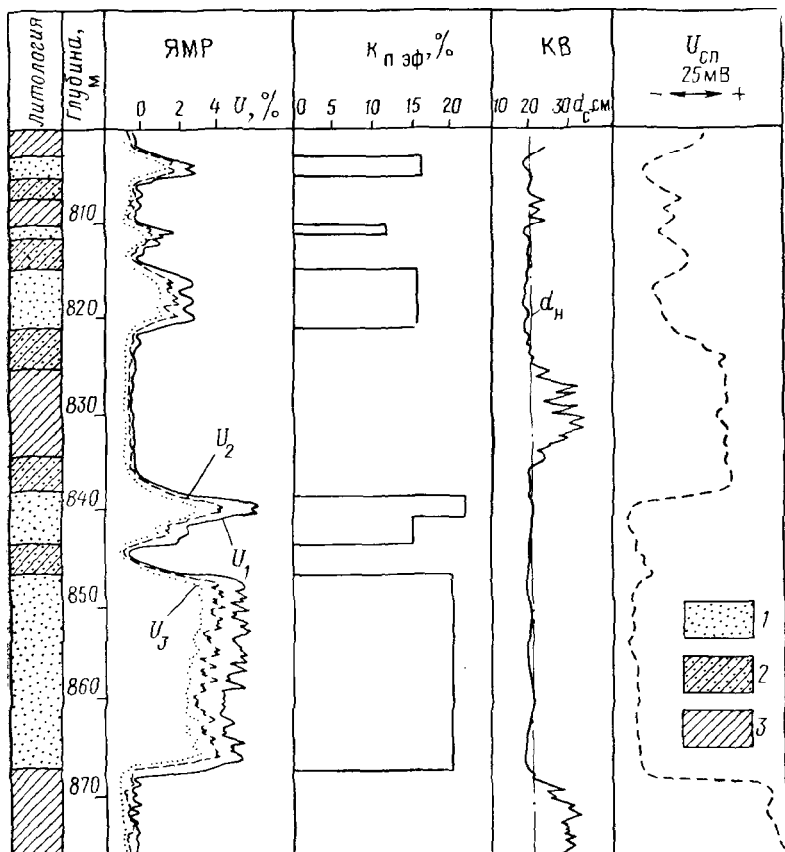


Рис. 13. Выделение коллекторов по диаграмме ЯМР (в варианте ССП) в терригенном разрезе.

U_1 , U_2 , U_3 — кривые сигнала свободной прецессии, соответствующие времени t_1 , t_2 , t_3 после выключения поляризующего поля ($t_1 < t_2 < t_3$); 1 — коллектор; 2 — неколлектор; 3 — глина

в качестве промывочной жидкости технической воды, нередко минерализованной. В этих условиях задача выделения коллекторов, в частности межзерновых, существенно усложняется. Основные способы выделения коллекторов в этих условиях по существу аналогичны тем, которые разработаны для выделения и изучения

карбонатных коллекторов сложных типов (они рассматриваются ниже).

В скважинах, бурящихся с раствором на нефтяной основе, для выделения межзерновых терригенных коллекторов можно применять лишь некоторые из перечисленных методов: 1) по диаграмме ГМ с использованием критического значения $k_{гд}^*$ глинистости; 2) по графикам $k_{п}$, составленным на основе интерпретации

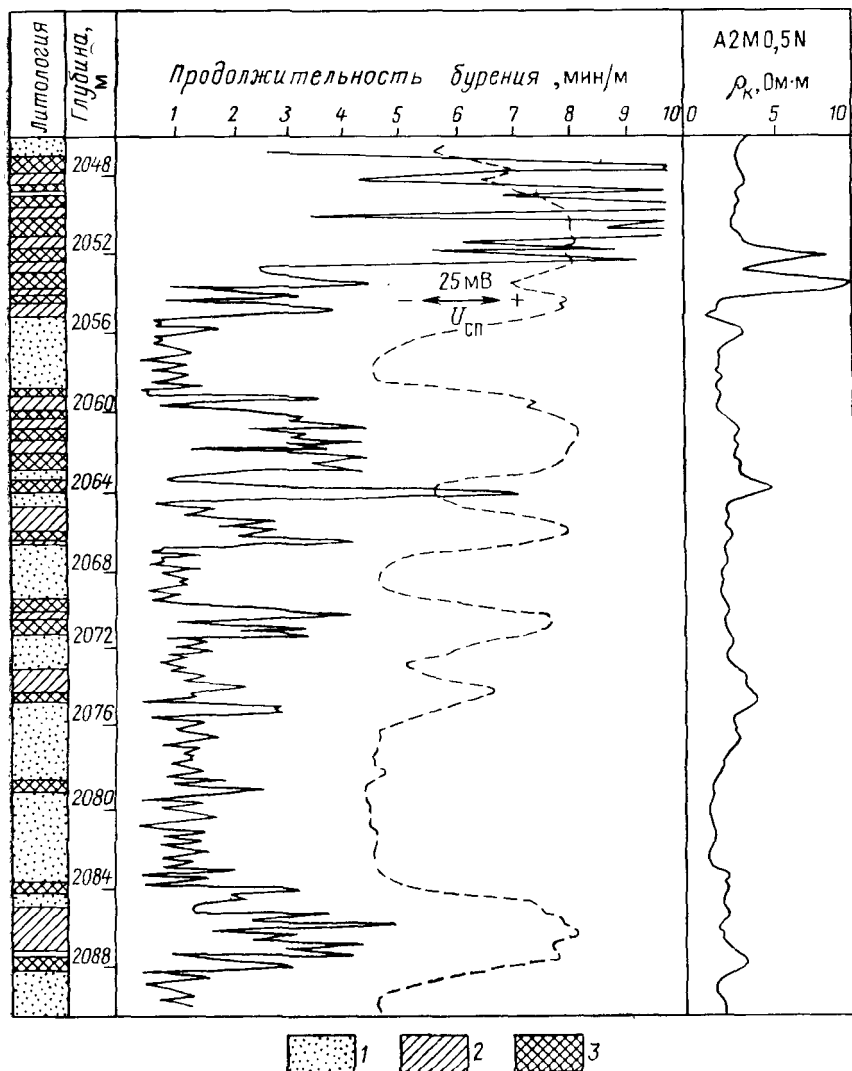


Рис. 14. Выделение коллекторов в терригенном разрезе по детальной диаграмме продолжительности бурения (по Э. Е. Лукьянову).

1 — коллектор; 2 — глина; 3 — плотные породы

диаграмм методов пористости (НГМ, ИНМ, ГМ, акустический), с учетом критического значения k_n пористости. По диаграммам микронзондов и каверномера в таких скважинах нельзя получить информации о коллекторе, а диаграмму СП в этих условиях получить не удастся.

КАРБОНАТНЫЙ РАЗРЕЗ

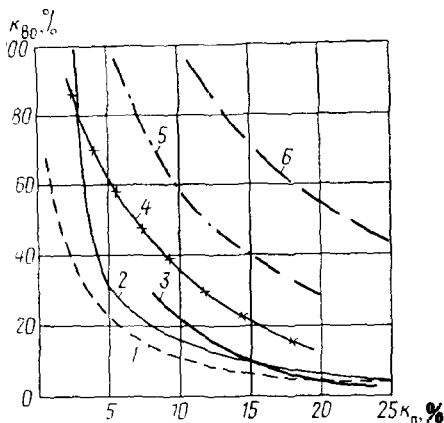
Особенность межзерновых карбонатных коллекторов по сравнению с терригенными — более низкое граничное значение k_n^* (обычно 6—8% вместо 10—18% для терригенных) и более низкие значения k_n в целом для коллекторов. Другая особенность межзерновых карбонатных коллекторов — их значительно меньшая в целом степень глинизации, что позволяет с большей надежностью использовать диаграммы основных методов пористости — нейтронных и акустических — для выделения коллекторов и определения их пористости.

Нижний предел изменения коэффициента пористости k_n , характеризующий границу коллектор — неколлектор для карбонатных межзерновых пород, колеблется в широких пределах (3—15%), что свидетельствует о большом разнообразии структур порового пространства для различных видов карбонатных пород. Сопоставление коэффициента пористости k_n с коэффициентом остаточного водонасыщения $k_{во}$ для различных карбонатных пород с межзерновой пористостью показывает, что параметры эти довольно тесно связаны, линии регрессии $k_{во} = f(k_n)$ имеют примерно одинаковую форму, но существенно различаются по положению в системе координат $k_{во} - k_n$ (рис. 15). Положение графика $k_{во} = f(k_n)$ на координатной плоскости зависит главным образом от преобладающего размера пор карбонатных пород. Наиболее низкими значениями $k_{во}$ в одном и том же диапазоне пористости характеризуются крупнопористые рифовые отложения Башкирии и доломиты межсолевых продуктивных отложений Белоруссии. Выше всех кривых расположен график $k_{во} = f(k_n)$ для мелкозернистых и тонкопористых мелоподобных известняков, способных даже при значительной (до 20—25%) пористости удерживать большое количество связанной воды. Промежуточное положение кривых $k_{во} = f(k_n)$ характерно для большинства межзерновых карбонатных коллекторов, преимущественно известняков. Кривые $k_{во} = f(k_n)$ позволяют оценить наиболее вероятный нижний предел пористости k_n , если предположить, что для коллектора $k_{во} \leq 50\%$. Для рассмотренных видов пород найденная таким образом величина k_n изменяется от 2—4% для рифовых отложений и крупнопористых доломитов до 15% для мелоподобных известняков; для большинства карбонатных межзерновых коллекторов (продуктивные отложения палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной области, мезозоя Средней Азии) характерны значения $k_n = 6 \div 8\%$.

Методика выделения межзерновых коллекторов в карбонатном разрезе в основном аналогична применяемой для терригенного разреза: используется комплекс прямых признаков — характерные показания микрозондов, каверномера при бурении на глинистом растворе и приемы выделения по диаграммам методов пористости с учетом критического значения k_n^* . Однако в связи с отмеченными особенностями карбонатного разреза для выделения

Рис. 15. Зависимость между коэффициентами остаточного водонасыщения $k_{во}$ и пористости k_n для карбонатных коллекторов.

1 — крупнопористые рифовые отложения перми (Башкирия, Кумертау); 2 — крупнопористые коллекторы карбона (Башкирия); 3 — известняки карбона (Вуктыл); 4 — доломиты межсолевых отложений цевона (Белоруссия, Осташковичи); 5 — поровые коллекторы перми (Оренбургское); 6 — тонкопористые мелоподобные известняки верхнего мела (месторождения ЧИ АССР



межзерновых коллекторов в карбонатном разрезе разработаны специальные методические приемы. Наибольшее распространение получил способ нормализации, основанный на сопоставлении кривой электрического удельного сопротивления ρ_n реальных пород в изучаемом участке разреза с вычисленной кривой $\rho_{вп}$, полученной с учетом диаграммы одного из методов пористости. Совпадение значений ρ_n и $\rho_{вп}$ означает отсутствие коллектора, расхождение кривых ρ_n и $\rho_{вп}$ соответствует интервалам межзерновых коллекторов. Практически способ реализуют следующим образом. В качестве диаграммы ρ_n используют кривую ρ_z экранированного зонда, зарегистрированную или перестроенную в логарифмическом масштабе сопротивлений. Роль диаграммы метода пористости обычно играет кривая НГМ.

Модуль логарифмического масштаба кривой $\rho_{эф}$ выбирают так, чтобы кривые $\rho_{эф}$ и НГМ имели одинаковый масштаб пористости, т. е. были бы нормализованы по шкале пористости. Это позволяет наложить кривую $\rho_{эф}$ на кривую НГМ, играющую роль графика $\rho_{вп}$, так, чтобы показания кривых совпали для непроницаемых слабоглинистых участков разреза. Коллекторы (как продуктивные, так и водоносные) при бурении на пресном глинистом растворе выделяются в интервалах расхождения кривых $\rho_{эф}$ и НГМ. Аналогичный признак характеризует коллекторы и при бурении на воде, если $\rho_p > \rho_n$ (рис. 16). Если промысловая жидкость не отличается по минерализации от пластовых вод, в водоносных коллекторах кривые $\rho_{эф}$ и НГМ совпадают, поскольку

для них $\rho_n = \rho_{вп}$, а продуктивные пласты по-прежнему отмечаются расхождением кривых.

Способ нормализации основан на отличии удельного сопротивления коллектора ρ_n в зоне исследования экранированным зондом от $\rho_{вп}$ благодаря насыщению коллектора нефтью, газом или фильтратом пресного глинистого раствора. Преимущества способа: 1) отмечаются все межзерновые коллекторы независимо

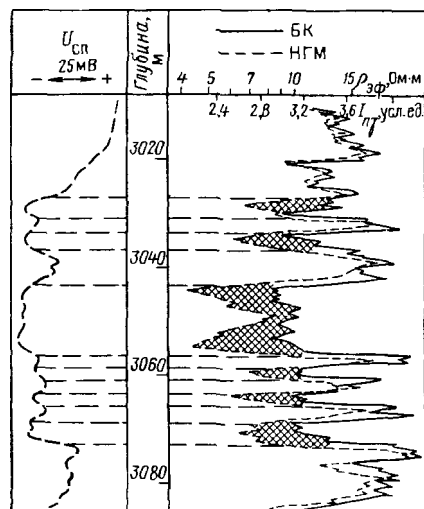


Рис. 16. Выделение межзерновых коллекторов (на кривых отмечены штриховкой) в карбонатном разрезе путем совмещения нормализованных по пористости кривых БК и НГМ

от характера насыщения; 2) выделяются коллекторы в изучаемом участке разреза даже в том случае, когда критическое значение k_n меняется по разрезу; 3) отмечаются коллекторы при бурении как на глинистом растворе, так и на воде; выделение продуктивных коллекторов обеспечивается даже при бурении на минерализованных растворах. Этот способ прост, нагляден и не требует специальной обработки диаграмм и сложных расчетов.

В качестве кривой ρ_n для участков разреза с электрическим удельным сопротивлением пород, не превышающим 50 Ом·м, можно использовать диаграмму $\rho_{эф}$ индукционного зонда также в логарифмическом масштабе сопротивлений с соответствующим модулем.

Кривую $\rho_{вп}$ можно получить по данным других методов пористости — акустического (ΔT) или гамма-гамма-метода. При построении ее необходимо знать минеральный состав скелета породы в разных участках разреза, учитывать различия в величинах интервального времени $\Delta T_{ск}$ и минеральной плотности $\delta_{ск}$ для известняков, доломитов и различных гидрохимических отложений, встречающихся в карбонатном разрезе.

При выделении в карбонатном разрезе межзерновых коллекторов способом нормализованных кривых $\rho_{эф}$ БК и НГМ следует учитывать, что расхождение кривых может соответствовать непроницаемым глинистым, загипсованным карбонатным породам, содержащим твердый битум; такие пласты исключаются из коллекторов на основании данных других геофизических и гидродинамических методов и сведений о разрезе по керну. Плотные участки разреза, против которых совмещают кривые БК и НГМ, должны иметь примерно одинаковую литологию и химический состав, характеризоваться близкими зависимостями $P_n = f(k_n)$

и нейтронными параметрами минерального скелета. Если в изучаемом интервале разреза литология плотных пород существенно меняется (например, известняки переходят в доломиты), совмещать кривые и НГМ необходимо в пределах небольших участков разреза с одинаковой литологией, иначе в плотных участках при изменении литологии возникает систематическое расхождение кривых, не означающее появления коллекторов.

Комплексное применение способов нормализации и критического значения пористости для выделения межзерновых коллекторов в карбонатном разрезе весьма эффективно и широко используется на практике (рис. 16). При бурении на глинистом растворе коллекторы выделяют указанным комплексом, учитывая прямые признаки коллектора по данным микрозондов и каверномера. При бурении на воде выделение коллекторов обеспечивается только данным комплексом, поскольку диаграммы микрозондов и каверномера неинформативны.

Диаграммы методов глинистости используют в случае карбонатного разреза как вспомогательные. Обычно по диаграммам методов СП и ГМ исключают из рассмотрения участки с повышенной глинистостью $k_{гл.}$, точнее с повышенным содержанием нерастворимого остатка $k_{но}$, принимая в качестве потенциальных коллекторов только неглинистые отложения.

Существует мнение, что глинистость в карбонатном разрезе играет значительно меньшую роль в формировании коллекторских свойств, чем в терригенном. Это мнение совершенно неверно. В действительности глинистость в формировании карбонатных коллекторов играет даже значительно большую роль, чем в формировании терригенных. Межзерновая пористость карбонатных пород существенно зависит от содержания нерастворимого остатка и уменьшается с ростом $k_{но}$ примерно по тому же закону, что и пористость терригенного коллектора с ростом $k_{гл.}$ При небольшой первичной пористости породы даже незначительное содержание нерастворимого остатка делает карбонатную породу неколлектором. При используемых обычно на производстве масштабах регистрации кривой ГМ в карбонатном разрезе участки с незначительным содержанием нерастворимого осадка часто даже не выделяются. Слабая информативность кривой СП в карбонатном разрезе обусловлена сильным влиянием омического фактора (существенное различие удельных сопротивлений пород ρ_n и бурового раствора ρ_p), что приводит к сглаживанию и слабой дифференциации кривой СП. В тех случаях, когда в карбонатном разрезе получают дифференцированные кривые СП или ГМ в крупном масштабе, разрез хорошо расчленяется по глинистости и большинству участков с пониженной глинистостью соответствуют, как правило, межзерновые коллекторы (рис. 17). Информативность методов глинистости при изучении карбонатного разреза можно было бы существенно повысить, применяя модификации метода СП с фокусировкой тока (типа способа селективированных

СП) и регистрируя кривую естественной радиоактивности в крупном масштабе.

Вероятность возникновения вторичной пористости карбонатных коллекторов, обусловленной главным образом процессами выщелачивания, в еще большей степени зависит от глинистости породы: чем выше $k_{но}$, тем менее благоприятны условия для протекания процессов выщелачивания. Наибольших значений

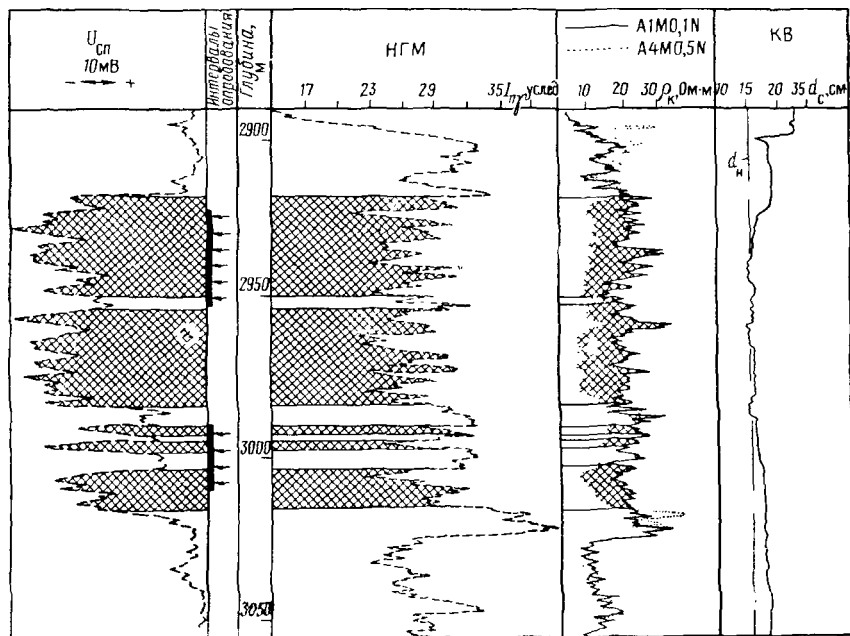


Рис. 17. Выделение трещинно-кавернозно-поровых коллекторов (на кривых отмечены штриховкой) в карбонатном разрезе по данным стандартной электро- и радиометрии

вторичная пористость при прочих равных условиях достигает обычно в чистых, неглинистых карбонатных породах.

Большую роль в карбонатных отложениях играют коллекторы с вторичной пористостью, эффективная емкость которых представлена системой трещин или вторичных пустот и полостей, возникших в результате вторичных процессов выщелачивания, перекристаллизации карбонатной породы, доломитизации известняков. Для нефтяной и газовой промышленности наибольшее значение имеют трещинные, трещинно-кавернозные и трещинно-карстовые коллекторы. Для всех перечисленных коллекторов при существенных различиях между ними характерны следующие общие признаки: а) они имеют, как правило, непроницаемую «матрицу», т. е. эффективная межзерновая пористость в них отсутствует; б) высокая проницаемость и продуктивность коллек-

торов обусловлена присутствием в них разветвленной системы трещин, ориентированных в одном-двух направлениях или расположенных хаотично; в) значительная, иногда очень высокая, емкость пород обусловлена пустотами выщелачивания или кавернами, объединенными в единый резервуар системой трещин.

Известны также смешанные коллекторы, содержащие кроме вторичной и межзерновую эффективную пористость.

Наиболее высокопродуктивные залежи нефти и газа в карбонатных породах в Советском Союзе и за рубежом связаны главным образом с коллекторами, имеющими вторичную эффективную пористость, или с коллекторами смешанного типа.

Методика выделения карбонатных коллекторов смешанного типа зависит от того, какой тип пористости преобладает в данном коллекторе. Если преобладает межзерновая эффективная пористость, коллектор отмечается тем же комплексом признаков на диаграммах геофизических методов, что и обычный межзерновой коллектор.

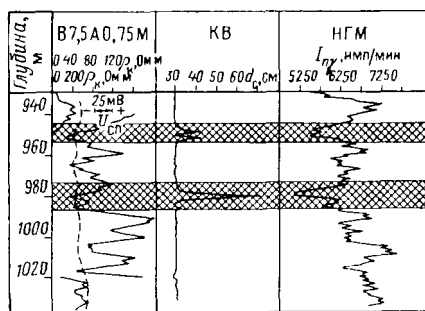
Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы с плотной непроницаемой матрицей (межзерновая эффективная пористость отсутствует или распределена в объеме коллектора в виде отдельных изолированных очагов) при вскрытии их на пресном глинистом растворе выделяются по следующим признакам: 1) коэффициент пористости k_n , определенный по НГМ, превосходит k_n , полученный по данным метода сопротивлений или по кривой интервального времени ΔT акустического метода; расхождение тем больше, чем больше доля кавернозной пористости в объеме эффективной вторичной пористости; 2) аномалия СП отрицательная; величина ее может быть резко завышена за счет значительной фильтрационной компоненты; 3) на кавернограмме диаметр скважины номинальный или увеличенный; возможно увеличение диаметра во времени; 4) на кривых затухания α_r и амплитуды A продольной волны, отнесенной к амплитуде $A_{оп}$ для опорного пласта, наблюдаются значительные аномалии, которые в интервалах с низкой глинистостью, гарантируемой низкими показаниями СП и ГМ, означают резкое ослабление амплитуды продольных волн вследствие влияния трещин, секущих путь волны в породе (рис. 18).

При вскрытии пород на соленой воде коллекторы смешанного типа, содержащие трещины, часть которых сечет ствол скважины, отмечаются участками резкого снижения показаний $r_{фн}$ нормализованной диаграммы БК при совмещении ее с кривой НГМ. Наличие повышенного затухания на кривой α_r акустического метода и в этом случае является характерным признаком трещинно-кавернозного коллектора. Характерные признаки трещинно-кавернозного коллектора: интенсивное поглощение глинистого раствора; резкое увеличение скорости бурения.

Карстовые коллекторы, развивающиеся в результате интенсивных процессов выщелачивания трещинно-кавернозных пород,

Глубина, м	БК		АМ		КВ	ИГМ		Коллектор
	0 250 500 750 $\rho_{\text{ом-м}}$	$\Delta T, \text{мкс/м}$	0 8 16 24 α_p	$d, \text{см}$		— ИГМ	— АМ	
2680	0 50 100 150 $\rho_{\text{кп}}$	0 20 180 240	0 2 0.4 0.6 0.8 1.0 A	20 25	1.7 1.9 2.1 2.3 2.5 $T_{\text{пл.ед}}$	0 5 10 15 $\kappa, \%$		
2690								
2700								
2710								

1
2
3



Коллектор: 1 — межзерновой, 2 — преимущественно кавернозный, 3 — межзерново кавернозный

Рис. 19. Геофизическая характеристика карстового коллектора (отмечен штриховкой). Абдрахмановская площадь, Ромашкино (по В. Н. Дахнову)

Поэтому для повышения эффективности геофизических методов выделения и изучения карбонатных коллекторов с вторичной пористостью разработаны новые модификации геофизических исследований, связанные главным образом с дальнейшим развитием методики временных замеров.

36

факторами: а) изменением гидростатического давления в скважине; б) изменением физических свойств глинистого раствора.

Давление в скважине против изучаемого интервала разреза изменяют, увеличивая плотность глинистого раствора или создавая дополнительное давление на устье скважины, оборудованном лубрикатором. Первый замер выполняют зондом средней или большой глубинности; целесообразнее — экранированным или индукционным зондом до воздействия на скважину; второй замер проводят после увеличения давления — фиксируется изменение показаний во всех интервалах разреза, представленных коллекторами независимо от их типа (см. рис. 5). Если вновь снизить давление в скважине и вызвать частичное расформирование зоны проникновения в коллекторах, по материалам третьего замера, выполненного после снижения давления, можно получить дополнительные сведения о характере насыщения коллекторов. Замер во времени зондом БК или ИМ (индукционный метод) в условиях частичного или полного расформирования зоны в открытом стволе с целью выделения и изучения коллектора выполняют по методике «исследование — испытание — исследование», регистрируя диаграмму БК или индукционного зонда до и после воздействия на коллектор трубным испытателем (см. рис. 6).

Физические свойства глинистого раствора изменяют, добавляя в него различные активаторы. Повышение минерализации раствора вызывает снижение его удельного сопротивления ρ_p и повышение сечения поглощения Σ_n нейтронов, добавление же радиоактивного изотопа — повышение его удельной радиоактивности $q_{\gamma p}$, а магнетита — его магнитной восприимчивости χ и т. п. Геофизический метод выбирают в соответствии с добавляемым в раствор активатором. Первый замер выполняют при наличии в скважине обычного раствора. Затем вытесняют прежний раствор новым, содержащим активатор, и скважину промывают несколькими объемами нового раствора; эффективность воздействия его на коллекторы повышается, если удельный вес нового раствора несколько увеличен. Второй замер выполняют после обработки скважины раствором, содержащим активатор. Совмещая диаграммы первого и второго замеров, которые следует регистрировать в одинаковом масштабе, выделяют коллекторы по изменению показаний на диаграмме второго замера, обусловленных дополнительным проникновением в коллекторы активированного раствора [24].

Способ активаторов чаще применяют в варианте осолопления глинистого раствора с повторной регистрацией диаграммы БК (метод двух растворов) [59, 63]. В этом случае совмещение двух диаграмм БК, зарегистрированных в одинаковом масштабе, позволяет выделить трещиноватые участки разреза по четкому снижению величин $\rho_{эф}$ на диаграмме, полученной с минерализованным раствором, при совпадении показаний $\rho_{эф}$ в плотных породах, и рассчитать величину трещинной пористости $k_{нт}$ по данным двух

измерений ρ_{Φ} в коллекторе (рис. 20). Недостаток метода — его громоздкость, необходимость смены раствора и дополнительного простоя скважины. Метод дает положительные результаты только при соблюдении всех требований разработанной технологии [59]. При исследовании на глубине более 4—5 км он не дает хороших результатов.

Весьма перспективен способ двух растворов с использованием

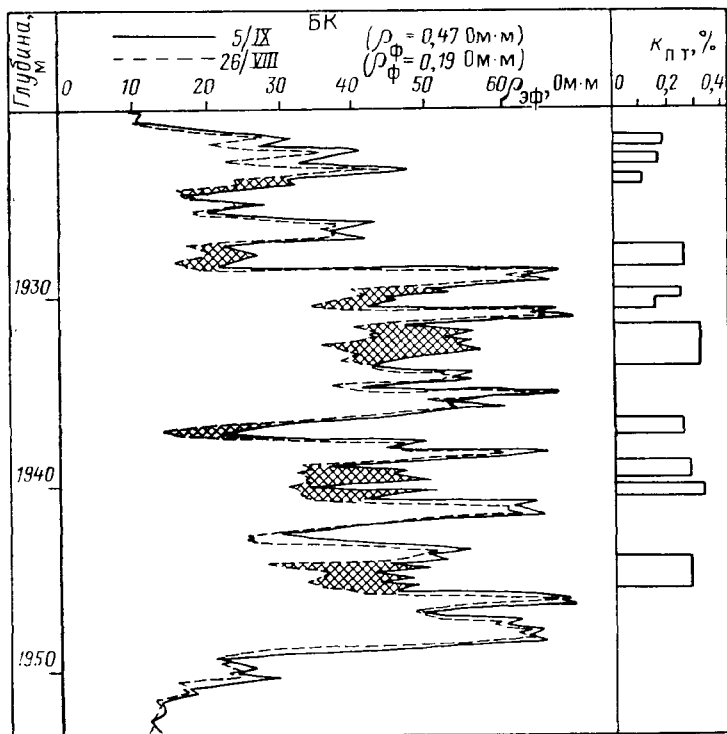


Рис. 20. Выделение трещинных карбонатных коллекторов (на кривых отмечены штриховкой) и определение коэффициента трещиноватости $k_{п т}$ по диаграммам БК метода двух растворов

нейтронных методов [26]. Он может применяться в двух модификациях. Первая модификация основана на закачке растворов и суспензий веществ с высоким сечением поглощения нейтронов и обнаружении пластов, поглотивших меченую жидкость (суспензию), путем сравнения диаграмм импульсного нейтронного метода (ИНМ), зарегистрированных до и после закачки активированного раствора. Вторая модификация заключается в использовании растворов (суспензий), содержащих элементы с высоким сечением активации, а поглощающие пласты выделяются в результате повторного замера нейтронно-активационным методом.

Преимущества указанных способов перед способом двух растворов с различным электрическим удельным сопротивлением: а) меньшее влияние неэффективной блоковой пористости; б) возможность использования способов для изучения перфорированных интервалов обсаженных скважин, например, после применения различных методов интенсификации пластов.

В качестве нейтронно-поглощающих добавок применяют соединения кадмия и бора. При использовании метода ИНМ для качественного выделения проницаемых зон с эффективной пористостью 1 % требуются растворы с концентрацией бора 4 г/л при $k_n = 2\%$ и 15 г/л при $k_n = 20\%$. Соответствующие концентрации кадмия в 3 раза выше. При большей величине эффективной пористости требуемые концентрации уменьшают обратно пропорционально величине $k_{n\text{эф}}$. При высокой эффективной пористости (более 3—4%) возможно использование в качестве меченой жидкости соленой (при пресных пластовых водах) или пресной (при соленых глинистых растворах) воды. При этом различие в концентрациях NaCl на 150—200 г/л воды достаточно для обнаружения пластов с $k_{n\text{эф}} > 3\%$ при $k_n < 5\%$ и пластов с $k_{n\text{эф}} = 8 \div 10\%$ при $k_n = 20\%$.

Временные исследования с активацией глинистого раствора — весьма эффективный способ выделения в открытом стволе коллектора любого типа, в частности наиболее сложных типов коллекторов — трещинно-кавернозных, трещинно-поровых и т. п. Существенный недостаток этих исследований — необходимость дополнительного простоя скважин и затрат на изготовление активированного раствора, что позволяет использовать этот весьма эффективный способ выделения коллекторов любого типа только при исследованиях специальных параметрических скважин.

Временные исследования в обсаженных скважинах нейтронными методами проводят для оценки характера насыщения коллекторов, выделенных геофизическими методами до спуска колонны, а также в эксплуатационных скважинах нефтяных и газовых месторождений для контроля за перемещением в ходе разработки водонефтяного и газожидкостного контактов. Эти вопросы рассматриваются ниже.

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА

Характер насыщения породы-коллектора оценивают, как правило, на основе материалов промысловой геофизики, полученных в необсаженной трубами скважине, для решения вопроса о целесообразности спуска колонны и опробования промышленных нефте- и газоносных объектов. Это одна из важнейших задач оперативной интерпретации геофизических материалов, эффективность решения которой в значительной мере определяет эффективность работы всей промыслово-геофизической службы.

Методы электрометрии. Оценка характера насыщения коллектора и установление его промышленной нефтегазоносности основаны на определении электрического удельного сопротивления ρ_n породы в ее неизменной части и сравнении полученных ρ_n и вычисленных P_n значений с критическими величинами ρ_n^* и P_n^* этих параметров, характеризующих для исследуемого типа коллектора границу между коллекторами промышленно-продук-

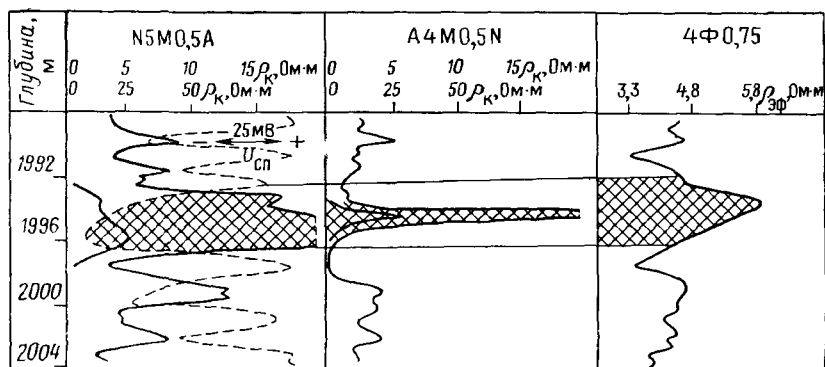


Рис. 21. Пример искажения кажущегося сопротивления ρ_k в продуктивном коллекторе (на кривых отмечено штриховкой) в результате влияния высокоомного плотного прослоя

тивными и непромышленными. Эффективность решения этой задачи определяется: а) надежностью установления удельного сопротивления ρ_n ; б) соответствием вычисленного значения параметра насыщения P_n истинному; в) соответствием используемых граничных значений ρ_n^* и P_n^* данному типу коллектора.

Надежность определения ρ_n зависит от комплекса зондов, используемых для нахождения ρ_n , и условий получения диаграмм электрометрии в скважине. Надежное установление ρ_n по диаграммам БЭЗ возможно лишь в достаточно мощных и однородных объектах. При наличии плотных высокоомных прослоев неколлектора в пласте-коллекторе (а также выше и ниже пласта-коллектора) величину P_n необходимо определять по диаграммам $\rho_{эф}$ индукционных и экранированных зондов, используя соответствующие палетки [4, 44, 45], поскольку диаграммы ρ_k больших зондов БЭЗ ($AO > 2$ м) искажены в этом случае экранными эффектами (рис. 21).

Важнейшее благоприятное условие определения ρ_n — наличие зоны проникновения, глубина которой меньше глубины исследования (для используемого комплекта зондов). Если это условие не соблюдается, разделить коллекторы на продуктивные и водоносные по данным электрометрии без дополнительных сведений (данные испытаний и др.) однозначно нельзя. Глубокие проникновения, делающие неразрешимой задачу однозначной оценки

характера насыщения коллектора, являются обычно следствием нарушения технологии бурения (недопустимо большие репрессии на пласт, применение глинистого раствора низкого качества с большой водоотдачей) и технологии геофизических исследований (несоблюдение оптимального времени исследования). Наиболее существенно эти факторы сказываются при проведении геофизических исследований в сверхглубоких скважинах на глубине более 4 км.

Для получения истинного значения параметра P_n необходимо знать коэффициент пористости k_n , который определяют геофизическими методами или по керну. Чем надежнее установлена величина k_n , тем точнее значение $\rho_{вп}$, используемое для расчета P_n .

Критические значения ρ_n^* и P_n^* для коллектора данного типа устанавливают: а) на основе статистического анализа ρ_n и P_n по большему числу испытанных нефтегазоносных и непродуктивных коллекторов; б) на основе петрофизических связей, полученных в лаборатории для изучаемых коллекторов, между параметрами P_n , ρ_n , фазовой проницаемостью для нефти $k_{прн}$ и воды $k_{прв}$, коэффициентами нефте- и водонасыщения k_n и k_v .

Для определения ρ_n^* и P_n^* первым способом составляют статистические распределения значений ρ_n и P_n для двух классов коллекторов, давших при испытании промышленный приток нефти или газа (продуктивные пласты) и чистую воду или воду с признаками нефти или газа (водоносные пласты). Каждое распределение выражает связь между частотой встречи объектов в заданном диапазоне изменения ρ_n или P_n и значением ρ_n или P_n параметра, для которого строится распределение (рис. 22). Совмещая кривые распределения для двух классов коллекторов, составленные в сравнимых масштабах, получают их точку пересечения, которой соответствует определенное значение ρ_n^* или P_n^* . Каждое из этих значений и принимают за критическое, характеризующее границу между продуктивными и непродуктивными коллекторами. Чем меньше диапазон перекрытия распределений, тем надежнее критерий ρ_n^* или P_n^* . При составлении распределений используют все результаты опробования, полученные при перфорации, испытателями пластов на трубах и кабеле. Описанный способ можно применять только на стадии завершения разведки месторождения, поскольку для его реализации необходимо иметь результаты испытания хотя бы по нескольким десяткам пластов. В качестве критериев продуктивности коллектора для первых разведочных скважин данного месторождения используют значения ρ_n^* или P_n^* , установленные ранее для аналогичных коллекторов на соседних месторождениях в этом же нефтегазоносном бассейне. Развитием первого способа явилось использование программ распознавания для оценки продуктивности коллектора с применением ЭВМ [43].

Другой способ основан на применении критического значения коэффициента водонасыщения k_v^* , которое устанавливают для

изучаемых коллекторов по данным лабораторного изучения относительной проницаемости коллектора. Относительная проницаемость определяется экспериментально при изучении фильтрации через образец смеси двух жидкостей, например воды и нефти [84]. Проницаемость по нефти $k_{пр н}$ выражается долей нефти в объеме жидкости, фильтрующей через образец, проницаемость по воде $k_{пр в}$ — долей воды в этом объеме. Зависимости $k_{пр н} =$

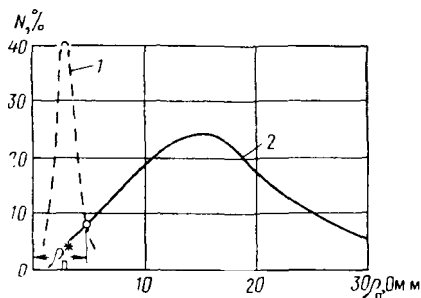


Рис. 22. Пример статистических распределений значений $\rho_{вн}$ для водоносных (1) и $\rho_{н}$ для нефтеносных (2) коллекторов

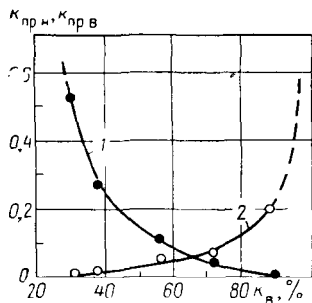


Рис. 23. Зависимость относительной проницаемости для нефти $k_{пр н}$ (1) и для воды $k_{пр в}$ (2) от коэффициента водонасыщения $\kappa_н$. Песчаник пласта БВ₈, Самотлор (по А. Г. Ковалеву)

$= f(k_в, \kappa_н)$ и $k_{пр в} = f(k_в, \kappa_н)$ коэффициентов относительной проницаемости от содержания в объеме пор воды $k_в$ и нефти $\kappa_н$ получают экспериментально для каждого образца породы с определенными коллекторскими свойствами (рис. 23). Анализ кривых показывает, что при коэффициенте водонасыщения $\kappa_н$, меньшем критического значения $\kappa_н^*$, фильтруется только нефть, а фазовая проницаемость по воде $k_{пр в} = 0$. Величина $\kappa_н^*$ характерна для данного коллектора и фильтрующихся жидкостей; значение $\kappa_н^*$ при прочих равных условиях тем больше, чем выше глинистость коллектора и меньше средний размер фильтрующих каналов.

Установив по кривым фазовой проницаемости для коллектора данного типа граничное значение $\kappa_н^*$ (или вероятный диапазон $\kappa_н^*$) и используя зависимость $P_n = f(\kappa_н)$, справедливую для того же коллектора, находят граничные значения P_n^* и ρ_n^* , соответствующие $\kappa_н^*$, которые, как и в первом способе, служат критерием разделения коллекторов на продуктивные и водоносные. Наиболее надежно задача выделения продуктивных коллекторов может быть решена для чистых высокопористых межзерновых песчаных и карбонатных коллекторов. Эти коллекторы характеризуются обычно неглубоким проникиванием, а удельные сопротивления их ρ_n и $\rho_{вн}$ при насыщении соответственно нефтью (газом) или водой различаются во много раз, поэтому продуктивные и водоносные коллекторы легко выделить по величине ρ_n и даже по

значениям $\rho_{\text{эф}}$ на диаграмме индукционного метода или ρ_k больших градиент-зондов. Для коллекторов, у которых в широких пределах изменяются глинистость и пористость, оценить продуктивность коллектора можно только при комплексном использовании диаграмм методов сопротивлений и глинистости (СП, ГМ) или пористости (ультразвуковой, нейтронные, ГГМ).

Для оценки продуктивности глинистых терригенных коллекторов, удельные сопротивления которых для продуктивных и водоносных пластов могут различаться не более чем в 2—3 раза, сопоставляют амплитуду аномалии СП E_s с отношением $\rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{п}}$ ($\rho_{\text{пп}}$ — электрическое удельное сопротивление промытых пород). Для каждого пласта, характер насыщения которого определяют, рассчитывают значение E_s , находят $\rho_{\text{пп}}$ по диаграммам микроэлектрических методов и $\rho_{\text{п}}$ по диаграммам БЭЗ или ИМ и вычисляют отношение $\rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{п}}$; при отсутствии на площади результатов массовых измерений микроэлектрическими методами вместо $\rho_{\text{пп}}$ используют $\rho_{\text{зп}}$, определенное по БЭЗ или по диаграммам малых зондов. Точку с координатами E_s и $\rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{п}}$ наносят для каждого пласта на бланк в полулогарифмической системе координат E_s — $\lg \rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{п}}$. Далее на бланке проводят линию зависимости $E_s = k_{\text{СП}} \lg \rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}} = k_{\text{СП}} \lg \rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{вп}}$; при этом коэффициент аномалии $k_{\text{СП}}$ берут с учетом поправки за температуру на глубине исследуемых отложений и таким, чтобы точки, соответствующие заведомо водоносным пластам, оказались на линии или вблизи нее (рис. 24). При изменении глинистости коллекторов в широких пределах проводят семейство линий $E_s = k_{\text{СП}} \lg \rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}$ с различным значением $k_{\text{СП}} = \text{const}$, которое уменьшается с ростом глинистости коллектора. Признаком продуктивности коллектора является отскок точки, соответствующей данному коллектору, вверх от линии или семейства линий $E_s = f(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}})$, при этом чем больше отскок точки, тем надежнее заключение о продуктивности коллектора [28].

Сопоставление $\rho_{\text{п}}$ пород со значениями $k_{\text{п}}$, определенными по диаграмме метода пористости, выполняют для карбонатного разреза с межзерновой пористостью, изменяющейся в широких пределах, и низкой глинистостью. Во всех выделенных пластах-коллекторах, а также отдельных плотных пластах определяют $\rho_{\text{п}}$ и вычисляют параметр $\Delta J_{\text{п}}$, характеризующий пористость. Далее на полулогарифмическом бланке в системе координат $\lg \rho_{\text{п}}$ — $\Delta J_{\text{п}}$ наносят точки с соответствующими координатами $\rho_{\text{п}}$ и $\Delta J_{\text{п}}$ (рис. 25). Проводят линию непродуктивных — водонасыщенных и плотных пород, наилучшим образом осредняющую точки, соответствующие водоносным коллекторам в области низких и средних значений $\Delta J_{\text{п}}$, и линии, ограничивающие область наиболее вероятного отклонения точек от основной линии непродуктивных пород, не обусловленного нефтенасыщением. Признаком продуктивности пласта-коллектора является отскок точки, соответствующей пласту, вверх от линии непродуктивных

пород за пределы области неоднозначности (рис. 25). Условием однозначного установления продуктивности коллектора в этом способе является соответствие используемых значений удельному сопротивлению неизменной части пласта. При наличии глубокого проникновения в коллекторы фильтрата глинистого раствора, обусловленного неблагоприятными условиями исследования скважины (фактор времени и т. п.) или типом коллекторов

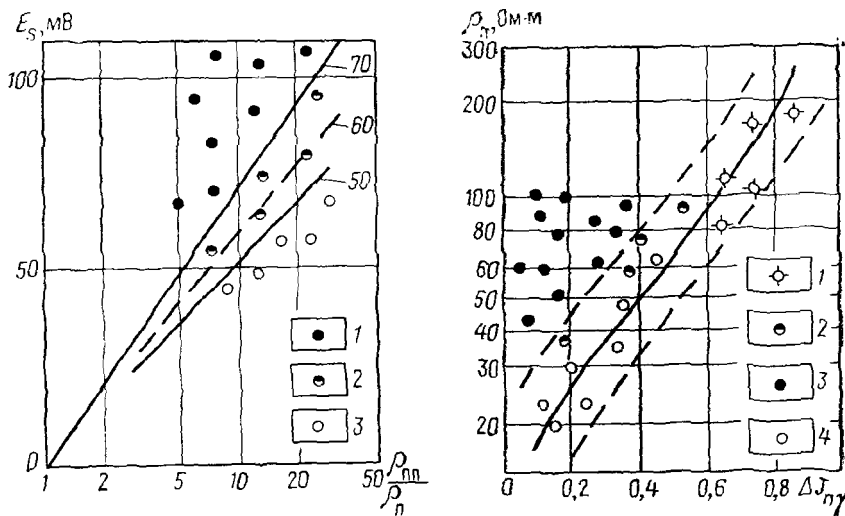


Рис. 24. Разделение коллекторов в терригенном разрезе на продуктивные и водоносные по данным сопоставления E_s и $\rho_{пп}/\rho_n$.

Коллекторы: 1 — продуктивные, 2 — с неопределенным характером насыщения, 3 — водоносные; шифр кривых — $k_{СП}$ в мВ

Рис. 25. Разделение межзерновых коллекторов в карбонатном разрезе на нефтеносные и водоносные по данным сопоставления ρ_n и $\Delta J_{пу}$.

1 — неколлекторы; коллекторы: 2 — с неопределенным характером насыщения, 3 — нефтеносные, 4 — водоносные

(коллекторы смешанного типа, содержащие трещины), отскок точек наблюдается не только для продуктивных, но и для водоносных коллекторов, поскольку используемое значение ρ_n для них значительно выше $\rho_{пп}$ ввиду влияния проникновения на показания самых больших зондов.

Другим графическим вариантом этого способа является рассмотренное выше сопоставление нормализованных по пористости кривых сопротивлений экранированного или индукционного зонда и кривой НГМ или ΔT . Продуктивные коллекторы также выделяются по существенному увеличению показаний $\rho_{эф}$ по сравнению с базисной кривой пористости при практическом совпадении сравниваемых кривых в водоносных коллекторах и плотных пластах (см. рис. 16) [28, 65].

В терригенных и высокопористых карбонатных отложениях продуктивные коллекторы выделяют, совмещая кривые $R_{эф}$ экранированного и микроэкранированного зондов, зарегистрированных в одинаковом масштабе сопротивлений. Продуктивным коллекторам соответствуют интервалы разреза, где $R_{эф\text{ БК}} > R_{эф\text{ МБК}}$ (см. рис. 4).

Для большей части продуктивных коллекторов характерно снижение во времени показаний зондов со средним и большим радиусами исследования на диаграммах повторных измерений. По методике «исследование — испытание — исследование» продуктивный коллектор выделяется по значительному увеличению показаний $R_{эф}$ экранированного или индукционного зондов на диаграмме, зарегистрированной после испытания в данном интервале испытателями на трубах (КИИ) (см. рис. 6).

Временные исследования обсаженных скважин нейтронными и низкочастотными акустическими методами позволяют выделить продуктивные коллекторы на основе изучения процесса расформирования зоны проникновения в коллекторах.

Нейтронные методы. Изменения показаний нейтронных методов во времени служат признаком коллектора; если фильтрат и пластовые воды по свойствам отличаются от нефти, такие исследования одновременно позволяют отделить продуктивные пласты от водоносных. Наиболее резко различаются нейтронные свойства воды и природного газа. Они различаются как по нейтроннопоглощающим, так и по замедляющим свойствам и могут быть легко разделены как стационарными, так и импульсными методами. Исключение составляют почти не встречающиеся на практике пресные пластовые воды (менее 20—25 г/л) при одновременно высоком значении пластового давления (выше 400—500 кгс/см²). При низких значениях пластового давления (до 150—200 кгс/см²), глинистости пластов и минерализации пластовых вод (менее 50 г/л) для отделения газоносных пластов от водоносных могут применяться все модификации нейтронных методов (ННМ, НГМ, ИНМ), однако наиболее целесообразно использовать более простые стационарные методы (ННМ, НГМ). С увеличением минерализации вод и глинистости пластов преимущество приобретают импульсные методы.

Нейтронные свойства пресной воды и нефти близки. Поэтому надежное разделение нефтеносных и водоносных пластов возможно лишь при не слишком малой минерализации пластовых вод (выше 100—150 г/л для стационарных и 30—50 г/л для импульсных методов). В связи с этим для разделения водоносных и нефтеносных коллекторов по расформированию зоны проникновения целесообразно применять импульсные нейтронные методы.

Для обеспечения высокой эффективности временных замеров следует выполнять следующие условия.

1. Первый замер должен быть проведен сразу после крепления исследуемого интервала. Для выделения особо проницаемых

пластов, расформирование зоны проникновения фильтрата в которых может заканчиваться за несколько десятков часов, следует также выполнять замер в необсаженной трубами скважине. Исключать последний замер сразу после крепления скважины не следует, поскольку сопоставление замеров в необсаженной трубами скважине с последующими замерами после крепления осложняется возможным изменением положения колонны по

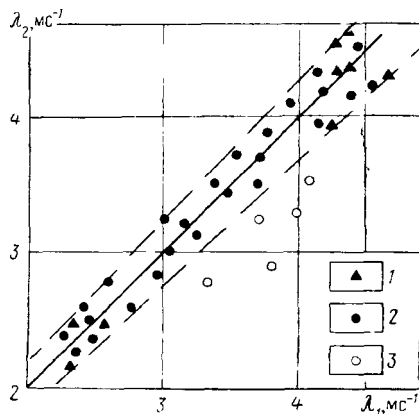


Рис. 26. Выделение продуктивных пластов путем сопоставления временного декремента затухания поля тепловых нейтронов λ при повторных замерах.

Пласты: 1 — непроницаемые, использованные для проведения средней линии, 2 — не изменившие своей характеристики между двумя замерами, 3 — в которых между двумя замерами произошло расформирование зоны проникновения фильтрата

стволу скважины, влиянием каверн, глинистой корки и т. п. Наиболее целесообразно сопоставление замеров, выполненных после крепления скважины, поскольку здесь скважинные условия остаются постоянными и легче уловить изменения в при-скважинной части пласта.

2. Второй замер после фонового должен проводиться (в зависимости от ожидаемых характеристик наилучших коллекторов) через 1—5 сут; время каждого последующего замера (отсчитываемое от момента крепления скважины) должно быть в 2—3 раза больше времени предыдущего замера.

3. Замеры следует осуществлять приборами и источниками излучений одного типа и при одинаковых режимах (одинаковые значения скорости замеров и постоянной интегрирующей ячейки, времен задержки при импульсном нейтронном методе ИНМ, близкие мощности источника, по возможности одинаковое заполнение скважины); желательно проводить замеры одним и тем же прибором. Приборы перед каждым исследованием следует эталонировать. Желательно (а если приборы эталонируются не при каждом замере, то обязательно) подвергать исследованиям ряд пластов, свойства которых не изменяются во времени (непроницаемые, а при выделении газоносных и нефтеносных пластов также водоносные пласты различного водородосодержания).

4. Времена жизни нейтронов в пластовом флюиде и фильтрате бурового раствора при эффективной пористости коллекторов, подлежащих выделению, при $k_{п\text{эф}} = 20\%$ должны различаться

не менее чем в 1,5 раза, а при $k_{\text{эф}} = 10\%$ не менее чем в 2,5 раза.

Результаты повторных исследований обрабатывают следующим образом. Части разреза, содержащие явно неизменные пласты, разбивают на отдельные достаточно однородные участки примерно одинаковой мощности (например, по 1—1,5 м). Показания исправляют за фон (при НГМ), влияние интегрирующей ячейки и нелинейность аппаратуры. При ИНМ могут вычисляться значения декремента затухания λ или кажущиеся значения макроскопического сечения поглощения $\Sigma_s = \lambda/v$, где $v = 2,2 \cdot 10^3$ см/с — наиболее вероятная скорость тепловых нейтронов. Необходимо стремиться к тому, чтобы использовать неизменные пласты в возможно большем интервале изменения показаний.

По полученным данным для каждой пары замеров (первого и одного из последующих) строят корреляционный график показаний или значений временного декремента затухания поля тепловых нейтронов λ_1 и λ_2 , принимая обычно за абсциссу результаты первого, а за ординату — второго замеров. Через получаемое таким образом поле точек проводят прямую линию регрессии $y = ax + b$. Прямую проводят на глаз или методом наименьших квадратов (рис. 26). В последнем случае коэффициенты прямой находят по формулам

$$a = \frac{k_{xy}}{D_{xx}}; \quad b = M_y - a M_x;$$

здесь

$$M_x = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n};$$

$$M_y = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}; \quad k_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - M_x)(y_i - M_y)}{n}; \quad (1.6)$$

$$D_x = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - M_x)^2}{n},$$

где i — номера пластов; n — общее число неизменных пластов.

После проведения линии регрессии (или вычисления ее коэффициентов a и b) рассчитывают среднеквадратическое отклонение точек от указанной линии:

$$\sigma = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - a x_i - b)^2}}{n-2}; \quad (1.7)$$

на корреляционном графике проводят две прямые $y = ax + b \pm \pm 2\sigma$. После этого на график наносят точки (x_i, y_i) для остальных

пластов разреза. Пласты, точки для которых располагаются в полосе, ограниченной последними прямыми, считаются не изменившими своих свойств между двумя сопоставляемыми замерами. Если точка, соответствующая пласту, выходит за указанную полосу, считается, что нейтронные свойства прискважинной части пласта между двумя замерами изменились. Характер насыщения устанавливают по знаку изменения показаний. Так, замещение пресного фильтрата соленой пластовой водой обуславливает уменьшение показаний ИНМ при больших временах задержки и увеличение декремента затухания λ . Вытеснение соленого фильтрата более пресной пластовой водой или нефтью способствует увеличению показаний и уменьшению λ . Наконец, замещение фильтрата (независимо от его минерализации) газом приводит к росту показаний любого из нейтронных методов и уменьшению λ .

Более наглядную картину изменений показаний ИНМ можно получить, если перестроить все диаграммы в сопоставимых масштабах и совместить их на одном рисунке.

Изучение расформирования зоны проникновения позволяет качественно судить и о проницаемости пласта: обычно чем выше проницаемость, тем меньше время расформирования. Сопоставление результатов временных замеров с пористостью пластов является хорошим средством установления нижнего значения пористости для коллекторов (если, конечно, чувствительность метода не ниже указанного значения пористости). В неоднородных по пористости разрезах проследить зону проникновения фильтрата можно более просто и наглядно при использовании специальной модификации ИНМ — импульсного нейтронного метода с компенсацией влияния водородосодержания (ИНМ-КВ) [77]. Выбором специального режима измерений при ИНМ-КВ можно добиться, чтобы показания двух зондов против пластов с заданным насыщением, например водоносных пластов, насыщенных соленой водой, совпадали. Тогда против пластов, насыщенных более пресной водой или нефтью, показания малого зонда будут значительно превышать показания большого зонда.

Таким образом, водоносные пласты без зоны проникновения отмечаются совпадением показаний двух зондов, против же нефтеносных пластов без зоны проникновения или пластов с пресной зоной проникновения наблюдаются приращенные показания наподобие приращений против коллекторов на диаграммах микрозондов (рис. 27). Преимущество применения ИНМ-КВ — возможность установления вида флюида, насыщающего прискважинную часть пласта, по результатам однократных замеров, тогда как при традиционных методах эта задача решается лишь по повторным замерам или путем комплексирования нескольких методов.

Акустический метод. Для изучения разрезов обсаженных трубами скважин возможно применение широкополосной модификации

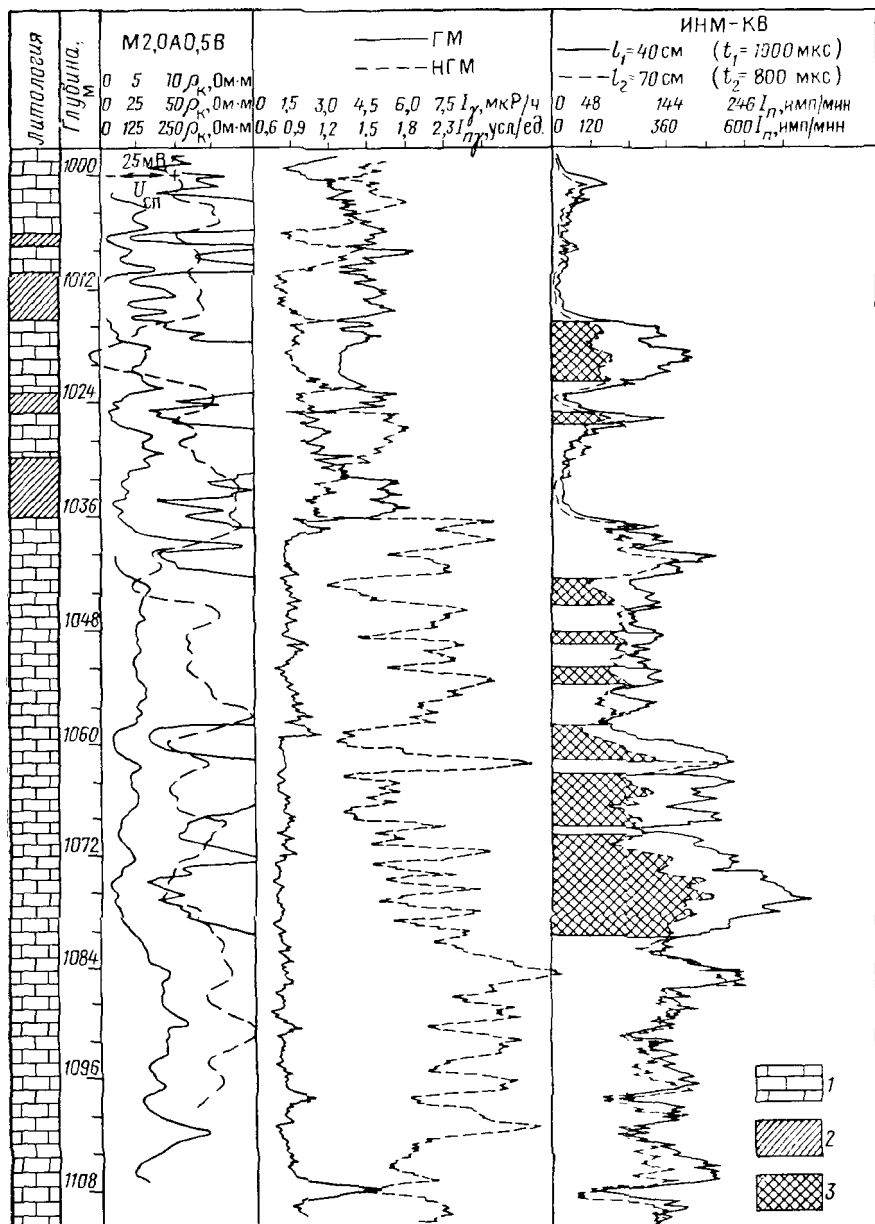


Рис. 27. Выделение коллекторов в обсаженной скважине по диаграмме ИНМ-КВ.

1 — известняки 2 — глины 3 — участки диаграмм, соответствующие коллектору

акустического метода с использованием низкой частоты (1—5 кГц) излучения [37]. При этом в скважине регистрируется комплекс кинематических и динамических характеристик продольных и поперечных упругих волн, в том числе кривые интервального времени ΔT_P , ΔT_S и затухания амплитуды α_P , α_S продольных и поперечных волн. Использование низкой частоты излучения позволяет увеличить радиус исследования и исследовать

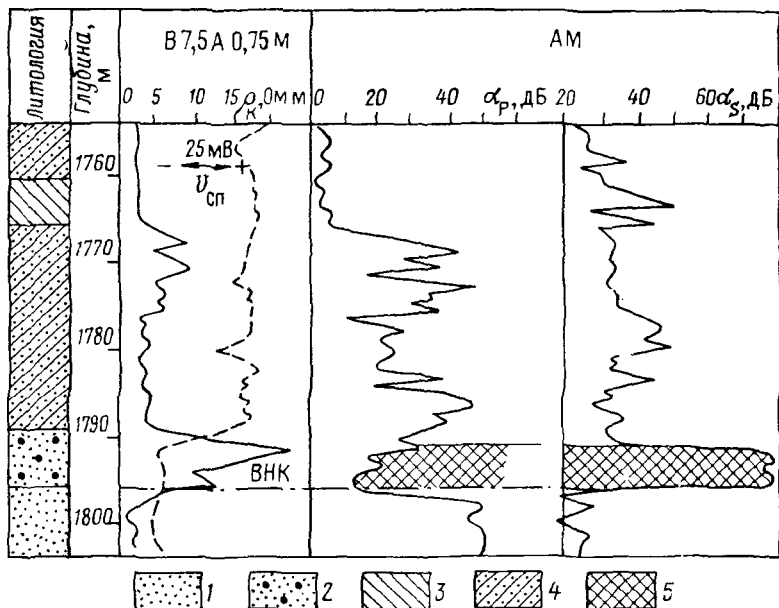


Рис. 28. Определение ВНК в терригенном коллекторе по диаграммам амплитуд продольной α_P и поперечной α_S волн, полученным с аппаратурой ЗВУК-2: (по О. Л. Кузнецову).

Песчанник: 1 — водоносный, 2 — нефтеносный; 3 — глина; 4 — алевролит; 5 — участки диаграмм, соответствующие нефтеносному пласту

затрубное пространство обсаженной скважины. Диаграммы низкочастотного широкополосного акустического метода дают возможность не только расчленить разрез обсаженной трубами скважины, но и оценить характер насыщения коллекторов с частично или полностью расформированной зоной проникновения путем сопоставления амплитудных кривых α_P и α_S . Так, при наличии водонефтяного контакта в мощном достаточно однородном коллекторе нефтенасыщенная часть отмечается снижением сигнала α_P при увеличении сигнала α_S по сравнению с показаниями в водо-насыщенном коллекторе (рис. 28).

Для изучения характера насыщения коллекторов в обсаженной трубами скважине рассмотренной модификацией акустиче-

ского метода целесообразно, как и при работе нейтронными методами, проводить временные исследования по схеме, которая принята для радиометрических исследований.

Если определить характер насыщения отдельных коллекторов в разрезе данной скважины по геофизическим материалам не удастся, для установления продуктивности коллекторов используют данные прямых методов — газометрии, испытателей пластов на трубах и кабеле [8, 76, 83].

Прямые методы. На диаграммах газометрии скважин нефтеносные коллекторы отмечаются аномалией повышенного содержания в глинистом растворе тяжелых компонентов углеводородов, газоносные же коллекторы — аномалией повышенного содержания метановой фракции. Для нефтеносных коллекторов характерна также люминесценция глинистого раствора и шлама, если она не обусловлена присутствием в растворе добавок нефти в соответствии с его рецептурой. Аномалии на диаграммах газометрии могут отсутствовать или быть незначительными: 1) при бурении высокопроницаемых нефтеносных и газоносных коллекторов со значительной репрессией; 2) при вскрытии нефтеносных коллекторов с тяжелой вязкой нефтью. Ложные аномалии метановой фракции, не соответствующие газоносному коллектору, наблюдаются: а) в породах-покрышках, расположенных непосредственно над газовой залежью; б) в водоносных коллекторах с высоким содержанием растворенных углеводородных газов [83].

Последнее десятилетие характеризуется успешным внедрением в комплекс геофизических исследований испытателей пластов на бурильных трубах и кабеле. Эти весьма эффективные методы изучения коллекторов позволяют при благоприятных условиях не только определять характер насыщения коллектора в открытом стволе, но и решать более сложные задачи. По данным испытаний аппаратурой КИИ определяют гидродинамический параметр $k_{пр}h_{эф}/\mu$ (где μ — вязкость жидкости), а в комплексе с геофизическими данными рассчитывают коэффициенты проницаемости $k_{пр}$ и устанавливают тип коллектора.

На основании результатов исследований приборами ОПТ получают детальный профиль проницаемости (по мощности) коллектора. По данным КИИ и ОПТ уточняют характер насыщения коллектора по всему этажу нефтегазоносности, устанавливают положение газовой шапки в нефтяной залежи, нефтяной оторочки в газовой залежи, переходную зону в водоплавающей части залежи и т. п. Эффективность использования испытателей пластов при решении задач оперативной интерпретации, и особенно при подсчете запасов, обеспечивается при условии, если объекты испытания намечаются по данным промысловой геофизики, а результаты испытаний анализируются совместно с материалами полного комплекса геофизических исследований [76].

Информативность испытаний, как и при геофизических исследованиях скважин, резко снижается при неблагоприятном

факторе времени и несоблюдении условий оптимального режима бурения, в результате чего возникают глубокие проникновения в коллектор и практически полная его гидродинамическая изоляция от скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ МОЩНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ. УСТАНОВЛЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОГО И ГАЗОЖИДКОСТНОГО КОНТАКТОВ

Методы электрометрии. Эффективная мощность продуктивного коллектора $h_{эф}$ — один из подсчетных параметров, который при подсчете запасов месторождений нефти и газа находят по материалам промысловой геофизики. Величина $h_{эф}$ в однородном пласте-коллекторе определяется как мощность этого пласта, границы которого устанавливаются по диаграммам геофизических методов на основании известных правил (рис. 29). Для тонких однородных пластов истинную мощность h получают на основании зависимостей между фиктивной h_f и истинной h мощностью по заданной величине h_f (рис. 30, 31).

В неоднородном пласте-коллекторе, содержащем прослой не-коллектора, для расчета $h_{эф}$ из общей мощности пласта исключают мощность прослоев-неколлекторов. Последние выделяют по диаграммам микроэлектрических методов с учетом данных комплекса геофизических методов. Прослой глин отмечают по диаграммам СП, ГМ и каверномера.

В разрезах нефтяных и газовых месторождений встречаются продуктивные горизонты, представленные переслаиванием очень тонких прослоев коллектора и неколлектора, которые не выделяются даже на диаграммах микроэлектрических методов. Эффективная мощность таких объектов, равная суммарной мощности всех нефтегазонасыщенных прослоев коллектора, определяется расчетным путем одновременно с коэффициентом нефтегазонасыщения по специальной методике (анизотропии) (см. гл. III).

Эффективную мощность слоистых глинистых коллекторов можно оценить, используя связь между площадью аномалии СП ($\Omega_{СП}$) в пачке и относительным содержанием по мощности глинистых прослоев $\chi_{г.л}$ [25]. Величина $\Omega_{СП}$ определяется как площадь, заключенная между кривой СП и линией глин в пределах пачки. Применение способа наиболее эффективно при сходстве удельных сопротивлений переслаивающихся $\rho_{пп}$, $\rho_{г.л}$, вмещающих $\rho_{вм}$ пород и глинистого раствора ρ_r , так как в этом случае связь между $\Omega_{СП}$ и $\chi_{г.л}$, а следовательно, и $H_{эф} = H(1 - \chi_{г.л})$ близка к линейной.

При насыщении коллектора нефтью или газом только в верхней части, что наблюдается в водоплавающих нефтяных залежах, по данным метода сопротивлений определяют положение водонефтяного контакта (ВНК) для нефтеносных или газоводяного

контакта (ГВК) для газоносных коллекторов. В качестве эффективной мощности нефтеносного коллектора берут интервал между кровлей коллектора и ВНК, для газоносного коллектора $h_{эф}$ — интервал между кровлей коллектора и ГВК. В случае газовой шапки газонефтяной контакт определяют нейтронными методами. Контакт нефть — вода в природных коллекторах не является четким, поскольку переход от нефтенасыщенной в водоносной части

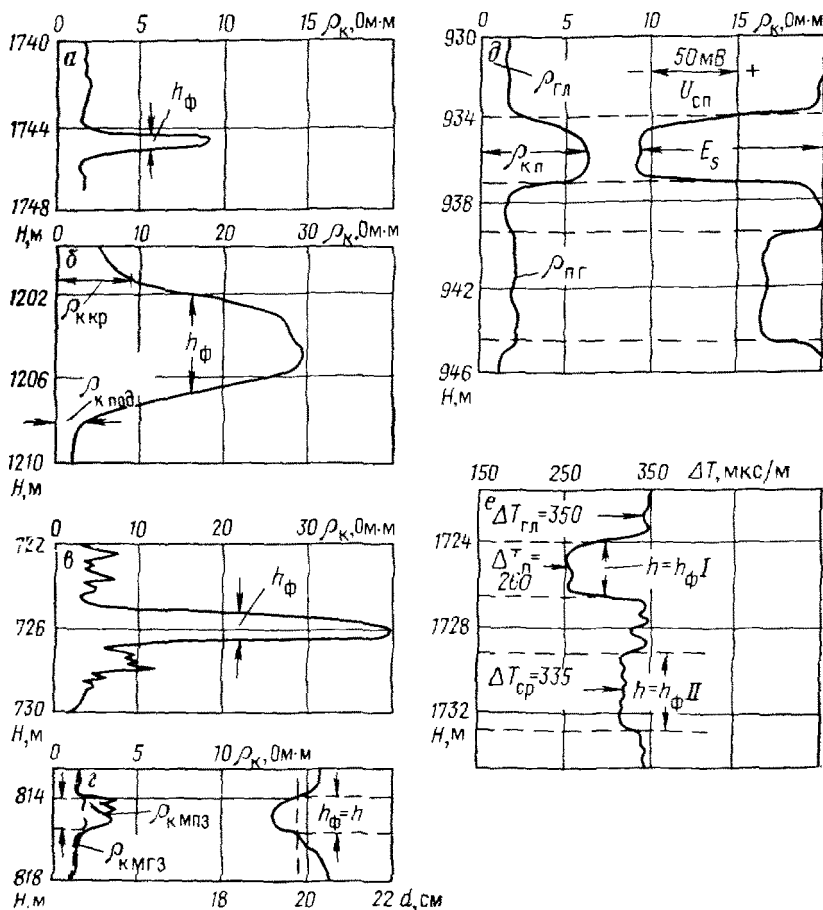


Рис. 29. Примеры определения мощности пластов-коллекторов по диаграммам различных методов (по В. Н. Дахнову).

Диаграммы: а — градиент-зонда (тонкий пласт), б — потенциаль-зонда, в — экранированного зонда (БК), г — микрозонда и каверномера, д — потенциаль-зонда и $U_{сп}$; е — кривая интервального времени ΔT акустического метода

коллектора постепенный. Это объясняется влиянием капиллярных сил на распределение воды в порах нижней части нефтенасыщенного коллектора. Таким образом, в коллекторе для водо-

нефтяной части залежи характерно наличие зоны максимального нефтенасыщения (максимальные значения $\rho_{\text{п}}$ и $k_{\text{н}}$, минимальные — $k_{\text{в}}$), переходной зоны (значения $\rho_{\text{п}}$, $k_{\text{н}}$ и $k_{\text{в}}$ по разрезу меняются от величин этих параметров в нефтеносной части до значений их в водоносном коллекторе) и водоносной части коллектора, для которой $\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вп}}$, $k_{\text{н}} = 0$, $k_{\text{в}} = 1$ (рис. 32). Границами переходной зоны являются: сверху — подошва зоны

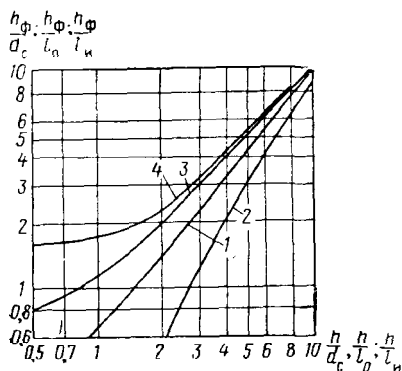


Рис. 30. Палетка для определения истинной мощности h пласта по ее фиктивному значению h_{ϕ} (по В. Н. Дахнову).

Зависимости: $1 - h_{\phi}/l_n = f\left(\frac{h}{d_c}\right)$ для БК-3

$\left(\frac{d_3}{d_c} > 0,5; 10 < \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в}}} < 1000\right)$, $2 - h_{\phi}/l_v = f\left(\frac{h}{l_n}\right)$ для БК-7, $3 - h_{\phi}/l_n = f\left(\frac{h}{l_n}\right)$ для зонда 6Ф1; 4 — то же, для зонда 5Ф1,2

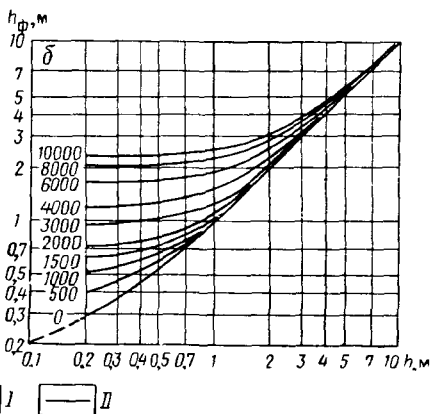
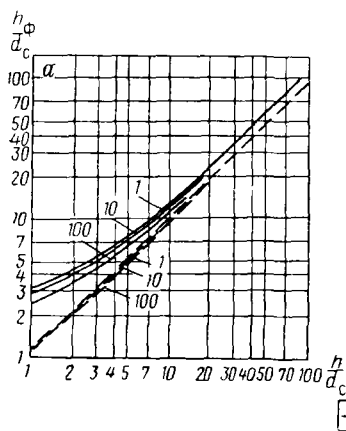


Рис. 31. Палетки для определения истинной мощности h по ее фиктивному значению h_{ϕ} пласта, отмечаемого аномалиями $U_{\text{СП}}$ (а) и радиоактивных методов (б) [по В. Н. Дахнову].

Зависимости: а — $h_{\phi}/d_c = f(h/d_c)$ для аномалии $U_{\text{СП}}$ (шифр кривых $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$: 1 — $\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вм}}$, 10 — $\rho_{\text{п}} = 30\rho_{\text{в}}$); б — $h_{\phi} = f(h)$ для радиоактивных методов исследования скважин [шифр кривых — τt в м/(ч·с)]

максимального нефтенасыщения коллектора, внизу — зеркало воды, т. е. кровля водоносной части коллектора. При испытании коллектора в зоне максимального нефтенасыщения получают приток безводной нефти, в интервале ниже зеркала воды — приток чистой воды.

При испытании переходной зоны в верхней части получают приток нефти с различным процентным содержанием воды, в нижней части — водонефтяную эмульсию или воду с пленкой нефти. Границу в переходной зоне, выше которой при испытании возможен промышленный приток нефти с водой, принимают за водонефтяной контакт; мощность коллектора, заключенную между ВНК и кровлей переходной зоны, включают в эффективную и учитывают при подсчете запасов.

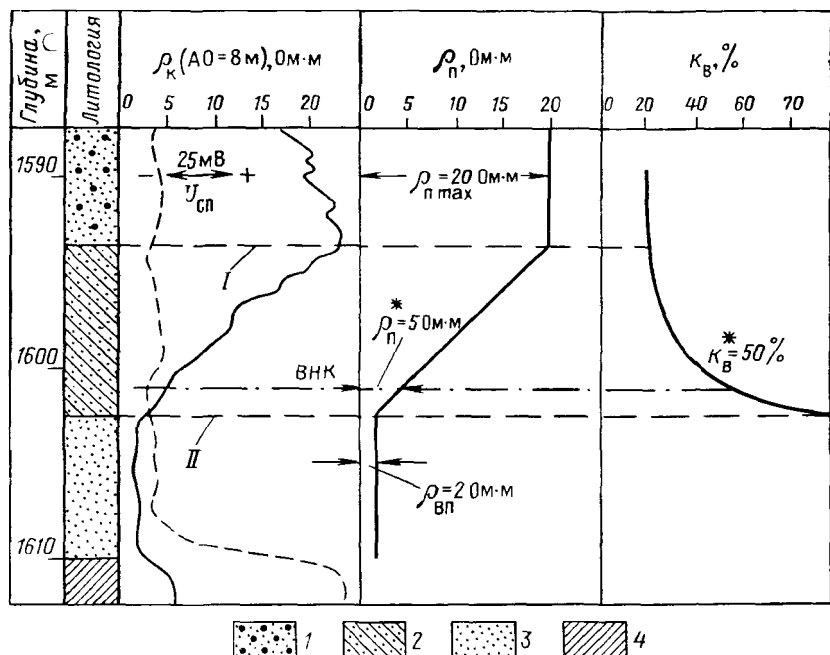


Рис. 32. Определение положения ВНК по данным сопротивлений при наличии переходной зоны.

1 — зона предельного нефтенасыщения; 2 — зона недонасыщения (переходная); 3 — водоносный коллектор; 4 — глина; I, II — верхняя и нижняя (зеркало воды) границы переходной зоны

Положение ВНК по диаграммам метода сопротивлений определяют так. Устанавливают границы переходной зоны; находят $\rho_{п\text{ max}}$ в зоне максимального нефтенасыщения и $\rho_{вп}$ в водоносном коллекторе. Исходя из полученных значений $\rho_{п\text{ max}}$, $\rho_{вп}$, а также линейного закона изменения удельного сопротивления $\rho_{пз}$ переходной зоны, составляют график $\rho_{пз} = f(H)$ (рис. 32). На основе анализа результатов опробования или кривых фазовой проницаемости устанавливают критические значения $\rho_{п}^*$ и K_b^* для коллектора данного типа, которые соответствуют границе между областью промышленного притока нефти с различным процентным содержанием воды и областью притока водонефтяной эмульсии

или воды с пленкой нефти. ВНК проводят на глубине, которой соответствует величина $\rho_{пз} = \rho_{п}^*$ на графике $\rho_{пз} = f(H)$.

Мощность переходной зоны изменяется от долей метра для чистых кварцевых терригенных коллекторов с высокой проницаемостью (основные продуктивные горизонты месторождений Волго-Урала) до 20—30 м для глинистых полимиктовых коллекторов (Западная Сибирь); соответственно расстояние между зеркалом воды и ВНК колеблется от долей метра до 5 м и более.

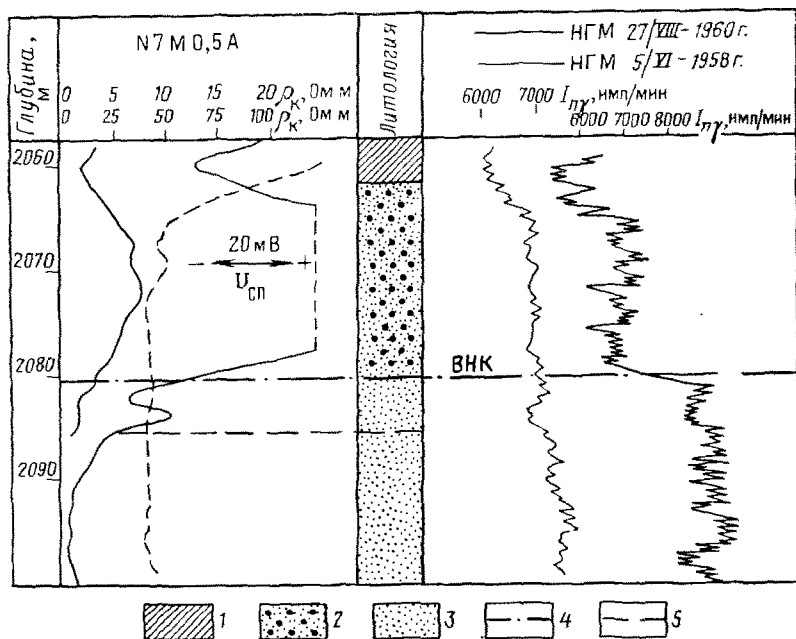


Рис. 33. Пример неправильного определения положения ВНК по данным электрометрии в терригенном коллекторе с высокой вертикальной проницаемостью [62].

1 — глина; песчаники: 2 — нефтенасытые, 3 — водоносные; 4 — ВНК; 5 — ложный ВНК

В скважинах, вскрывающих коллекторы с высокой вертикальной проницаемостью, в зоне ВНК наблюдается гравитационное перераспределение флюидов ниже ВНК, в результате которого пресный фильтрат глинистого раствора перемещается из первоначальной зоны проникновения в слой коллектора, подстилающий ВНК (рис. 33). На диаграммах сопротивлений этот слой практически не отличается по величине $\rho_{п}$ от нефтенасыщенной части коллектора, что приводит к неточному определению ВНК по данным электрических методов. Сотрудниками ТатНИИ показано, что для коллекторов основных продуктивных пластов Ромашкинского месторождения при исследовании методом сопоставлений

без учета указанного явления можно понизить ВНК на 1—1,5 м по сравнению с истинным его положением. Анализ данных радиометрии, полученных в колонне скважины, позволяет избежать этой ошибки [62].

Нейтронные методы. Использование измерений нейтронными методами в обсаженных трубами скважинах для выделения продуктивных пластов и определения положения ВНК и ГВК становится необходимым в случаях, когда скважина была закреплена без проведения электрометрии или результаты электрометрии невысокого качества. Особенно часто такая задача возникает при доразведке отложений, перекрывающих известные продуктивные горизонты и пройденных без достаточного изучения геофизическим комплексом.

Разделение нефтеносных и газоносных пластов и определение ГНК электрическими методами возможно лишь в отдельных случаях; как правило, эта задача решается только нейтронными методами. Поскольку радиус исследования нейтронными методами невелик, решение указанных задач требует практически полного расформирования зоны проникновения фильтрата глинистого раствора. В случае бурения скважин на нефилтрующих растворах для разделения газоносных и нефтеносных коллекторов можно использовать также гамма-гамма- и акустический методы.

Разделение нефтеносных и водоносных пластов и определение ВНК по данным нейтронных методов требуют достаточно высокой минерализации поровых вод (более 20 г/л в чистых относительно высокопористых коллекторах и гораздо большей минерализации в низкопористых или глинистых коллекторах).

Основными методами разделения нефтеносных и водоносных пластов являются импульсные нейтрон-нейтронный и нейтронный гамма-методы. В высокопористых однородных коллекторах ($k_n > 20\%$) при минерализации свыше 150 г/л эта задача может быть решена также комплексом НГМ и ННМ. При близких значениях пористости и глинистости разделить высокопористые пласты на водоносные и нефтеносные можно визуально: при большом времени задержки (более 0,6—0,7 мс) нефтеносные пласты отмечаются более высокими показаниями по сравнению с водоносными.

В более сложных случаях необходимо предварительно изучить пределы изменения значений сечения поглощения тепловых нейтронов. При достаточном количестве данных строят кривые распределения декремента затухания поля тепловых нейтронов λ для водоносных и нефтеносных пластов, характер насыщения которых надежно установлен, например, по данным опробования в ряде скважин. Путем их сопоставления определяют области нефтеносных и водоносных пластов, а также область неоднозначности (рис. 34). Если вероятность неоднозначного решения мала, некоторое значение λ^* принимают в качестве граничного и пласты с $\lambda > \lambda^*$ считаются водоносными, а остальные — нефтеносными. Выбор λ^* в пределах зоны неоднозначности зависит от желатель-

ного соотношения ошибок первого и второго рода. При требовании равновероятности последних в качестве λ^* принимают абсциссу точки пересечения графика функции $F(x)$ распределения λ для нефтеносных пластов с графиком $1 - F(x)$ для водоносных пластов (рис. 34) [51].

Для построения таких графиков при отсутствии данных опробования можно воспользоваться результатами анализа керна.

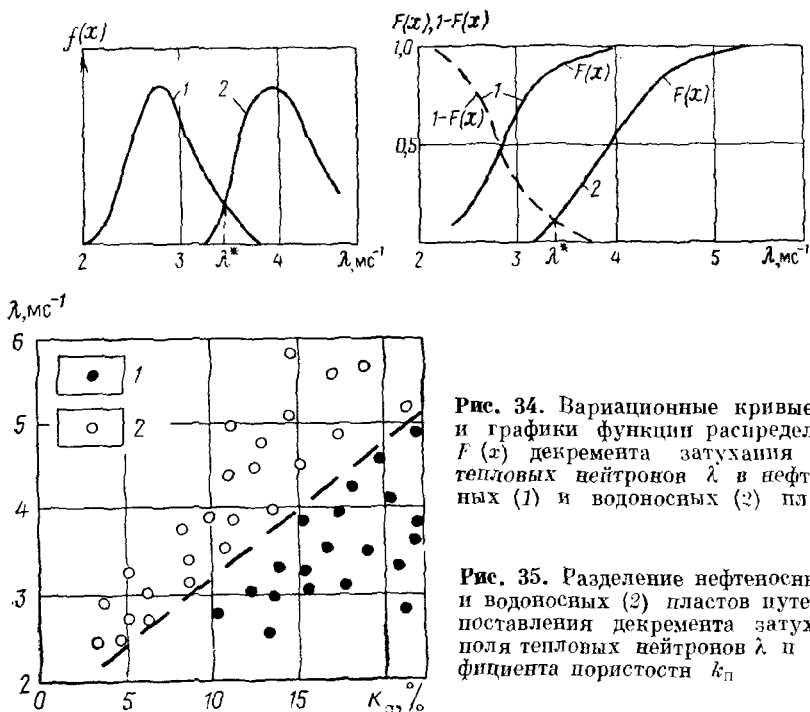


Рис. 34. Вариационные кривые $f(x)$ и графики функции распределения $F(x)$ декремента затухания поля тепловых нейтронов λ в нефтеносных (1) и водоносных (2) пластах

Рис. 35. Разделение нефтеносных (1) и водоносных (2) пластов путем сопоставления декремента затухания поля тепловых нейтронов λ и коэффициента пористости k_p

По данным химического анализа следует рассчитать декремент затухания $\lambda_{\text{ск}}$ для твердой фазы, а зная k_p и $k_{\text{во}}$, — значения $\lambda_{\text{нп}}$ и $\lambda_{\text{вп}}$ для водоносного и нефтеносного пластов согласно формулам (III.30) и (III.30, а).

Если пределы изменения λ для водоносных и нефтеносных пластов существенно перекрываются, то необходим учет изменений k_p и $k_{\text{гл}}$. В простейшем случае, когда существенно меняется лишь один из последних параметров, а другой относительно стабилен или же k_p и $k_{\text{гл}}$ тесно связаны друг с другом, надежность разделения нефтеносных или водоносных пластов может быть повышена путем использования графиков сопоставления λ (или даже показаний ИНМ при некотором времени задержки) с показаниями метода, чувствительного к изменениям коэффициента пористости или глинистости. На таких графиках по совокупности точек для пластов различного насыщения проводят разделяющую

линию. Проведение такой линии облегчается, если по одной из осей отложить величину λ , а по другой — значения k_p или $k_{гЛ}$. В такой системе координат линия водоносных пластов и разделяющая линия близки к прямой (рис. 35).

Если одновременно в значительных пределах и независимо друг от друга изменяются и k_p и $k_{гЛ}$, то колебания одного из них (обычно оказывающего меньшее влияние на пределы изменения λ) учитывают введением поправок; влияние же второго учитывают путем двухмерного сопоставления λ с показаниями метода, зависящего от колебаний второго параметра.

Исправление за влияние глинистости сводится к вычитанию из λ величины

$$\Delta\lambda_{гЛ} = k_{гЛ} (\lambda_{гЛ} - \lambda_{тв}). \quad (1.8)$$

Аналогично поправку за влияние пористости (условно считая, что пласт водоносный) определяют по формуле

$$\Delta\lambda_p = (k_p - \tilde{k}_p) (\lambda_v - \lambda_{тв}), \quad (1.9)$$

где $\lambda_{гЛ}$, $\lambda_{тв}$, λ_v — декремент затухания в глинистой фракции, чистом скелете и пластовой воде; \tilde{k}_p — некоторое произвольное, но типичное значение k_p , к которому «приводятся» значения λ .

В залежах легких нефтей с высоким газовым фактором водородосодержание нефтей и сечение поглощения нейтронов в них могут быть иногда на 15—20% ниже, чем в пресной воде. В таких случаях тщательные замеры импульсным нейтронным методом после расформирования зоны проникновения могут позволить обнаружить положение ВНК в высокопористых коллекторах при более низких значениях минерализации вод, чем указано выше. Чувствительность метода особенно возрастает при исследовании перфорированных участков в процессе работы скважины, при забойном давлении ниже давления насыщения [29]. В этом случае происходит выделение свободного газа в прискважинной части пласта, приводящее к заметному повышению показаний как ИНМ, так и ННМ. Для повышения надежности метода необходим учет колебаний k_p и $k_{гЛ}$.

Для исключения влияния изменений k_p и $k_{гЛ}$ на показания рекомендуется методика двукратных замеров: первый замер — при работе скважины, второй — через 5—10 ч после ее остановки. Если совместить эти две диаграммы в водоносных коллекторах (для исключения влияния свободного газа в стволе работающей скважины), то против нефтеотдающих интервалов с давлением насыщения выше забойного будут наблюдаться приращения показаний на диаграммах нейтронного метода в работающей скважине относительно показаний метода в остановленной скважине, обусловленные содержанием свободного газа в пласте при его эксплуатации (рис. 36).

При низких пластовых давлениях (менее 200—300 кгс/см²) и умеренной глинистости выделение газоносных коллекторов и определение газожидкостного контакта (ГЖК) в пластах без зоны проникновения возможно по данным любого нейтронного метода; при высоком пластовом давлении и высокой глинистости решение задачи осложняется. Однако ИНМ остается достаточно чувствительным при установлении ГВК и в этих условиях, если минера-

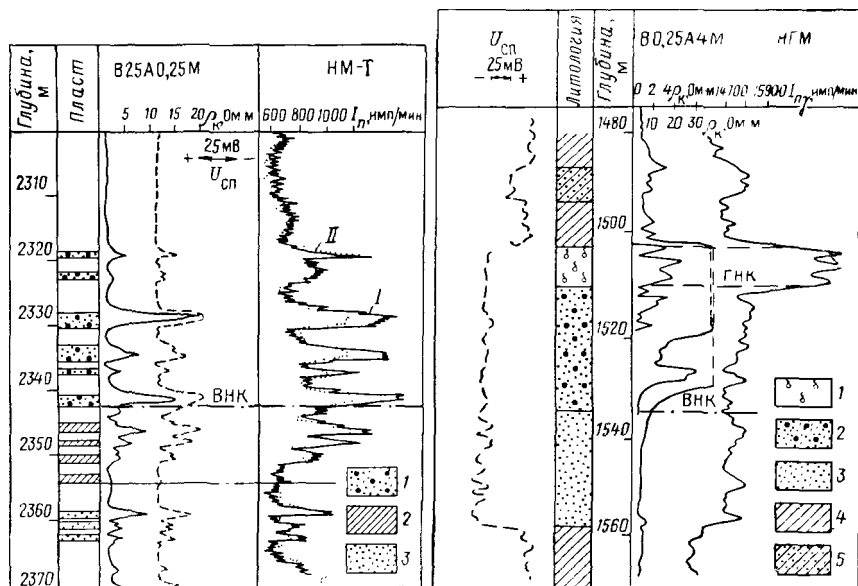


Рис. 36. Пример выделения нефтеносных пластов по результатам НМ-Т в работающей (I) и остановленной (II) скважинах (по Н. В. Детковой и Ю. В. Коянцеву).

Пласты: 1 — нефтеносные, 2 — обводненные, 3 — водоносные

Рис. 37. Определение положения ГНК и ВНК по данным электро- и радиометрии скважин в песчаном коллекторе.

Коллектор: 1 — газоносный, 2 — нефтеносный, 3 — водоносный; 4 — глина; 5 — глинистый алевролит

лизация пластовых вод относительно высокая. При высоких давлениях (свыше 500 кгс/см²) задача отбивки ГНК аналогична задаче установления ВНК в коллекторах с теми же коллекторскими свойствами (рис. 37). Обработка данных ИНМ с целью выделения газоносных пластов и определения ГНК аналогична таковой при разделении нефтеносных и водоносных пластов и определении ВНК. При построении разделяющей линии по данным обработки керновых данных декремент затухания поля нейтронов в газоносном пласте $\lambda_{гп}$ рассчитывают по формуле

$$\lambda_{гп} = \lambda_{тв} (1 - k_{п}) + \lambda_{вкп} (1 - k_{г}) + \lambda_{гкп} k_{г}, \quad (I.10)$$

где λ_r — декремент затухания поля нейтронов в газе; он равен $4,75w_r$ (мс^{-1}).

При установлении ГЖК по данным стационарных нейтронных методов поправку за колебания пористости и глинистости пластов вводят путем вычитания из кажущейся пористости $k_{пн}$, определенной по ННМ или НГМ, величин

$$\Delta k_{п} = k_{п} - \bar{k}_{п}; \quad (I.11)$$

$$\Delta w_{гл} = k_{гл} w_{св} + \Delta w_{пл}, \quad (I.12)$$

где $w_{св}$ — объемное содержание связанной воды в глинистой фракции; $\Delta w_{пл}$ — плотностной эффект.

Кажущаяся пористость, исправленная за влияние глинистости и пористости, сравнивается с критической величиной $k_{пн}^*$, устанавливаемой путем сопоставления исправленного значения $k_{пн}$ для ряда пластов с результатами опробования. Она может быть определена также при сравнении распределения $k_{пн}$ газоносных, нефтеносных и водоносных пластов, рассчитанных по данным анализа керна.

Заметим, что в терригенных коллекторах часто наблюдается корреляционная связь между пористостью и глинистостью. Поэтому при сопоставлении данных нейтронных методов с данными о пористости или глинистости учитывается в определенной степени влияние как пористости, так и глинистости. При значительной дифференциации показаний против газоносных, нефтеносных и водоносных пластов бывает достаточно такое двухмерное сопоставление без введения дополнительной поправки за влияние второго фактора.

В особо сложных случаях надежное определение характера насыщения пластов по данным измерений в обсаженных трубами скважинах требует сравнения результатов измерений до и после расформирования зоны проникновения по диаграммам временных исследований. Пример определения ГЖК и ВЖК при наличии в коллекторе нефтяной залежи и газовой шапки комплексом методов электрометрии и нейтронного гамма-метода приведен на рис. 37.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Различают пористость общую (абсолютную, физическую), представленную всеми пустотами (как открытыми, так и закрытыми), открытую, образованную открытыми пустотами, сообщающимися между собой и составляющими единую систему пор, и закрытую, образованную изолированными пустотами, не сообщающимися друг с другом и с основной системой открытых пор.

Общая пористость характеризуется коэффициентом k_n , открытая — коэффициентом $k_{по}$, закрытая — коэффициентом $k_{пз}$:

$$k_n = k_{по} + k_{пз}. \quad (II.1)$$

Величину k_n рассчитывают, зная плотность минерального скелета породы $\delta_{ск}$, жидкости (или газа) $\delta_{ж}$, насыщающей поры (открытые и закрытые), и породы в целом δ_n :

$$k_n = \frac{\delta_{ск} - \delta_n}{\delta_{ск} - \delta_{ж}}. \quad (II.2)$$

В лаборатории на образцах величину k_n определяют способом Мельчера, экспериментально находя величины δ_n , $\delta_{ск}$, $\delta_{ж}$ и рассчитывая k_n по формуле (II.2) [41, 81]. Величину $k_{по}$ получают способом насыщения (Преображенского), используя для насыщения пор керосин [41, 80]. Принято считать, что k_n больше $k_{по}$ не только в карбонатных и гидрохимических отложениях, где действительно имеются закрытые поры, но и в глинистых терригенных, где закрытых пор, как правило, нет. Наблюдаемое на практике превышение (до 1—2% и более) величины k_n над $k_{по}$, растущее с повышением глинистости в глинистых коллекторах, объясняется (как показано работами В. И. Горояна, Л. И. Орлова) недонасыщением образца при лабораторном определении $k_{по}$ по стандартной методике. При обеспечении полного насыщения объема пор керосином или газом (газоволюметрический способ) расхождения между k_n и $k_{по}$ нет для большинства пород. Различие k_n и $k_{по}$ наблюдается только для пород, у которых в результате интенсивных процессов преобразования возникли изолированные пустоты.

Коэффициент пористости нефтегазонасного коллектора характеризует его емкость. Разработаны геофизические способы определения коэффициента пористости в условиях естественного залегания коллектора, основанные на индивидуальной интерпретации

диаграмм отдельных методов и на комплексной интерпретации данных нескольких геофизических методов. Наиболее широко применяются следующие способы определения коэффициентов: 1) общей пористости по данным нейтронного гамма-метода (с учетом глинистости по диаграммам гамма-метода) и гамма-гамма-метода (рассеянного гамма-излучения); 2) открытой пористости по данным метода сопротивлений (с учетом глинистости по диаграммам собственных потенциалов) и по диаграммам собственных потенциалов (в глинистых терригенных коллекторах); 3) общей или открытой (в зависимости от типа коллектора) пористости по данным акустического метода.

Пустоты различают по форме: межзерновые, поры, трещины, каверны; доли объема породы, соответствующие этим видам, составляют коэффициенты межзерновой $k_{п\text{мз}}$, трещинной $k_{п\text{т}}$ и кавернозной $k_{п\text{к}}$ пористости. При наличии в породе пор трех видов

$$k_{п} = k_{п\text{мз}} + k_{п\text{т}} + k_{п\text{к}}. \quad (II.3)$$

Межзерновые поры типичны для терригенных и части карбонатных коллекторов. Трещинные пустоты характерны для карбонатных коллекторов, а также для терригенных, подвергшихся значительному метаморфизму, причем вероятность появления трещиноватости в терригенных отложениях возрастает с глубиной. Присутствие каверн и крупных пустот выщелачивания типично для большинства карбонатных коллекторов.

Существуют способы разделения общей пористости пород, содержащих пустоты различной формы, на компоненты и определения значений $k_{п\text{мз}}$, $k_{п\text{т}}$, $k_{п\text{к}}$ по данным комплексной интерпретации геофизических материалов с учетом результатов изучения керна. Различают независимо от формы поры эффективные и неэффективные. Эффективные поры способны наряду с остаточной водой содержать подвижные углеводороды (нефть, газ, конденсат), неэффективные поры практически целиком заполнены остаточной водой. Наличие в породе эффективной пористости наряду с проницаемостью — один из главных признаков породы-коллектора. Доля объема породы, представленная эффективными порами, характеризуется коэффициентом эффективной пористости $k_{п\text{эф}}$ и для полностью и частично гидрофильных коллекторов рассчитывается по формуле

$$k_{п\text{эф}} = k_{по} (1 - k_{во}), \quad (II.4)$$

где $k_{во}$ — коэффициент остаточного водонасыщения.

Величину $k_{п\text{эф}}$ определяют по данным комплексной интерпретации стандартных промыслово-геофизических методов и по диаграммам ядерно-магнитного резонанса (ЯМР).

МЕТОД ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Общие положения. Электрическое удельное сопротивление $\rho_{\text{вп}}$ полностью водонасыщенной породы с непроводящим минеральным скелетом определяется формулой

$$\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} \rho_{\text{в}}, \quad (\text{II.5})$$

где $P_{\text{п}}$ — параметр пористости породы; $\rho_{\text{в}}$ — электрическое удельное сопротивление воды, насыщающей породу.

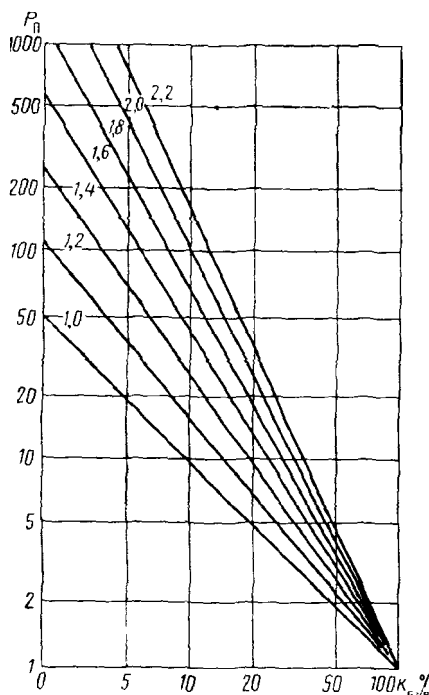


Рис. 38. Зависимости параметра пористости $P_{\text{п}}$ от коэффициента пористости $k_{\text{п}}$, рассчитанные по формуле (II.7) для различных значений m (шифр кривых)

Параметр пористости (относительное сопротивление) $P_{\text{п}}$ неглинистой (чистой) породы зависит от коэффициента пористости $k_{\text{п}}$ и структуры порового пространства и не зависит от минерализации воды в порах. Для реальных пород зависимость параметра $P_{\text{п}}$ от $k_{\text{п}}$ описывается эмпирическим выражением

$$P_{\text{п}} = \frac{a}{k_{\text{п}}^m}, \quad (\text{II.6})$$

где a и m — эмпирические величины, являющиеся константами для данного типа отложений.

Для описания связи между $P_{\text{п}}$ и $k_{\text{п}}$ используют иногда более простое выражение:

$$P_{\text{п}} = k_{\text{п}}^{-m}. \quad (\text{II.7})$$

С усложнением структуры порового пространства величина m растет, при этом наклон прямой $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$, описывающей зависимость (II.7) в двойном логарифмическом масштабе, увеличивается (рис. 38).

Учет глинистости пород и минерализации воды. В глинистых породах с глинистым материалом, равномерно распределенным в породе (рассеянная глинистость), величина $P_{\text{п}}$ не остается постоянной при изменении минерализации $s_{\text{в}}$ насыщающей жидкости. Изменение величины $P_{\text{п}}$ глинистой породы с уменьшением $s_{\text{п}}$ и ростом удельного сопротивления $\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{ф}}$ воды характеризуется коэффициентом поверхностной проводимости Π :

$$\Pi = P_{\text{п ф}} / P_{\text{п пр}}, \quad (\text{II.8})$$

где $P_{пф}$ — текущее или фиктивное значение параметра пористости при насыщении водой с удельным сопротивлением $\rho_{ф}$, а $P_{ппр}$ — максимальное для данной породы значение, наблюдаемое при насыщении породы водой предельной или близкой к предельной минерализации (для растворов NaCl $c = 4 \div 5$ н.). Всегда $\Pi \leq 1$: для чистых пород $\Pi = 1$, для глинистых $\Pi < 1$, причем отличие Π от единицы тем больше, чем выше глинистость породы, активность глинистого материала и величина $\rho_{ф}$ раствора.

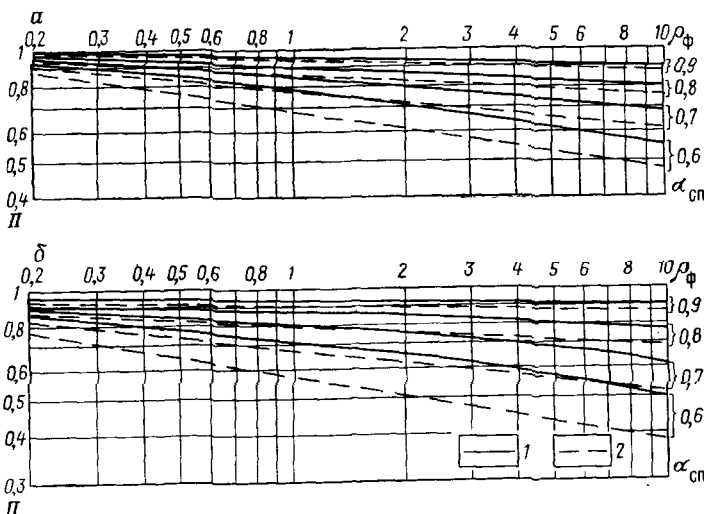


Рис. 39. Зависимости параметра Π от электрического удельного сопротивления $\rho_{ф}$ для различных значений $\alpha_{сп}$.

$a - \rho_{в} = 0,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ($t = 25^\circ \text{C}$); $б - \rho_{в} = 0,045 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ($t = 25^\circ \text{C}$); $1 - q_{г.л} = 1 \text{ (мг} \cdot \text{эquiv/см}^3\text{)}$; $2 - q_{г.л} = 2 \text{ (мг} \cdot \text{эquiv/см}^3\text{)}$

Зависимость Π от $\rho_{ф}$, содержания и активности глинистого материала выражают семейством экспериментальных графиков $\Pi = f(\rho_{ф})$ для различных значений $\eta_{г.л} = \text{const}$, $q_{п} = \text{const}$ или $\alpha_{сп} = \text{const}$ (рис. 39); параметры $q_{п}$ и $\alpha_{сп}$ характеризуют одновременно содержание глинистого материала и его активность, параметр $\eta_{г.л}$ — относительное содержание глины. Наименее желательно составлять и практически использовать графики $\Pi = f(\rho_{ф})$ для различных значений $c_{г.л} = \text{const}$, поскольку связь между Π и $c_{г.л}$ недостаточно тесная.

Влияние глинистости на $P_{п}$ обусловлено тем, что в тонких поровых каналах, пронизывающих массу глинистого материала, удельное сопротивление канала $\rho_{кан}$ не равно $\rho_{ф}$, а является функцией удельных сопротивлений $\rho_{ф}$ раствора, аномального слоя $\rho_{сл}$ на поверхности твердой фазы и относительного по объему содержания ξ этого слоя в объеме канала [12]:

$$\rho_{кан} = \frac{\rho_{ф}\rho_{сл}}{\rho_{ф} + (1 - \xi)\rho_{сл}} \cdot \quad (\Pi.9)$$

С учетом соотношений (II.5) и (II.9) удельное сопротивление однородной глинистой породы $\rho_{п\text{ гл}}$ можно выразить так:

$$\rho_{п\text{ гл}} = P_{п\text{ гл}} \rho_{кан}, \quad (\text{II.10})$$

где $P_{п\text{ гл}}$ — истинный параметр пористости глинистой породы.

Фиктивный параметр $P_{п\text{ ф}}$ вычисляют, используя формулу (II.5), полагая $\rho_{в} = \rho_{ф}$:

$$P_{п\text{ ф}} = \frac{\rho_{п\text{ гл}}}{\rho_{ф}} = P_{п\text{ гл}} \frac{\rho_{кан}}{\rho_{ф}}. \quad (\text{II.11})$$

В соответствии с (II.11) величина $P_{п\text{ ф}}$ пропорциональна соотношению $\rho_{кан}/\rho_{ф}$ и уменьшается с ростом $\rho_{ф}$, т. е. с уменьшением минерализации раствора, поскольку $\rho_{с\text{л}}$, а следовательно, и $\rho_{кан}$ меняются менее интенсивно с уменьшением минерализации, чем $\rho_{ф}$. Для глинистого коллектора связь между фиктивным $P_{п\text{ ф}}$ и истинным $P_{п\text{ гл}}$ параметрами пористости более сложная [11, 12], однако качественно она аналогична описываемой выражением (II.11) — величина $P_{п\text{ ф}}$ и в этом случае уменьшается с ростом $\rho_{ф}$.

По экспериментальным данным [11, 87] $\rho_{с\text{л}}$ составляет 0,4—0,6 Ом·м при $\rho_{ф} = 0,05 \div 3$ Ом·м (для $t = 20^{\circ}\text{C}$), поэтому при насыщении глинистой породы пресными растворами ($\rho_{ф} > 0,5$ Ом·м, величина $P_{п\text{ ф}}$ будет уменьшаться по сравнению с $P_{п\text{ гл}}$ при насыщении минерализованными растворами ($\rho_{ф} < 0,5$ Ом·м) — снижаться, а в области $\rho_{ф} = \rho_{с\text{л}} = 0,4 \div 0,6$ Ом·м влияния аномального слоя на удельное сопротивление и параметр $P_{п\text{ гл}}$ глинистой породы практически не наблюдается. Интенсивность снижения $P_{п\text{ гл}}$ в области $\rho_{ф} > 0,6$ Ом·м больше увеличения $P_{п\text{ гл}}$ в области $\rho_{ф} < 0,4$ Ом·м.

В заключение отметим основные особенности параметра $P_{п}$ и зависимости $P_{п} = f(k_{п})$ образцов глинистых пород: 1) параметр $P_{п\text{ гл}}$ глинистой породы не остается постоянным при изменении минерализации насыщающей образец воды, закономерно уменьшаясь при снижении минерализации; 2) степень уменьшения $P_{п}$, характеризуемая коэффициентом Π , тем значительнее, чем выше в породе относительное содержание глинистого материала и его активность; 3) влияние глинистости на $P_{п}$ качественно различно при насыщении водой низкой ($\rho_{в\text{ з0}} > 0,4 \div 0,6$ Ом·м, $c_{в} < 0,5$ н) и высокой ($\rho_{в\text{ з0}} < 0,4 \div 0,6$ Ом·м, $c_{в} > 0,5$ н) минерализации. Поясним это на следующем примере. Имеются два образца с одинаковой пористостью и геометрией пор, но один из них чистый, а другой — глинистый. Для этих образцов при насыщении их водой средней минерализации ($\rho_{в\text{ з0}} \approx 0,5$ Ом·м) значения параметров $P_{п\text{ ч}}$ и $P_{п\text{ гл}}$ одинаковы; при насыщении их минерализованной водой $P_{п\text{ гл}} > P_{п\text{ ч}}$, при насыщении пресной водой — $P_{п\text{ гл}} < P_{п\text{ ч}}$.

Отмеченные особенности влияния глинистости на удельное

сопротивление глинистой породы необходимо учитывать при определении коэффициента пористости по удельному сопротивлению промытой зоны и зоны проникновения коллекторов с рассеянной глинистостью, а также при оценке влияния рассеянной глинистости на удельное сопротивление водоносных коллекторов в неизменной части пласта.

Учет термобарических условий. Параметры P_n и k_n , определенные на образце при атмосферных условиях, отличаются от этих параметров, полученных при воздействии на образец давления $p_{эф}$ и температуры t , соответствующих условиям естественного залегания. Зависимость $P_n = f(k_n)$ с учетом термобарических условий получают, определяя $\rho_{вп}$, P_n и k_n на образцах, испытывающих действие эффективного давления $\rho_{эф} = p_r - p_{пл}$, равного разности горного p_r и пластового $p_{пл}$ давлений, и температуры на глубине отбора образца (рис. 40). Сравнение осредненных зависимостей $P_n = f(k_n)$, полученных для различных пород в условиях атмосферных и приближенных к пластовым с учетом давления и температуры, характерных для средней глубины залегания этих пород, показывает, что кривая $P_n = f(k_n)$ для пластовых условий расположена выше (и круче) кривой для атмосферных условий, т. е. при описании зависимости выражением (II.7) она характеризуется большим значением m . Это объясняется тем, что при совместном воздействии на образец факторов $p_{эф}$ и t коэффициент пористости уменьшается, а форма порового пространства усложняется настолько, что точка, соответствующая исследуемому образцу, перемещается не вдоль линии $P_n = f(k_n)$ для атмосферных условий, а смещается выше по отношению к этой линии. Эффект увеличения m для зависимости при термобарических условиях по сравнению с m при атмосферных тем больше, чем меньше коэффициент пористости и больше относительная глинистость породы. Минимальное влияние термобарических условий на характер связи $P_n = f(k_n)$ установлено для чистых кварцевых песчаников и чистых известняков с межзерновой пористостью при средних и высоких значениях k_n этих пород.

Определение межзерновой пористости. Результаты исследований методом сопротивлений используют в основном для определения коэффициента межзерновой пористости гранулярных карбонатных и терригенных коллекторов.

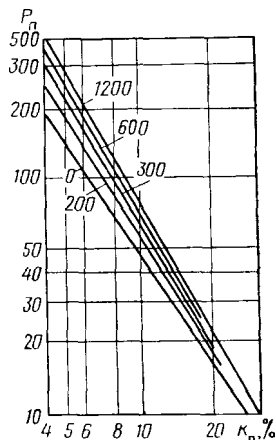


Рис. 40. Экспериментальные зависимости параметра пористости P_n от коэффициента пористости k_n для терригенных пород при различных эффективном давлении $p_{эф}$ (по В. М. Добрынину).

Шифр кривых — $p_{эф}$ в кгс/см²

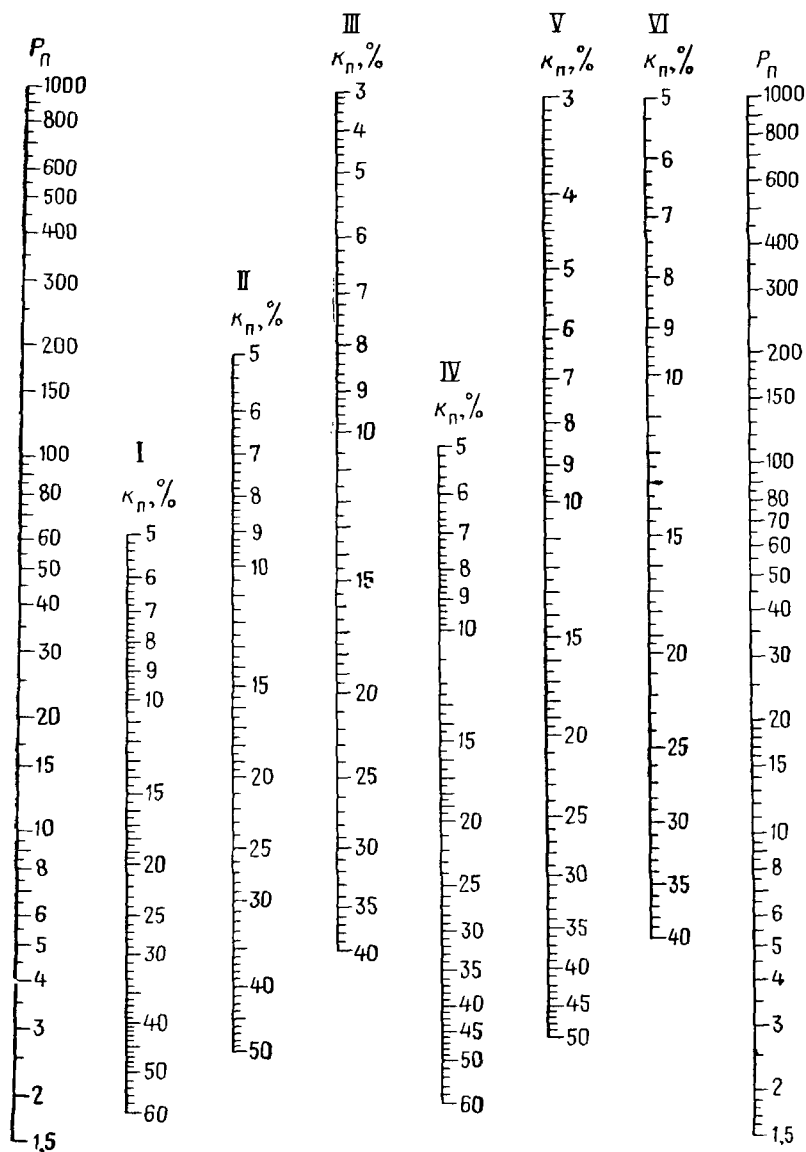


Рис. 41. Номограмма для определения коэффициента пористости k_n по параметру пористости P_n для различных пород (по В. Н. Дахнову).

I — пески; *II* — слабоцементированные песчаники; *III* — сильноцементированные песчаники; *IV* — ракушечники рыхлые, известняки трещиноватые; *V* — известняки с межзерновой или трещинно-кавернозной пористостью; *VI* — известняки карстово-кавернозные.

Определение k_n по электрическому удельному сопротивлению породы сводится к выполнению следующих операций: а) получение экспериментальной зависимости $P_n = f(k_n)$ для изучаемого геологического объекта или выбору одной из известных зависимостей, наиболее соответствующих данному объекту; б) установлению электрического удельного сопротивления породы, полностью насыщенной водой, и электрического удельного сопротивления воды, насыщающей породу в зоне исследования геофизическим методом; в) расчету параметра P_n и получению соответствующего ему значения k_n с учетом глинистости породы и термобарических условий естественного залегания.

Различают способы определения k_n , основанные на использовании электрического удельного сопротивления: 1) ρ_{fn} неизменной части водоносного коллектора в законтурной части нефтяной или газовой залежи; 2) $\rho_{пп}$ промытой зоны продуктивного коллектора; 3) ρ_{zn} зоны проникновения продуктивного коллектора.

Экспериментальное получение или выбор зависимости $P_n = f(k_n)$. В настоящее время установлены зависимости $P_n = f(k_n)$ для большинства продуктивных горизонтов основных нефтегазодобывающих районов страны. На основе обобщения этих зависимостей составлена номограмма для определения k_n по известному значению P_n для наиболее распространенных типов коллекторов (рис. 41). Шкалу k_n на номограмме или график в семействе эталонных зависимостей $P_n = f(k_n)$ выбирают в соответствии с типом изучаемых отложений на основании геолого-геофизической информации. При отсутствии достаточных для выбора эталонной зависимости сведений об исследуемом объекте, особенно если он встречен в поисковой скважине нового района, удаленного от известных нефтегазовых провинций, необходимо отобрать керн и получить на образцах зависимость $P_n = f(k_n)$ для данного объекта. Совокупность образцов должна охватить весь диапазон изменения пористости с учетом интервала, соответствующего коллекторам, при равномерном распределении образцов в этом диапазоне. При выполнении этих условий достаточно 20—30 образцов. Методика определений исходных данных для получения зависимостей $P_n = f(k_n)$ изложена в [14, 41]. В первую очередь желательно найти экспериментальную зависимость, в которой учтены термобарические условия на специальной установке. Если используется зависимость $P_n = f(k_n)$, полученная при атмосферных условиях, а изучаемый объект расположен на глубине более 1 км, в величину k'_n , определенную для заданного значения P_n , вводят поправку за влияние термобарических условий для данной глубины; исправленное значение k_n вычисляют по формуле

$$k_n = k'_n f, \quad (II.12)$$

где f — поправочный множитель, который берут из табл. 1,

составленной на основе обобщения экспериментальных данных, с учетом типичных значений $\rho_{\text{эф}}$ и t для заданных глубин H .

ТАБЛИЦА 1. ЗНАЧЕНИЯ ПОПРАВочНОГО МНОЖИТЕЛЯ

Глубина залегания, м	Поправочный множитель f при $k_{\text{п}}$, %			
	10	15	20	25
1000	1,10	1,06	1,03	1,01
2000	1,17	1,11	1,07	1,04
3000	1,23	1,15	1,10	1,07
4000	1,29	1,19	1,13	1,09

Другой способ учета термобарических условий заключается в составлении исправленного графика $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$, построенного на основе исходной зависимости для атмосферных условий, с использованием данных из работы [30].

Установление коэффициента пористости по электрическому удельному сопротивлению коллектора за контуром залежи. Этот способ определения $k_{\text{п}}$ используют в тех случаях, когда геолого-геофизическая информация о пористости коллектора в пределах нефтяной или газовой залежи недостаточна. Определение $k_{\text{п}}$ по $\rho_{\text{п}}$ сводится к следующему.

I. В водоносном пласте, соответствующем законтурной части продуктивного горизонта, получают $\rho_{\text{п}}$ по диаграммам бокового электрического зондирования или индукционного метода.

II. Определяют удельное сопротивление $\rho_{\text{п}}$ пластовой воды одним из следующих способов.

1. Непосредственно измеряют $\rho_{\text{в}}$ на пробе пластовой воды, полученной в скважине после перфорации, испытания трубным испытателем пластов или опробователем на кабеле (при расчетах измеренную на поверхности величину $\rho_{\text{в}}$ необходимо привести к пластовой температуре).

2. Рассчитывают $\rho_{\text{в}}$ на основании результатов химического анализа пластовой воды.

В упрощенном варианте вычисляют суммарную минерализацию воды $c_{\text{в} \Sigma}$ с учетом всех катионов и анионов в грамм-эквивалентной форме. По графикам $\rho_{\text{в}} = f(c_{\text{в} \Sigma})$ при различных значениях $t = \text{const}$ для растворов NaCl определяют величину $\rho_{\text{в}}$, соответствующую вычисленной минерализации $c_{\text{в} \Sigma}$ и пластовой температуре (рис. 42). Более точное значение $\rho_{\text{в}}$ (в Ом·м) раствора нескольких солей рассчитывают по формуле

$$\rho_{\text{в}} = \frac{10}{\sum_{i=1}^n \Lambda_{i\Sigma} c_i}, \quad (\text{II.13})$$

где c_i — эквивалентная концентрация i -й соли, г·экв/л; $\Lambda_{i\Sigma}$ —

эквивалентная электропроводность (в См/см) раствора i -й соли, соответствующая суммарной эквивалентной концентрации c_{Σ} солей в растворе.

Зависимости $\Lambda_{i\Sigma} = f(c_{\Sigma})$ при $t = 20^{\circ}\text{C}$ для наиболее распространенных солей пластовых вод нефтяных и газовых месторождений приведены на рис. 43. Величину $\Lambda_{i\Sigma}$ определяют по

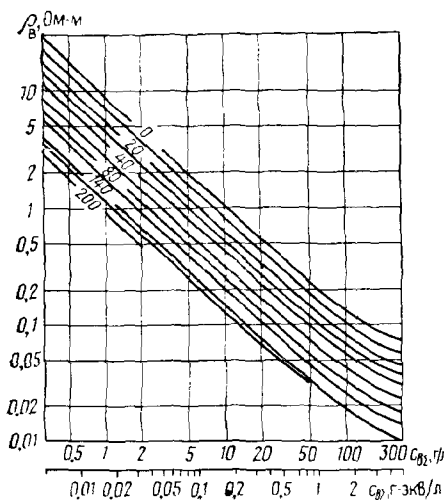


Рис. 42. Зависимости электрического удельного сопротивления $\rho_{\text{в}}$ от суммарной минерализации воды $c_{\text{в}\Sigma}$ для растворов NaCl при различных значениях t .

Шифр кривых — t в $^{\circ}\text{C}$

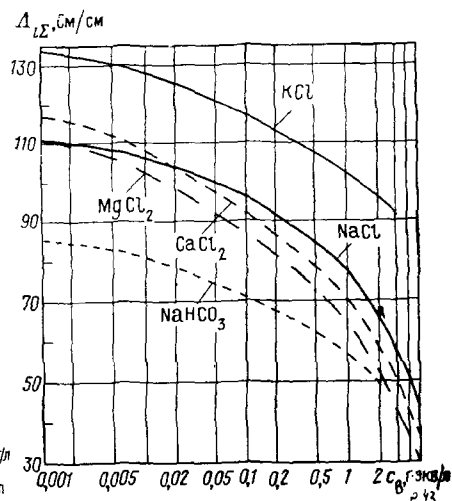


Рис. 43. Зависимости эквивалентной электропроводности раствора $\Lambda_{i\Sigma}$ от минерализации воды $c_{\text{в}}$ при $t = 20^{\circ}\text{C}$ для растворов различных солей

кривой соответствующего электролита для заданной концентрации $c_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n c_i$. Вычислив $\rho_{\text{в}20}$, значение $\rho_{\text{в}t}$ для t пласта находят по номограмме (рис. 44).

Рекомендуемые в [65] способы расчета удельного сопротивления водных растворов со сложным составом электролитов, с использованием коэффициентов Дэнлопа или Мартена дают неверные значения $\rho_{\text{в}}$, как это показано М. Г. Латышовой (1964 г.). Это установлено в результате сравнения расчетных значений $\rho_{\text{в}}$ с экспериментальными, приведенными в справочнике [96] для некоторых растворов со сложным составом. В упомянутых методиках не учитывается влияние на эквивалентную электропроводность катиона природы аниона, входящего вместе с ним в состав данной соли. Расчеты по предлагаемому нами способу обнаруживают удовлетворительное соответствие расчетных значений $\rho_{\text{в}}$ с экспериментальными [96].

Пример 1. По данным химического анализа в пластовой воде содержится 175 г/л NaCl, 39 г/л CaCl₂, 14 г/л MgCl₂. Определить ρ_v , если известно, что температура на глубине залегания пласта $t = 70^\circ \text{C}$.

Зная эквивалентную массу солей (NaCl — 58,5 г, CaCl₂ — 55,5 г, MgCl₂ — 47,6 г), получаем их эквивалентные концентрации: $c_1 = c_{\text{NaCl}} = 3 \text{ г} \cdot \text{эquiv/л}$; $c_2 = c_{\text{CaCl}_2} = 0,7 \text{ г} \cdot \text{эquiv/л}$; $c_3 = c_{\text{MgCl}_2} = 0,3 \text{ г} \cdot \text{эquiv/л}$, а также суммарную концентрацию $c_\Sigma = c_1 + c_2 + c_3 = 4 \text{ г} \cdot \text{эquiv/л}$. По графикам рис. 43 находим: $\Lambda_{1\Sigma} = 50,5 \text{ ом}^{-1} \text{ см}^2$; $\Lambda_{2\Sigma} = 43 \text{ ом}^{-1} \text{ см}^2$; $\Lambda_{3\Sigma} = 35,7 \text{ ом}^{-1} \text{ см}^2$. Подставляя значения c_1 , c_2 , c_3 и $\Lambda_{1\Sigma}$, $\Lambda_{2\Sigma}$, $\Lambda_{3\Sigma}$ в формулу (II.13), получаем $\rho_{v20} = 0,052 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. По номограмме рис. 44 (график *abc*) определяем $\rho_{v70} = 0,023 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

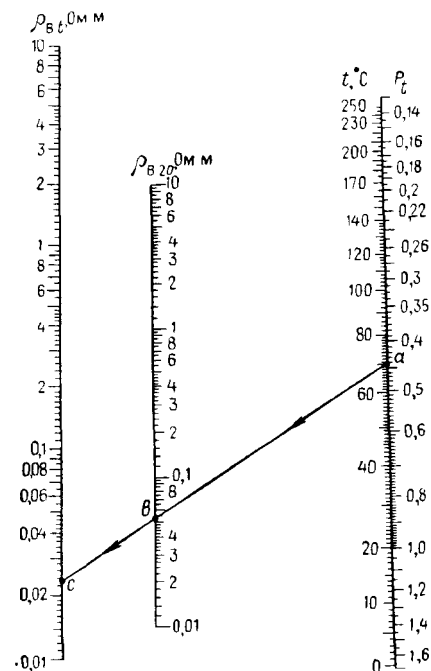


Рис. 44. Номограмма для определения электрического удельного сопротивления ρ_v растворов NaCl при различной температуре t

h и диаметр скважины d_c , вычисляют отношения ρ_n/ρ_p , ρ_{zn}/ρ_p , ρ_{fm}/ρ_p , h/d_c , D/d_c , в соответствии с которыми по специальным палеткам [14] (рис. 45) находят коэффициент $\nu_{СП}$ приведения фактической амплитуды $\Delta U_{СП}$ к статическому значению E_s , после чего рассчитывают E_s по формуле

$$E_s = \Delta U_{СП} / \nu_{СП} \quad (\text{II.14})$$

Далее оценивают вероятную величину фильтрационной компоненты $E_{сф}$ аномалии СП по палетке на рис. 46, зная тип глинистого раствора, удельное сопротивление фильтрата ρ_f и репрессию на пласт Δp ; если $E_{сф}$ превышает 10 мВ, вычисляют компоненту диффузионного происхождения $E_{сд} = E_s - E_{сф}$.

Определив удельное сопротивление глинистого раствора ρ_p по данным интерпретации БЭЗ или скважинного резистивиметра, с учетом температуры t на глубине залегания пласта находят ρ_ϕ с помощью семейства графиков $\rho_p = f(\rho_\phi)$, $t = \text{const}$ (рис. 47, а). Графики на рис. 47, а составлены для типичных глинистых растворов, применяемых в США, поэтому более точные значения ρ_ϕ можно получить по зависимостям $\rho_p = f(\rho_\phi)$, составленным

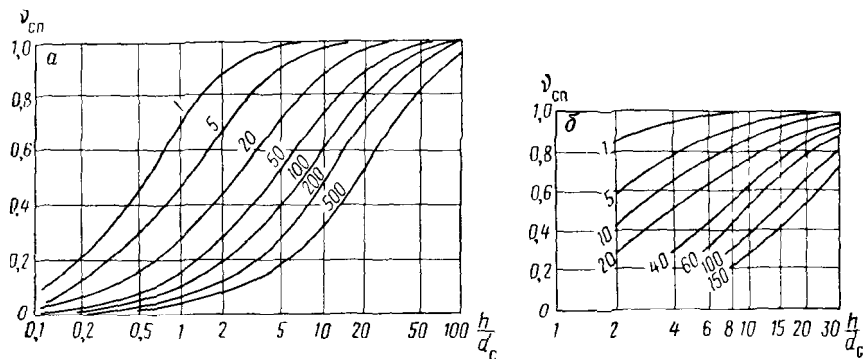


Рис. 45. Зависимости коэффициента $\nu_{СП}$ от отношения h/d_c для различных значений $\rho_{п}/\rho_p$ (цифры кривых).

а — $\rho_{вм} = \rho_{п}$; б — $\rho_{вм} = \rho_p$

специально для применяемого в данном районе глинистого раствора. Для утяжеленных растворов величину ρ_ϕ при заданном значении ρ_p находят по графикам на рис. 47, б.

Вычисляют ρ_p , решая уравнение (II.15) относительно ρ_p при известных значениях $E_{сд}$, ρ_ϕ , $k_{СП t}$:

$$E_{сд} = k_{СП t} \lg \rho_p / \rho_\phi; \quad (\text{II.15})$$

здесь $k_{СП t}$ — коэффициент аномалии СП при температуре t пласта.

В чистом коллекторе, залегающем в плотных высокодисперсных глинах, для $t = 18^\circ \text{C}$ принимают обычно $k_{СП 18} = 60 \div 65$ мВ, рассчитывая $k_{СП t}$ по формуле

$$k_{СП t} = k_{СП 18} \frac{t + 273}{291}. \quad (\text{II.16})$$

При определении ρ_p по величине $E_{сд}$ возможно: а) занижение ρ_p при отсутствии учета фильтрационной компоненты $E_{сф}$; б) завышение ρ_p при использовании $\Delta U_{СП}$ вместо E_s при взятии завышенного значения $k_{СП t}$. Оценка ρ_p по диаграмме СП целесообразна только при отсутствии достоверных сведений о минерализации и составе пластовой воды в разрезе поисковой скважины, удаленной от хорошо исследованных районов.

III. Рассчитывают величину P_n по формуле (II.5), используя найденные значения $\rho_{вп}$ и ρ_k . Определив P_n по соответствующей зависимости $P_n = f(k_n)$ или номограмме (см. рис. 41), находят k_n .

При определении k_n по $\rho_{вп}$ возможны следующие типичные ошибки: а) величина $\rho_{вп}$ обычно завышена по сравнению с истинным значением благодаря влиянию индуктивных помех на показания больших зондов БЭЗ, причем относительная погрешность

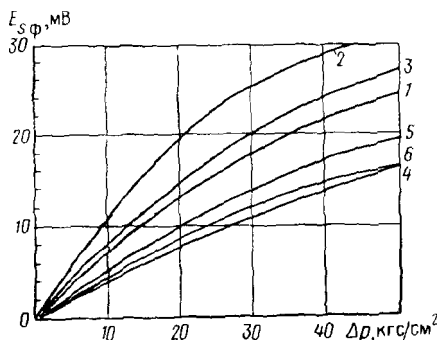


Рис. 46. Зависимости фильтрационной компоненты $E_{сф}$ от депрессии на пласт Δp для глинистых корок, сформированных из различных глинистых растворов (по М. А. Белякову).

Раствор: 1 — исходный бентонитовый, обработан: 2 — 0,025% NaOH, 3 — 0,5% УЩР, 4 — 0,05 н. CaCl_2 , 5 — 0,5% KSCB, 6 — 0,5% KMI

тем больше, чем меньше ρ_n , и при $\rho_n < 1$ Ом·м может достигать 100% и более; б) при использовании глинистого раствора низкого качества с большой водоотдачей, значительных репрессиях на пласт в сочетании с неблагоприятным фактором времени величину $\rho_{вп}$ не удастся установить даже по диаграммам зондов с наибольшим радиусом исследования; при этом величина $\rho_{вп}$ также завышена за счет влияния частичного проникновения фильтрата глинистого раствора, обычно более пресного, чем пластовая вода; в) в законтурной части нефтяных залежей, находящихся на ранней стадии формирования (например, залежи Апшеронского полуострова и Бакинского архипелага), коллектор ниже ВНК может содержать остаточную нефть, что также приведет к завышению ρ_n по данным метода сопротивлений.

В каждом из этих случаев благодаря завышению значения $\rho_{вп}$ по сравнению с истинным величина k_n будет занижена.

Недостатком данного способа определения k_n является также то обстоятельство, что получаемое значение k_n характеризует коллектор за контуром, а не в объеме, по которому ведется подсчет запасов. Наиболее достоверные значения k_n по $\rho_{вп}$ можно получить при установлении $\rho_{вп}$ по диаграммам индукционного зонда в скважинах, бурящихся на нефилтующемся растворе, глинистом растворе с низкой водоотдачей или технической воде, не отличающихся по минерализации от пластовой.

Оценка коэффициента пористости по электрическому удельному сопротивлению промытой зоны. Этим способом определяют коэффициент пористости продуктивных межзерновых коллекторов,

терригенных и карбонатных, с проницаемостью более 100—200 мД. Последовательность операций при реализации этого способа следующая.

1. По данным микроэлектрических методов находят $\rho_{пп}$. Предпочтительнее получение $\rho_{пп}$ по диаграмме микробокового метода (МБК). Определение $\rho_{пп}$ по данным микрозондов целесообразно только при использовании микрозондов с гидравлическим

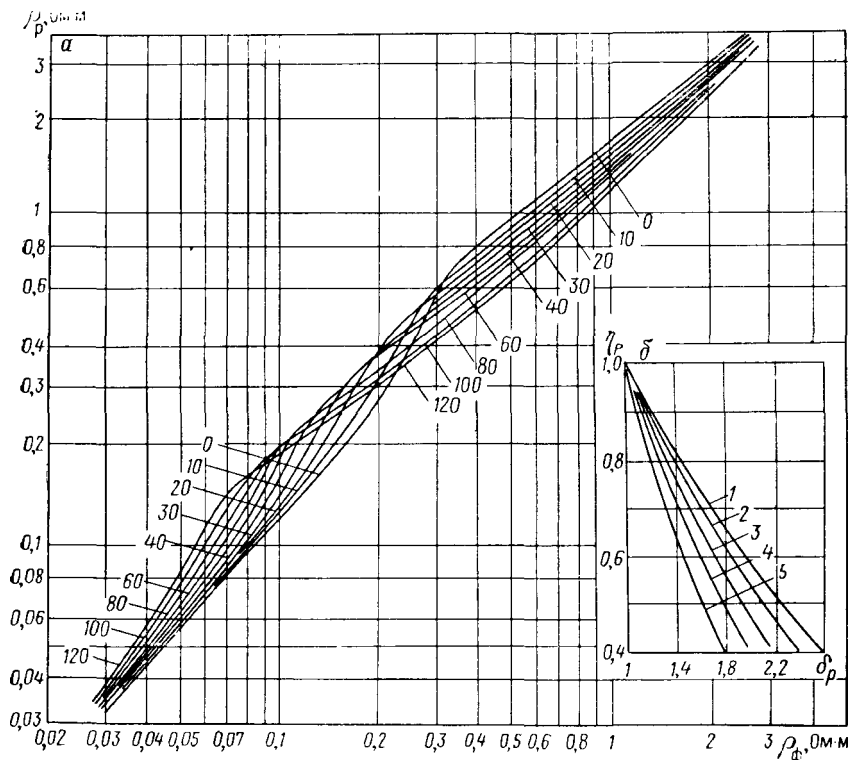


Рис. 47. Зависимости электрического удельного сопротивления ρ_{ϕ} от ρ_p для различных значений t (шифр кривых — t в $^{\circ}C$) при $\rho_p \leq 1.3$ м/см³ (а) и η от ρ_p для утяжеленных растворов (б).

Утяжеленные растворы содержат: 1 — чистую глину, 2 — глину + 20% барита или 23% гематита, 3 — глину + 40% барита или 46% гематита, 4 — глину + 90% барита; $\eta = \rho_{\phi}/\rho_p$

башмаком. Диаграммы микрозондов обычной конструкции можно использовать лишь для оценки удельного сопротивления $\rho_{пп}$ и соответствующего ему значения k_p при отсутствии диаграмм МБК и микрозондов с гидравлическим башмаком. Если толщина глинистой корки $h_{гк} < 1$ см, принимают $\rho_{пп} = \rho_{МБК}$, определяя $\rho_{пп}$ непосредственно по диаграмме МБК. Если $h_{гк} > 1$ см, величину $\rho_{пп}$ находят по специальным для данного скважинного

прибора палеткам. При использовании диаграмм серийной аппаратуры МБК $\rho_{пп}$ устанавливают по методике, изложенной в руководстве [36], используя палетки, помещенные в этом руководстве. Серийные приборы микробокового метода Э2 пока не обеспечены палетками и методическим руководством.

2. По палетке (см. рис. 47) рассчитывают ρ_{ϕ} для величины ρ_p , определенной резистивиметром или по БЭЗ.

3. Вычисляют параметр P_n , приведенный к условиям минерализации воды в неизменной части коллектора, с учетом влияния коэффициента остаточного нефте(газо)насыщения в промытой зоне коллектора по формуле

$$P_n = \frac{\rho_{пп}}{\rho_{\phi}\rho_{но}\Pi}, \quad (II.17)$$

где $P_{но}$ — параметр насыщения промытой зоны, рассчитываемый по известному $k_{но}$:

$$P_{но} = \frac{1}{(1 - k_{но})^n}. \quad (II.18)$$

Величина n в формуле (II.18) должна соответствовать экспериментальной зависимости $P_n = f(k_n)$ для изучаемого типа коллектора, полученной при вытеснении нефтью (газом) воды с минерализацией, близкой к минерализации фильтрата глинистого раствора.

При расчете P_n по формуле (II.17) предполагают, что промытая зона (объем кольца породы, окружающего ствол скважины, толщиной 10—15 см) не содержит подвижной пластовой воды, способной смешиваться с фильтратом, поэтому принимают фактор смещения $z = 0$. Влияние связанной остаточной воды с аномальной электропроводностью учитывается введением в расчетную формулу (II.17) параметра поверхностной проводимости Π . Величину Π определяют по палетке (см. рис. 39) для заданных значений ρ_{ϕ} и параметров, характеризующих глинистость коллектора — $\alpha_{СП}$, $\eta_{гд}$, k_n . Для чистых и слабоглинистых коллекторов принимают $\Pi = 1$. Палетка кривых $\Pi = f(\rho_{\phi})$ для различных значений $\alpha_{СП} = \text{const}$ должна соответствовать зависимости $P_n = f(k_n)$ для изучаемых объектов; это условие выполняется, если удельное сопротивление воды, использованной для насыщения образцов при получении зависимости $P_n = f(k_n)$, равно величине ρ_n , при которой все графики $\Pi = f(\rho_{\phi})$ сходятся в точке с координатами $\Pi = 1$, $\rho_{\phi} = \rho_n$. Палетку кривых $\Pi = f(\rho_{\phi})$ при различных значениях $\alpha_{СП} = \text{const}$ получают для заданных условий экспериментально или путем перестроения палетки рис. 39, используя зависимость $\alpha_{СП} = f(q_n)$. Поскольку палетки на рис. 39 составлены для температуры 25° С, пользуются ими следующим образом.

Пример 2. Известно, что величина $\rho_{\text{ф}}$ при температуре пласта $t = 60^\circ \text{С}$ составляет $0,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Определить параметр Π , если известно, что в данном пласте $\alpha_{\text{СП}} = 0,8$.

По номограмме рис. 44 находим $\rho_{\text{ф}25} = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. С помощью палетки на рис. 39 для $\rho_{\text{ф}} = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\alpha_{\text{СП}} = 0,8$ определяем, что $\Pi = 0,85$.

Другой, упрощенный способ учета влияния глинистости на определение $k_{\text{п}}$ по величине $\rho_{\text{пп}}$ заключается в том, что по формуле

$$P_{\text{пф}} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{ф}} P_{\text{но}}} \quad (\text{II.19})$$

рассчитывают фиктивный параметр $P_{\text{пф}} = P_{\text{п}} \Pi$; в дальнейшем при определении $k_{\text{п}}$ по $P_{\text{пф}}$ используют вместо зависимости $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ (образцы насыщены пластовой водой с удельным сопротивлением $\rho_{\text{в}}$) зависимость $P_{\text{пф}} = f(k_{\text{п}})$, полученную при насыщении фильтратом с удельным сопротивлением $\rho_{\text{ф}}$, соответствующим усредненной величине для данного района, или семейство зависимостей $P_{\text{пф}} = f(k_{\text{п}})$ для различных значений $\rho_{\text{ф}} = \text{const}$ (рис. 48.)

Величину $k_{\text{но}}$ получают при лабораторных исследованиях; в этом случае из образцов коллекторов для данного объекта вытесняют нефть (или ее модель) пластовой водой и устанавливают коэффициент остаточного (неснижаемого) нефтенасыщения. Для большей части коллекторов при продавливании через образец, первоначально насыщенный нефтью, пяти-десяти объемов пор образца величина $k_{\text{но}}$ составляет $20\text{--}30\%$, чему соответствуют значения $P_{\text{но}}$, примерно равные $1,6\text{--}2$. Однако при небольшой репрессии на пласт и малом времени, прошедшем после вскрытия пласта до геофизических исследований, и особенно при насыщении коллектора вязкой нефтью и частичной его гидрофобности величина $k_{\text{но}}$ может быть существенно выше. В этих условиях из-за трудности оценки реальных значений $k_{\text{но}}$ и $P_{\text{но}}$ возможны значительные погрешности при расчете $P_{\text{п}}$ по формуле (II.19), что делает нецелесообразным определение $k_{\text{п}}$ по величине $\rho_{\text{пп}}$.

При наличии в исследуемом интервале разреза мощного коллектора с ВНК или продуктивных и водоносных пластов величину $P_{\text{но}}$ можно рассчитать по формуле

$$P_{\text{но}} = \rho_{\text{ппн}} / \rho_{\text{ппв}}, \quad (\text{II.20})$$

где $\rho_{\text{ппн}}$ и $\rho_{\text{ппв}}$ — удельные сопротивления промытой зоны продуктивного и водоносного коллектора с близкими значениями $k_{\text{п}}$.

На площадях, где имеются скважины с представительным керном из продуктивных отложений, для повышения надежности определения $k_{\text{п}}$ по $\rho_{\text{пп}}$ выполняют следующие операции:

а) формулу (II.17) видоизменяют введением комплексного параметра $q = \Pi P_{\text{но}}$:

$$P_{\text{п}} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{ф}} q}; \quad (\text{II.21})$$

б) по пластам с известной по данным керна пористостью определяют среднее значение k_n и находят соответствующее ему P_n , используя эталонную зависимость $P_n = f(k_n)$;

в) для каждого из этих пластов рассчитывают q по формуле

$$q = \frac{\rho_{пп}}{\rho_{ф} P_n} \cdot \quad (II.22)$$

Сопоставляя q и k_n для всей совокупности эталонных пластов, получают эмпирическую связь между q и k_n , которую затем исполь-

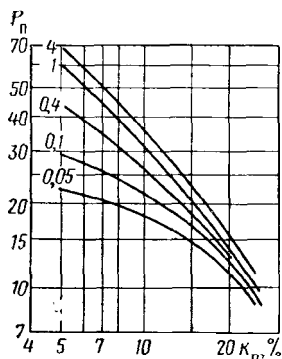


Рис. 48. Экспериментальные зависимости параметра пористости P_n от коэффициента пористости k_n для терригенных пород при различных значениях c_b (в г/л).

зуют для расчета P_n методом итераций. Так, определив, $\rho_{пп}$ и $\rho_{ф}$, задаются вероятным значением q , соответствующим максимуму распределения q , рассчитывают первое приближение P'_n и соответствующее k'_n . Далее берут уточненное в соответствии с k'_n значение q и получают второе приближение k''_n , которое обычно является достаточным.

4. По найденному значению P_n с помощью эталонной зависимости определяют k_n . Если величина P_n рассчитана по формуле (II.5), используют зависимость $P_n = f(k_n)$, полученную на образцах, насыщенных пластовой водой. По значению $P_{пф}$, рассчитанному по формуле (II.19), находят k_n , пользуясь усредненной зависимостью $P_n = f(k_n)$, полученной на образцах при насыщении их раствором, имитирующим фильтрат.

Определение коэффициента пористости по электрическому удельному сопротивлению зоны проникновения. Этим способом определяют коэффициент пористости продуктивных неглинистых и слабоглинистых коллекторов, карбонатных и терригенных, с проницаемостью более 200—300 мД и достаточно однородных по напластованию. Применение способа для определения k_n в терригенных коллекторах со значительной глинистостью (как рассеянной, так и слоистой) целесообразно лишь при глубоком проникновении фильтрата в коллектор, когда характеристика коллектора в зоне проникновения приближается к характеристике его в промытой зоне. Это обеспечивается при больших репрессиях

на пласт и значительном времени (более 5—10 сут) между геофизическими исследованиями и вскрытием пласта, т. е. при условиях, неблагоприятных для изучения неизменной части коллектора.

Способ заключается в проведении следующих операций.

1. Определяют электрическое удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ одним из следующих приемов: а) по левой ветви фактической кривой зондирования; б) по диаграммам двух малых градиент-зондов ($AO = 0,5 \div 1$ м); в) по диаграммам малого градиент-зонда ($AO = 0,5 \div 1$ м) и малого потенциал-зонда ($AM = 0,25 \div 0,5$ м); г) по диаграмме одного из малых зондов; д) по диаграмме псевдобочкового зонда (зонд ближней зоны); е) по данным экранированного зонда при проникновении, повышающем удельное сопротивление коллектора.

При глубоком проникновении целесообразно использовать любой из указанных вариантов определения $\rho_{зп}$. При неглубоком проникновении оптимальные значения $\rho_{зп}$ можно получить по диаграммам зондов с меньшим радиусом исследования. Для большей надежности определения $\rho_{зп}$ рекомендуется устанавливать эту величину двумя-тремя независимыми вариантами.

2. По палетке (см. рис. 47) находят ρ_{ϕ} для электрического удельного сопротивления ρ_p , установленного измерениями резистивметром или по данным интерпретации БЭЗ.

3. Рассчитывают параметр P_{π} по формуле

$$P_{\pi} = \frac{\rho_{зп}}{\rho_{\phi} P_{\text{ноз}} \Pi}; \quad (11.23)$$

здесь $P_{\text{ноз}}$ — параметр насыщения зоны проникновения, зависящий от остаточного насыщения зоны $k_{\text{ноз}}$, отличающегося от $k_{\text{но}}$ промытой зоны; Π — коэффициент поверхностной проводимости для приведения электрического удельного сопротивления

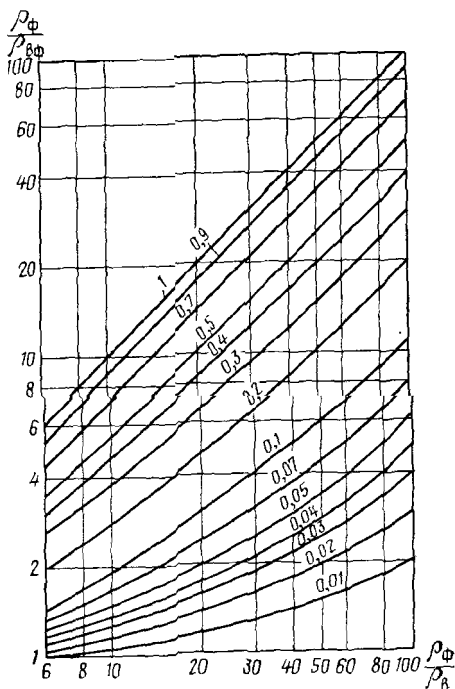


Рис. 49. Палетка для определения отношения $\rho_{\phi}/\rho_{в}$ по заданным значениям $\rho_{\phi}/\rho_{в}$ и z (шифр кривых)

зоны к условиям насыщения породы пластовой водой; $\rho_{\text{вф}}$ — электрическое удельное сопротивление остаточной воды в зоне, которую рассматривают как смесь фильтрата и пластовой воды:

$$\rho_{\text{гф}} = \frac{\rho_{\text{ф}}}{z (\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}} - 1) + 1} \quad (\text{II.24})$$

где z — фактор смещения, характеризующий долю токопроводящего объема пор в зоне проникновения, занимаемого пластовой водой с электрическим удельным сопротивлением $\rho_{\text{в}}$.

Величину $\rho_{\text{вф}}$ можно найти по палетке на рис. 49, зная $\rho_{\text{ф}}$, $\rho_{\text{в}}$ и z .

Величину z нельзя отождествлять с коэффициентом остаточного водонасыщения $k_{\text{но}}$, как правильно указывается в работе [63]. Всегда $z > k_{\text{но}}$, поскольку z условно соответствует небольшой доле остаточной воды с физическими свойствами свободной воды с минерализацией, равной пластовой ($c_{\text{в}}$). Большая часть остаточной воды в зоне является связанной водой с аномальными свойствами, и влияние ее на величину Π учитывается использованием параметра q , как и при определении $P_{\text{п}}$ по $\rho_{\text{пл}}$.

Величину $P_{\text{но з}}$, как и $P_{\text{но}}$ промытой зоны, рассчитывают по формуле (II.18), подставляя в нее вместо $k_{\text{но}}$ величину $k_{\text{но з}}$, характерную для зоны проникновения. Выбор конкретных значений $k_{\text{но з}}$ и z — наиболее сложный вопрос в способе определения параметра $P_{\text{п}}$ по $\rho_{\text{эл}}$.

В соответствии с современными представлениями величины $k_{\text{но}}$ и $k_{\text{но з}}$, $\rho_{\text{эл}}$ постепенно изменяются в радиальном направлении от значений этих параметров, характерных для промытой зоны, до значений их в неизменной части коллектора. Размеры промытой зоны, где значения указанных параметров можно считать постоянными, и зоны перехода от промытой зоны к неизменной части коллектора зависят от репрессии на пласт, качества глинистого раствора, физических свойств углеводородов в продуктивном коллекторе и времени, прошедшего с момента вскрытия пласта при бурении. В процессе бурения скважины в зависимости от соотношения различных факторов возможны формирование зоны во времени с увеличением размеров промытой зоны и зоны перехода, стабилизация зоны и, наконец, частичное расформирование ее под влиянием капиллярных сил и конвективной диффузии. Поэтому даже для одного и того же коллектора параметры $k_{\text{но}}$ и z в зоне исследования зондами, данные которых используются для определения $\rho_{\text{эл}}$, могут принимать различные значения в зависимости от времени между вскрытием и исследованием пласта.

Для оптимальных условий изучения зоны проникновения, соответствующих фазе завершения формирования зоны с параметром $D/d_{\text{с}} > 4$, наиболее вероятные пределы изменения $k_{\text{но з}} = 20 \div 40\%$, $z = 0,5 \div 5\%$. Иногда рекомендуют уточнять зна-

чение z для данного типа коллектора, рассчитывая его по формуле

$$z = \frac{\frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{зп}}} P_{\text{п}} - 1}{\frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}} - 1}, \quad (\text{II.25})$$

используя величины $\rho_{\text{зп}}$ и $P_{\text{п}}$, установленные для водоносных коллекторов, пористость которых определена по данным керна или другого геофизического метода. Такой путь определения значения z для последующего использования его в продуктивных коллекторах неприемлем, поскольку при прочих одинаковых условиях величина z в продуктивном, особенно нефтеносном, коллекторе будет выше, чем в водоносном [63].

Тесной связи величины $k_{\text{но з}}$ с коллекторскими свойствами пласта не существует, так как в зоне проникновения чаще всего отсутствует условие максимального (для данного коллектора) вытеснения нефти фильтратом. Более того, поскольку при неглубоком проникновении фильтрата величина $k_{\text{но з}}$ заключена в пределах $k_{\text{но пп}} < k_{\text{но з}} < k_{\text{н}}$, в хорошем коллекторе значение $k_{\text{но з}}$ может быть выше, чем в коллекторе с худшими свойствами, и достигать 40—50% [63]¹. Величина z при прочих постоянных условиях тесно связана с глинистостью коллектора. В чистых коллекторах z обычно не превышает 1%, в коллекторах с рассеянной глинистостью и полимиктовых достигает 5% и более.

Для установления $k_{\text{п}}$, как и при использовании $\rho_{\text{пп}}$, возможен следующий подход к определению $P_{\text{п}}$ по величине $\rho_{\text{зп}}$. Вводят обозначение

$$q_{\text{з}} = \frac{P_{\text{но зп}}}{z \left(\frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}} - 1 \right) + 1} \quad (\text{II.26})$$

и записывают формулу (II.21) в виде

$$P_{\text{п}} = \frac{\rho_{\text{зп}}}{\rho_{\text{ф}} q_{\text{з}}}. \quad (\text{II.27})$$

Далее для ряда коллекторов, величина $k_{\text{п}}$ которых известна по данным другого геофизического метода или представительного керна, рассчитывают величину $P_{\text{п}}$, пользуясь эталонной зависимостью $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ для коллекторов данного типа; затем, подставляя эту величину в уравнение (II.27), решают его относительно $q_{\text{з}}$. Сопоставляя значения $q_{\text{з}}$ и $k_{\text{п}}$ для коллекторов с известной пористостью, получают эмпирическую связь $q_{\text{з}} = f(k_{\text{п}})$, которую потом можно применять при расчете $P_{\text{п}}$ по формуле (II.27), так же как используется q при расчете $P_{\text{п}}$ по удельному сопротивлению $\rho_{\text{пп}}$ промытой зоны.

¹ Этот вывод согласуется с данными фирмы «Шлюмберже», recommending формулу $k_{\text{в пп}} = \frac{5}{V} \overline{k_{\text{в}}}$.

4. Используя зависимость $P_n = f(k_n)$, по найденному значению P_n определяют k_n .

Пример 3. Определить коэффициент пористости k_n терригенного нефтеносного коллектора по диаграмме МБК, если $\rho_{пл} = 9,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_p = 1,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при $t = 50^\circ \text{C}$, $\alpha_{СП} = 0,9$, $\rho_a = 0,065 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при $t = 50^\circ \text{C}$.

По кривым на рис. 47 находим для $\rho_p = 1,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при $t = 50^\circ \text{C}$ $\rho_f = 1,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Учитывая, что при 25°C $\rho_a = 0,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_f = 2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, по палетке на рис. 39, а определяем параметр $\Pi = 0,90$, соответствующий $\alpha_{СП} = 0,9$ при активности вмещающих глин $q_{гл} = 2$. Учитывая результаты определения $k_{но}$ на образцах из коллекторов данного типа, принимаем $k_{но} = 0,2$; этому значению по зависимости (V) $P_n = f(k)$ для $\rho_f = 2,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (см. рис. 74) соответствует $P_n = 1,2$. Принимая для промытой зоны $z = 0$, рассчитываем P_n по формуле (II.17): $P_n = \frac{9,5}{1,3 \cdot 1,2 \cdot 0,9} = 6,7$.

По номограмме на рис. 41, пользуясь шкалой для слабосцементированных коллекторов, находим $k_n = 30\%$.

Определение трещинной пористости в сложных карбонатных и трещинных терригенных коллекторах. Для карбонатных коллекторов сложного строения характерно наличие пустот различной геометрии. Наряду с межзерновыми порами в них присутствуют трещины, полости выщелачивания сложной формы, связанные с системой трещин, каверны. Для подсчета запасов и проектирования разработки необходима раздельная оценка компонент общей пористости k_n — межзерновой $k_{п\text{мз}}$, кавернозной $k_{п\text{к}}$, трещинной $k_{п\text{т}}$. В общем случае при наличии в породе всех указанных компонент эта задача решается на основе комплексной интерпретации диаграмм электрических, ядерных и акустических методов. Для некоторых сложных коллекторов (трещинный, трещинно-кавернозный и трещинный с полостями выщелачивания вдоль трещин, у которых блоки с межзерновой пористостью — матрица — непроницаемы) решение задачи возможно по данным метода сопротивлений или метода сопротивлений в комплексе с одним из методов пористости — нейтронным или гамма-гамма-методом. В коллекторах с плотной гидрофильной матрицей межзерновые поры насыщены пластовой водой как в неизменной части коллекторов, так и в зоне проникновения. Вторичные пустоты (трещины, каверны, полости выщелачивания) образуют эффективную пористость коллектора. Они заполнены фильтратом глинистого раствора в зоне проникновения, нефтью или газом в неизменной части коллектора; в прискважинной части, исследуемой микробоквом и псевдозондом, возможно коагмирование их глинистым материалом глинистого раствора.

Большой интерес представляет определение коэффициента трещинной пористости, поскольку присутствие в коллекторе системы трещин обеспечивает его высокую проницаемость и продуктивность, особенно при значительной раскрытости трещин (более 100 мкм). Разработаны способы выделения трещинных зон и определения в них $k_{п\text{т}}$: а) по удельному сопротивлению породы с учетом общей пористости по НГМ или ГМ в скважинах,

пробуренных на минерализованном растворе ($\rho_{\phi} \approx \rho_{\text{в}}$); б) по двум значениям $\rho_{\text{п}}$, установленным в результате повторных исследований методом двух растворов.

Физическая основа таких определений — результаты расчетов $\rho_{\text{п т}}$ модели трещинной породы с плотной матрицей, содержащей одну, две и три системы взаимно перпендикулярных трещин. В табл. 2 приведены расчетные формулы $\rho_{\text{п т}}$ для четырех вариантов (а, б, в, г) расположения и двух вариантов насыщения трещин. Вариант а соответствует системе параллельных трещин; ориентированных перпендикулярно к направлению распространения тока, вариант б — системе трещин, параллельных направлению тока, вариант в — двум системам трещин, перпендикулярных друг к другу, но параллельных направлению тока; вариант г — три взаимно перпендикулярные системы трещин, которые при любой их ориентации относительно направления тока имитируют хаотическую систему трещин. В первой графе приведены формулы для случая насыщения трещин водой, имеющей то же удельное сопротивление $\rho_{\text{в}}$, что и вода в порах блоков, во второй графе — для случая насыщения трещин фильтратом с удельным сопротивлением ρ_{ϕ} , отличающимся от $\rho_{\text{в}}$ ($\rho_{\phi} > \rho_{\text{в}}$); в третьей графе сравнения приведены выражения для трещинной среды с непроводящими блоками ($k_{\text{п мз}} = 0$).

ТАБЛИЦА 2. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ТРЕЩИННОГО КОЛЛЕКТОРА

Вариант располо- жения трещин	$k_{\text{п бл}} > 0$		$k_{\text{п бл}} = 0$
	$\rho_{\phi} = \rho_{\text{в}}$	$\rho_{\phi} > \rho_{\text{в}}$	$\rho_{\phi} = \rho_{\text{в}}$
а	$P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}}$	$P_{\text{п б}} \rho_{\phi}$	∞
б	$\frac{P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}}}{k_{\text{п т}} P_{\text{п бл}} + 1}$	$\frac{P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}}}{k_{\text{п т}} P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}} / \rho_{\phi} + 1}$	$\frac{\rho_{\text{в}}}{k_{\text{п т}}}$
в	$\frac{P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}}}{0,5 k_{\text{п т}} P_{\text{п бл}} + 1}$	$\frac{P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}}}{0,5 k_{\text{п т}} P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}} / \rho_{\phi} + 1}$	$\frac{\rho_{\text{в}}}{(1 - k_{\text{п т}})^{1/3}}$
г	$\frac{P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}}}{2/3 k_{\text{п т}} P_{\text{п бл}} + 1}$	$\frac{P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}}}{2/3 k_{\text{п т}} P_{\text{п бл}} \rho_{\text{в}} / \rho_{\phi} + 1}$	$\frac{\rho_{\text{в}}}{1 - (1 - k_{\text{п т}})^{2/3}}$

При бурении скважины на технической воде или минерализованном глинистом растворе, для которых $\rho_{\phi} \approx \rho_{\text{в}}$, проникновение в трещинный коллектор как водоносный, так и продуктивный, очень глубокое, и по диаграммам БЭЗ, зондов БК и индукционного определяется примерно одна и та же величина $\rho_{\text{эл т}} \approx \rho_{\text{п т}}$.

Для оценки $k_{п\tau}$ используют формулы первой графы, которые в общем виде можно представить так:

$$\rho_{п\tau} = \frac{P_{п\text{ бл}} \rho_{в}}{A k_{п\tau} P_{п\text{ бл}} + 1}; \quad (II.28)$$

здесь $P_{п\text{ бл}}$ — параметр пористости блоков с межзерновой пористостью $k_{п\text{ мз}}$; A — коэффициент, изменяющийся в пределах $0,5 < A < 1$ в зависимости от ориентации трещин в коллекторе.

Решив уравнение (II.28) относительно $k_{п\tau}$, получим

$$k_{п\tau} = B \left(\frac{\rho_{в}}{\rho_{п\tau}} - \frac{1}{P_{п\text{ бл}}} \right) = B \left(\frac{1}{P_{п\tau}} - \frac{1}{P_{п\text{ бл}}} \right), \quad (II.29)$$

где $P_{п\tau} = \rho_{п\tau} / \rho_{в}$ — параметр пористости трещинного коллектора; B — коэффициент, изменяющийся в пределах $2 > B > 1$ в зависимости от ориентации трещин; для хаотической системы трещин $B = 1,5$.

Расчетные графики $P_{п\tau} = f(k_{п})$ (рис. 50) получены с использованием формулы (II.28) для хаотической системы трещин в предположении, что

$$k_{п} = k_{п\tau} + k_{п\text{ бл}}(1 - k_{п\tau}); \quad (II.30)$$

$$P_{п\text{ бл}} = \frac{1}{k_{п\text{ бл}}^2}. \quad (II.31)$$

Величину $k_{п\tau}$ при вскрытии коллектора на глинистом растворе с минерализацией, близкой к пластовой воде, рассчитывают по формуле (II.29), используя значения $\rho_{п\tau}$, найденные по данным метода сопротивлений (предпочтительнее по диаграмме БК), $\rho_{в}$, известные для вод исследуемых отложений, $P_{п\text{ бл}}$, полученные по формуле (II.31) для $k_{п\text{ бл}}$ ($k_{п\text{ бл}}$ определяют по данным одного из методов пористости — НГМ, ГГМ, акустического — или по керну); величину B выбирают в зависимости от ориентации трещин, если она известна; в противном случае полагают $B = 1,5$.

Подставив эти значения в формулу (II.29), вычисляют $k_{п\tau}$. Если при расчете $k_{п\tau}$ в качестве $k_{п\text{ бл}}$ использовали значение $k_{п}$, определенное по НГМ, то полученное значение $k_{п\tau}$ является первым приближением $k_{п}$. В этом случае для получения более точной величины $k_{п}$ рассчитывают $k_{п\text{ бл}} = k_{п} - k_{п\tau}$ и повторяют расчет $k_{п\tau}$, используя исправленное значение $k_{п\text{ бл}}$.

Формулы для расчета $\rho_{п\tau} \approx \rho_{зп\tau}$ при наличии в трещинах фильтрата с удельным сопротивлением $\rho_{ф}$, отличающимся от $\rho_{в}$, можно представить в виде следующего обобщенного выражения:

$$\rho_{зп\tau} = \frac{P_{п\text{ бл}} \rho_{в}}{A k_{п\tau} P_{п\text{ бл}} (\rho_{в} / \rho_{ф} + 1)}. \quad (II.32)$$

Анализ формулы (II.32) показывает, что чем больше $\rho_{ф}$ по сравнению с $\rho_{в}$, тем ближе значение $\rho_{п\tau}$ к удельному сопротивле-

нию блоков $\rho_{п\text{ бл}}$, поэтому при $\rho_{ф}^f > 10\rho_{в}$, $k_{п\text{ т}} < 0,01$ и $P_{п\text{ бл}} > 100$ можно положить $\rho_{п\text{ т}} \approx \rho_{п\text{ бл}}$. Следовательно, по данным однократного измерения методом сопротивлений при пресном фильтрате определить величину $k_{п\text{ т}}$ невозможно. Однако при этом создаются благоприятные условия для оценки $k_{п\text{ мз}}$ блоков по удельному сопротивлению зоны проникновения $\rho_{зп\text{ т}} \approx \rho_{п\text{ т}}$.

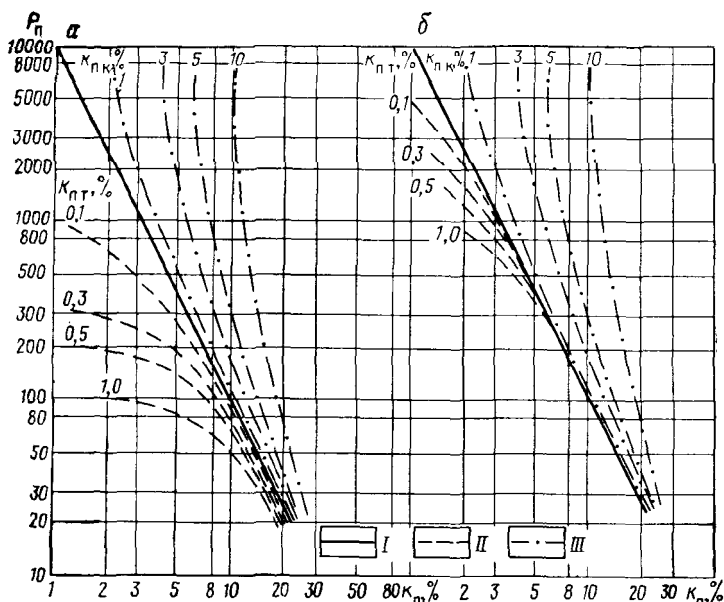


Рис. 50. Зависимости параметра пористости $P_{п}$ от коэффициента пористости $k_{п}$ для моделей пород с межзерновой (I), трещинной (II) и кавернозной (III) пористостью породы.

а — трещины, каверны, межзерновые поры насыщены водой одинаковой минерализации;
б — трещины, каверны насыщены водой с $\rho_{ф} = 10\rho_{в}$, межзерновые поры — водой с $\rho_{в}$.

При наличии двух измерений $\rho_{зп\text{ т}}^{(1)}$ и $\rho_{зп\text{ т}}^{(2)}$ при заполнении трещин фильтратом различной минерализации с удельными сопротивлениями $\rho_{ф1}$ и $\rho_{ф2}$ можно рассчитать $k_{п\text{ т}}$ по формуле

$$k_{п\text{ т}} = B \frac{\rho_{ф1}\rho_{ф2}(\rho_{зп\text{ т}}^{(2)} - \rho_{зп\text{ т}}^{(1)})}{\rho_{зп\text{ т}}^{(1)}\rho_{зп\text{ т}}^{(2)}(\rho_{ф2} - \rho_{ф1})}, \quad (II.33)$$

где B имеет тот же смысл, что и в формуле (II.29).

Выражение (II.33) является решением относительно $k_{п\text{ т}}$ системы уравнений, составленных из выражений для $\rho_{зп\text{ т}}^{(1)}$ и $\rho_{зп\text{ т}}^{(2)}$ по формуле (II.32).

Расчет $k_{п\text{ т}}$ (метод двух растворов) по формуле (II.33) обеспечивает получение более надежного значения коэффициента трещинной пористости, чем определение его по данным однократного измерения при минерализованном глинистом растворе, поскольку

в выражение (II.33) не входят величины, зависящие от коэффициента пористости блоков $k_{п\text{ бл}}$, которые определяются или принимаются нередко со значительной погрешностью, что, в свою очередь, вызывает погрешность при расчете $k_{п\text{ т}}$.

Основные погрешности при определении $k_{п\text{ т}}$ методом двух растворов обусловлены: а) неправильным выбором B , несоответствующим реальной системе трещин; б) использованием значений $\rho_{ф1}$, $\rho_{ф2}$, отличающихся от действительных; в) несоблюдением условия о полной непроницаемости блоков, когда межзерновые поры блоков частично насыщены смесью фильтрата с пластовой водой и формулы таблицы неприменимы.

В реальных карбонатных разрезах чисто трещинный коллектор встречается реже, чем коллекторы смешанного типа, содержащие трещины — трещинно-кавернозные, трещинно-карстовые и т. п.

Кавернозные породы можно представить плотной непроницаемой матрицей с удельным сопротивлением $\rho_{п\text{ бл}}$ (как и для трещинного коллектора), где хаотически рассеяны сферические пустоты, которые во много раз больше межзерновых пор в матрице. При заполнении каверн и пор матрицы водой с одинаковым удельным сопротивлением ρ_v в первом приближении полагают, что каверны не влияют на удельное сопротивление $\rho_{п\text{ к}}$ и параметр $P_{п\text{ к}}$ породы. Зависимость $P_{п\text{ к}} = f(k_{п\text{ к}})$ для кавернозной породы с $k_{п\text{ к}} = \text{const}$ при таком допущении можно получить, сопоставляя с различными значениями общей пористости $k_{п} = k_{п\text{ мз}} + k_{п\text{ к}}$ величину параметра $P_{п\text{ к}}$, соответствующую задаваемым значениям $k_{п\text{ мз}} = k_{п} - k_{п\text{ к}}$. Очевидно, что такая зависимость $P_{п\text{ к}} = f(k_{п\text{ к}})$ будет расположена выше зависимости $P_{п} = f(k_{п})$ для породы с межзерновой пористостью при отсутствии каверн (рис. 50).

Более точное выражение для удельного сопротивления кавернозной породы можно получать на основе известной формулы Максвелла. При заполнении каверн водой с удельным сопротивлением ρ_v

$$\rho_{п\text{ к}} = \frac{P_{п\text{ бл}}(1 - k_{п\text{ к}}) + (2 + k_{п\text{ к}})}{P_{п\text{ бл}}(1 + 2k_{п\text{ к}}) + 2(1 - k_{п\text{ к}})} P_{п\text{ бл}}\rho_v. \quad (\text{II.34})$$

Учитывая, что $P_{п\text{ бл}} \gg 1$, а $k_{п\text{ к}} < 1$, для пород с небольшой общей пористостью

$$\rho_{п\text{ к}} \approx \frac{1 - k_{п\text{ к}}}{1 + 2k_{п\text{ к}}} \rho_{п\text{ бл}}. \quad (\text{II.35})$$

Данная модель породы не является моделью коллектора, поскольку каверны разобщены непроницаемой матрицей. Если каверны хаотически расположить в объеме одной из рассмотренных моделей трещинного коллектора, но так, что все каверны и трещины образуют единую гидродинамическую систему, получим модель трещинно-кавернозного коллектора, удельное сопротивление которого $\rho_{п\text{ тк}}$ при заполнении межзерновых пор, тре-

щин и каверн водой с удельным сопротивлением ρ_v выразится приближенной формулой

$$\rho_{п\text{тк}} \approx \frac{1 - k_{пк}}{1 + 2k_{пк}} \rho_{п\text{т}}, \quad (\text{II.36})$$

где $\rho_{п\text{т}}$ определяется одним из выражений первой графе табл. 2 в зависимости от системы расположения трещин.

Одновременное присутствие в породе каверн и трещин способствует ослаблению влияния каждого из этих видов пустот на удельное сопротивление породы. Заметное влияние трещин на зависимости $P_{п\text{тк}} = f(k_{пк})$ сказывается только при $k_{пк}/k_{пт} < 2$, а заметное влияние каверн — при $k_{пк}/k_{пт} > 10$. Для наиболее типичных в практике отношений $k_{пк}/k_{пт} = 2 \div \div 10$ расчетные графики $P_{п\text{тк}} = f(k_{пк})$ мало отличаются от зависимости $P_{п} = f(k_{пк})$ (рис. 51). Вследствие этого признак, позволяющий выделять трещинный коллектор на фоне плотных пород при бурении скважины на соленом растворе (снижение удельного сопротивления $\rho_{п\text{т}}$ по сравнению с $\rho_{п\text{мз}}$ для породы с той же общей пористостью $k_{пк}$ при отсутствии трещин) не будет, как правило, характерным для большей части трещинно-кавернозных коллекторов.

При бурении на пресном глинистом растворе каверны (если каждая из них пересечена хотя бы одной трещиной) и трещины в зоне исследования методами электрометрии насыщены водой с удельным сопротивлением $\rho_{\phi} > \rho_v$. В этом случае величина $\rho_{зп\text{тк}}$, определяемая по данным электрометрии, рассчитывается по формуле

$$\rho_{зп\text{тк}} = \frac{\rho_{зп\text{т}}(1 - k_{пк}) + (2 + k_{пк})\rho_{\phi}}{\rho_{зп\text{т}}(1 + 2k_{пк}) + 2(1 - k_{пк})\rho_{\phi}} \rho_{зп\text{т}}, \quad (\text{II.37})$$

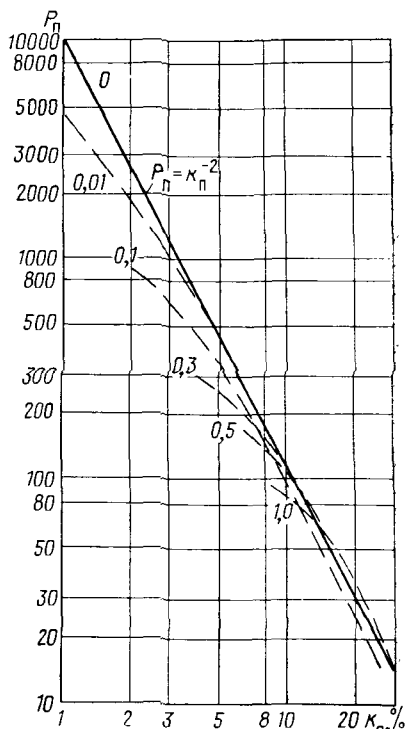


Рис. 51. Зависимости параметра пористости $P_{п}$ от коэффициента пористости $k_{пк}$ для моделей трещинно-кавернозной породы.

Шифр кривых — $k_{пт}$ в %. Для всех моделей $k_{пк} = 10k_{пт}$. Минерализация воды в трещинах, кавернах и межзерновых порах одинакова

где $\rho_{зп\tau}$ — электрическое удельное сопротивление трещинного коллектора, определяемое одной из формул второй графы табл. 2 в зависимости от системы расположения трещин.

При небольшом отличии ρ_{ϕ} от $\rho_{\text{в}}$, например если $\rho_{\phi} \geq 2 \div \div 3\rho_{\text{в}}$, вторыми слагаемыми в числителе и знаменателе выражения (II.37) можно пренебречь, и оно превратится в формулу (II.36) при условии, что в качестве $\rho_{зп\tau}$ используются выражения второй графы табл. 2.

Расчеты показывают, что величина $\rho_{зп\tau\kappa}$ при наличии в кавернах и трещинах пресного фильтрата ($\rho_{\phi} \geq 10\rho_{\text{в}}$) и соотношениях между $k_{п\kappa}$, $k_{п\tau}$, $k_{п\text{мз}}$, соответствующих реальным трещинно-кавернозным коллекторам с плотной матрицей, близка к значению $\rho_{\text{вп бл}}$, что позволяет и в этом случае использовать метод сопротивлений для оценки $k_{п\text{мз}}$ блоков.

Очевидно, что по данным однократных исследований методом сопротивлений при бурении скважины как на соленом, так и на пресном растворе определить $k_{п\kappa}$ трещинно-кавернозного коллектора невозможно. При исследовании трещинно-кавернозного коллектора методом двух растворов $k_{п\kappa}$ определить также нельзя по диаграммам сопротивлений. Величину $k_{п\tau}$ трещинно-кавернозного коллектора рассчитывают по формуле (II.33), используя, как и для трещинного коллектора, данные метода двух растворов, полагая, что $k_{п\tau}$ включает и долю объема каверн, общую с трещинами, пересекающими каверны («проточная» часть объема каверн). Более точное выражение для $k_{п\tau}$ трещинно-кавернозной породы в соответствии с уравнениями (II.35) и (II.36) будет:

$$k_{п\tau} = \frac{1 + 2k_{п\kappa}}{1 - k_{п\kappa}} k'_{п\tau}, \quad (\text{II.38})$$

где $k'_{п\tau}$ — величина, рассчитанная по формуле (II.33).

Однако для получения уточненного значения $k_{п\tau}$ надо знать коэффициент $k_{п\kappa}$, который, как правило, неизвестен и может быть установлен только по данным комплексной интерпретации диаграмм радиометрии, электрических, акустических методов и керна.

Для реальных карбонатных разрезов обычно $k_{п\kappa} < 0,1$, поэтому даже при значительной кавернозности трещинно-кавернозного коллектора ошибка в сторону занижения величины $k_{п\tau}$ не превысит $1/3$ $k_{п\tau}$ при расчете $k_{п\tau}$ по формуле (II.38).

Мы рассмотрели два предельных случая сложного карбонатного коллектора с непроницаемой матрицей: чисто трещинного и трещинно-кавернозного. В карбонатных разрезах чаще встречаются коллекторы, пересеченные системой или системами трещин неравномерной (по простиранию трещины) раскрытости, часто с большими полостями выщелачивания, генетически связанными с трещинами. Такие коллекторы можно аппроксимировать моделью, представленной различными вариантами модели

трещинного коллектора, в которой хаотически расположены пустоты в виде двух- или трехосных эллипсоидов с различными параметрами. При прочих равных условиях расчетные величины $\rho_{п}$ такой породы будут промежуточными между расчетными значениями $\rho_{п\tau}$ и $\rho_{п\tau\kappa}$ для трещинной и трещинно-кавернозной породы. Как и для рассмотренных выше моделей, для этих более сложных моделей будут справедливы следующие важные для практики положения: 1) коэффициент $k_{п\tau}$ можно определять способом двух растворов, рассчитывая его по формуле (II.33); 2) при бурении скважины на пресном глинистом растворе $\rho_{ф} > 10\rho_{в}$ электрическое удельное сопротивление $\rho_{п}$ сложного коллектора близко к электрическому удельному сопротивлению $\rho_{п\text{ бл}}$ блоков непроницаемой матрицы и может быть использовано для определения $k_{п\text{ мз}}$ блоков.

Рассмотренные способы определения $k_{п\tau}$ методом сопротивлений можно использовать и для других разновидностей трещинных коллекторов, не связанных с карбонатными отложениями. К таким породам относятся: 1) коллекторы в трещинных аргиллитах (например, продуктивные отложения баженовской свиты в Тюменской области); 2) трещинные плотные песчаники и алевролиты, не содержащие эффективных межзерновых пор, залегающие на глубине свыше 4 км во многих нефтегазоносных районах; 3) некоторые разновидности трещинных вулканогенных пород с непроницаемой матрицей (Северный Кавказ, Азербайджан, Грузия, Степной Крым).

В практике известны также порово-трещинные, порово-кавернозно-трещинные карбонатные и трещинно-поровые терригенные коллекторы. Трещины в поровом коллекторе (карбонатном или терригенном) практически не играют роли в оценке его емкости, поскольку $k_{п\text{ мз}} \gg k_{п\tau}$, а величиной $k_{п\tau}$ при подсчете запасов можно пренебречь; то же следует сказать и о порово-кавернозно-трещинном карбонатном коллекторе, поскольку $k_{п\text{ мз}} + k_{п\tau} \gg k_{п\tau}$.

Пример 4. Рассчитать коэффициент трещинной пористости $k_{п\tau}$ карбонатной породы по диаграммам БК и НГМ, полученным в скважине, которая пробурена на солевой воде, близкой по минерализации к пластовым водам. Исходные данные: по БК $\rho_{п} = 13$ Ом·м, по НГМ $k_{п\text{ осм}} = 4\%$; по данным анализа проб воды при температуре пласта $\rho_{в} = 0,05$ Ом·м. Учитывая, что общая пористость породы низкая, полагаем: а) вторичная пористость представлена только трещинами; б) матрица («блок») с межзерновой пористостью непроницаема. Считаем также, что остаточные нефть и газ в зоне исследования БК отсутствуют. По кривой *I* на рис. 50, а находим параметр $P_{п\text{ бл}} = 630$, соответствующий породе с межзерновой пористостью $k_{п} = 4\%$.

В действительности параметр пористости породы составляет $P_{п\tau} = \frac{13}{0,05} = 260$. Соотношение $P_{п\tau} < P_{п\text{ бл}}$ указывает на присутствие в породе трещин. На рис. 50, а значению $k_{п} = 4\%$ при $P_{п\tau} = 260$ соответствует величина $k_{п\tau} = 0,15\%$. Аналогичный результат получим при расчете $k_{п\tau}$ по формуле (II.29) для $B = 1,5$, что соответствует хаотической системе трещин.

Пример 5. Рассчитать величину $k_{п\tau}$ в карбонатном коллекторе по результатам исследований БК методом двух растворов, если известно: $\rho_{зп\tau}^{(1)} =$

$= 17 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_{\text{ф}1} = 0,3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (более минерализованный раствор); $\rho_{\text{зп т}}^{(2)} = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_{\text{ф}2} = 1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (менее минерализованный раствор). При расчете предполагаем, что матрица породы непроницаемая и все приращение $\Delta\rho_{\text{зп т}}$ после смены раствора обусловлено только влиянием трещин. Величину $k_{\text{п т}}$ рассчитываем по формуле (11.33), полагая, что матрица породы непроницаемая, а трещины составляют только одну систему и ориентированы перпендикулярно к оси скважины, следовательно, $B = 1$; получаем $k_{\text{п т}} = 3,8 \cdot 10^{-3} = 0,38\%$.

МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ СОБСТВЕННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Благоприятной предпосылкой для определения коэффициента пористости терригенных коллекторов по диаграммам потенциалов собственной поляризации является наличие достаточно тесной корреляционной связи между амплитудой СП (E_s или $\alpha_{\text{СП}}$) и коэффициентом пористости. Такая связь нередко наблюдается в кварцевых (девон, карбон Волго-Уральской нефтегазоносной провинции) и полимиктовых (мезозойские продуктивные отложения нефтяных и газовых месторождений Тюменской области) песчаниках и алевролитах. Для таких коллекторов характерно изменение пористости в довольно широких пределах, главным образом за счет рассеянной глинистости коллекторов, причем с ростом глинистости пористость уменьшается. Дополнительные условия успешного определения пористости по диаграммам СП следующие: а) постоянство в минерализации и химическом составе пластовых вод в изучаемом разрезе, а также фильтрата глинистого раствора в исследуемом интервале данной скважины; б) достаточно однородный минеральный состав цемента заполнения пор при преобладании глинистого цемента и подчиненном значении других видов цемента — железистого, карбонатного, силикатного; в) хорошая отсортированность зерен скелетной фракции коллектора — песчаных и алевритовых; необходимо также, чтобы $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}} \geq 3 \div 5$ [11, 25].

Для определения пористости по диаграмме СП предпочтительно использовать относительную приведенную амплитуду $\alpha_{\text{СП}}$ (см. гл. I). Предварительная обработка и интерпретация диаграммы СП в этом случае сводится к следующему.

1. Для исследуемого участка разреза проводят линии глин и чистых коллекторов, которые соответствуют максимальному и минимальному значениям $U_{\text{СП}}$ и ограничивают область возможного изменения $U_{\text{СП}}$ для всех пород с промежуточной характеристикой. Линию глин проводят так, чтобы она соответствовала наиболее высоким устойчивым значениям потенциала.

Линию чистых коллекторов на диаграмме СП проводят по максимальным отклонениям кривой $U_{\text{СП}}$ от линии глин в сторону отрицательных значений $U_{\text{СП}}$, наблюдаемых в верхней, средней и нижней частях изучаемого разреза, при этом отдают предпочтение устойчивым значениям в мощных пластах и не принимают во внимание отрицательных аномалий в отдельных тонких пла-

стах («всплески»), где отклонение от линии глины влево превосходит принятое максимальное отклонение. Линии чистых пород обычно соответствуют показаниям СП в наименее глинистых, обычно лучших коллекторах данного разреза, также в плотных песчаниках и алевролитах с карбонатным или силикатным цементом. Если исследуемый участок разреза имеет значительную мощность (более 100 м), то благодаря уплотнению с глубиной глинистых пород, влиянию термобарических условий и других факторов отмечается закономерный наклон линии глин в сторону увеличения и линии чистых пород в сторону снижения потенциала $U_{СП}$.

2. В пластах, соответствующих линии чистых пород, находят приведенную амплитуду $E_{s \max}$, которую рассчитывают по формуле

$$E_{s \max} = \frac{\Delta U_{СП \max}}{\gamma_{СП}} \quad (II.39)$$

используя фактическую амплитуду $\Delta U_{СП \max}$, определенную по диаграмме СП, и поправочный коэффициент $\gamma_{СП}$, который находят по соответствующим палеткам, учитывающим относительную мощность пласта (h/d_c), соотношение удельных сопротивлений пласта, вмещающих пород и глинистого раствора (ρ_p/ρ_r , $\rho_{гм}/\rho_r$) и, если отмечается проникновение, — параметры зоны проникновения ($\rho_{зп}/\rho_r$, D/d_c) [11, 25]. Обычно значения $E_{s \max}$ практически не отличаются от $\Delta U_{СП \max}$, в связи с чем положение линии чистых пород не меняется при переходе $\Delta U_{СП \max}$ к $E_{s \max}$. В тех случаях, когда $E_{s \max}$ заметно отличается от $\Delta U_{СП \max}$ в опорных пластах, по которым проводят линию чистых коллекторов, положение этой линии уточняют в соответствии с вычисленными значениями.

3. Во всех пластах, отмечаемых отрицательными аномалиями $U_{СП}$, определяют фактическую величину $\Delta U_{СП}$, а затем по формуле (II.39) рассчитывают приведенное (статическое) E_s значение амплитуды аномалии, учитывая электрические параметры пласта, вмещающих пород и глинистого раствора.

4. Для пластов, где определена величина E_s , рассчитывают относительную приведенную $\alpha_{СП}$ аномалию СП по формуле

$$\alpha_{СП} = E_s/E_{s \max} \quad (II.40)$$

используя значение $E_{s \max}$, соответствующее тому участку разреза, в пределах которого расположен данный пласт.

Величину k_n для каждого намеченного пласта находят по графику $\alpha_{СП} = f(k_n)$ соответственно заданному значению $\alpha_{СП}$.

Корреляционную связь между параметрами $\alpha_{СП}$ и k_n получают, сопоставляя $\alpha_{СП}$ и k_n для интервалов, в которых величина k_n известна по данным представительного ядра или другого геофизического метода. Типичная корреляционная связь между $\alpha_{СП}$ и k_n изображена на рис. 52. Характерная особенность этой

связи — выполаживание ее в области наиболее высоких значений k_n , соответствующей слабоглинистым коллекторам, пористость которых слабо зависит от глинистости, и низких значений k_n , характерных для плотных пород-коллекторов. Область средних значений пористости, в которой наблюдается наиболее резкое изменение $\alpha_{СП}$ с ростом k_n , соответствует средним и плохим коллекторам, пористость которых существенно зависит от глини-

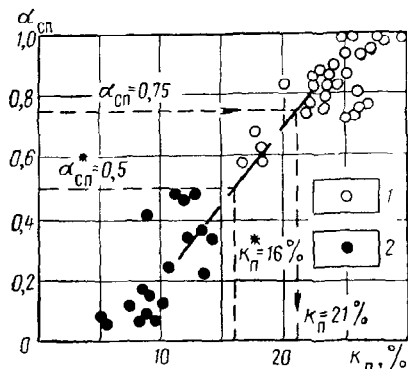


Рис. 52. Типичная корреляционная связь между относительной амплитудой $\alpha_{СП}$ и коэффициентом пористости k_n .

1 — коллектор; 2 — неколлектор

стости, и породам, переходным от коллекторов к неколлекторам. Целесообразность применения метода СП для определения пористости изучаемых отложений устанавливается на основе анализа конкретной связи между $\alpha_{СП}$ и k_n для данных отложений с учетом критического значения k_n^* , характеризующего границу коллектор — неколлектор. Если в области $k_n > k_n^*$ величина $\alpha_{СП}$ близка к 1 и слабо изменяется при увеличении k_n , определение k_n методом СП лишено смысла. Если в области $k_n > k_n^*$ $\alpha_{СП}$ изменяется в широких пределах с ростом k_n , использовать диаграммы СП для определения k_n целесообразно.

Для любых отложений нецелесообразно определять k_n по $\alpha_{СП}$ в области слабоглинистых и чистых коллекторов, в которых значение $\alpha_{СП}$ близко к единице и слабо зависит от k_n . Нижнее граничное значение k_n этой области неодинаково для отложений различного возраста и разной степени преобразованности; так, для песчаников девона Татарии и Башкирии оно составляет 18—20%, для песчаников готерив-баррема нефтяных месторождений Тюменской области 24—26%, для песчаников сеномана газовых месторождений севера Тюменской области 28—30%. Обычно чем древнее отложения и больше степень их метаморфизма, тем ниже это граничное значение пористости.

Определение пористости терригенных коллекторов по диаграммам СП, предложенное В. Н. Дахновым [25, 27], широко применялось в 50—60-х годах, благодаря сравнительной простоте методики, а также из-за отсутствия в то время удовлетворительных способов установления k_n по диаграммам других геофизических методов, обеспечивающих более надежное получение пори-

стости. В настоящее время масштабы определений k_n по диаграммам СП значительно сократились вследствие усовершенствования нейтронных методов установления пористости с учетом глинистости, широкого внедрения на производстве акустических методов исследования разрезов нефтяных и газовых скважин, фокусированных электрических методов, в частности МБК. Однако в тех случаях, когда диаграммы новых методов отсутствуют, метод СП при наличии указанных выше благоприятных условий позволяет приближенно оценить k_n терригенных глинистых коллекторов с рассеянной глинистостью.

Возможности использования его ограничиваются скважинами, пробуренными на пресном глинистом растворе. В скважинах, пробуренных на соленой воде или на нефилтующемся известково-битумном растворе, качественные диаграммы СП получить не удастся, поэтому и определить k_n по диаграммам СП невозможно.

Перспективно использование диаграмм СП: а) в комплексе с методами пористости (нейтронными, акустическими) для одновременной оценки пористости и глинистости; б) в комплексе с гамма-методом для решения той же задачи [65]. Эти способы комплексной интерпретации основаны на тесной связи параметра $\alpha_{СП}$ с относительной глинистостью $\eta_{гг}$.

Пример 6. Определить пористость пласта песчаника с помощью корреляционной связи между параметрами $\alpha_{СП}$ и k_n , если известно, что $E_{s\max} = 100$ мВ, $E_s = 75$ мВ. Рассчитываем $\alpha_{СП} = 0,75$ по графику на рис. 52; находим $k_n = 21\%$. Учитывая, что для данных отложений $k_n^* = 16\%$, устанавливаем, что данный пласт является коллектором, поскольку $k_n > k_n^*$.

НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ

Общие положения. Для определения коэффициента пористости горных пород используют три модификации стационарных нейтронных методов: нейтронный гамма-метод (НГМ), нейтрон-нейтронный метод по тепловым (ННМ-Т) и надтепловым (ННМ-НТ) нейтронам, а также в небольшом объеме импульсные нейтронные методы (ИНМ).

Показания всех трех модификаций стационарных методов зависят в основном от содержания водорода в среде, окружающей прибор. Однако в некоторых случаях заметное влияние на показания оказывает также химический состав и плотность скелета горной породы. Показания НГМ и ННМ-Т в некоторой степени зависят также от содержания хлора в пластовых водах и глинистом растворе.

Поскольку в СССР ННМ-НТ применяется мало и палетки для него неполны, в данной работе рассматриваются НГМ и ННМ-Т. Интерпретация ННМ-НТ (если имеются соответствующие палетки) проводится аналогично интерпретации ННМ-Т. Изменяется только учет минерализации вод, влияние которой при

ПРИМ ПРИ весьма слабое, обусловленное лишь некоторым уменьшением концентрации водорода в соленой воде по сравнению с пресной.

Водородосодержанию газа, воды и нефти, заполняющих поры горных пород, и также минералов, содержащих в своем составе связанную воду (гипс, глинистые минералы и т. п.), удобно выражать через их водородный индекс (ВИ) w , равный отношению молярной атомной концентрации водорода в жидкости, газе или минерале к его концентрации в пресной воде при нормальных условиях. Ту же величину для горной породы в целом называют ее эквивалентной влажностью.

Водородный индекс пресной воды по определению равен 1, а для соленой воды может быть вычислен по формуле¹

$$w_B = (\delta_B - c) / \delta_{B0}; \quad (II.41)$$

здесь δ_{B0} — плотность пресной воды при нормальных условиях; δ_B — то же, для соленой воды в условиях измерений, в частности, при пластовых давлении и температуре; c — минерализация воды (в тех же единицах, что и δ).

Поскольку при нормальных условиях для растворов NaCl

$$\delta_B = \delta_{B0} + 0,64c,$$

то

$$w_B = 1 - 0,36 \frac{c}{\delta_{B0}} = 1 - 0,36c', \quad (II.42)$$

где c' — величина c , выраженная в г/см³.

Отношение плотности (или ВИ) пресной воды при нормальных условиях к ее плотности (или ВИ) при давлении p и температуре t в показано на рис. 64. Этот рисунок с удовлетворительной точностью можно применить и к минерализованной воде.

Для углеводородов со средней молекулярной формулой C_xH_y и плотностью δ_{yB}

$$w_{yB} = \frac{9y}{12x + y} \frac{\delta_{yB}}{\delta_{B0}}. \quad (II.43)$$

Для нефти (приближенная формула C_nH_{2n})

$$w_n = \frac{9}{7} \frac{\delta_n}{\delta_{B0}}, \quad (II.44)$$

где δ_n — плотность нефти в пластовых условиях.

В частном, но распространенном случае метана CH_4

$$w_{CH_4} = \frac{9}{4} \frac{\delta_m}{\delta_{B0}} = 1,6 \cdot 10^{-3} \frac{t_0}{t} \frac{p}{p_0} \frac{1}{z}, \quad (II.45)$$

¹ Величины w , $k_{пн}$, Δw в формулах этого раздела предполагаются выраженными в долях единицы.

где $t_0 = 273,2$ К; $p_0 = 1$ кгс/см²; t и p — пластовые температура и давление в К и кгс/см² соответственно; z — коэффициент сжимаемости, значения которого приведены в [69].

Для наиболее часто встречающихся значений пластового давления и температуры ($p = 50 \div 300$ кгс/см², $t = 20 \div 150^\circ$ С) z колеблется в пределах 0,8—1,03. Поскольку при $p < 300$ кгс/см² величина ВИ для метана меньше, чем для воды, и ее достаточно определять с небольшой точностью, в указанных интервалах изменения p и t обычно допустимо использование одного и того же среднего значения $z = 0,9$.

Водородный индекс чистого (не содержащего минералы с химически связанной водой) пласта

$$w = k_{\text{п}} w_{\text{фл}}; \quad (\text{II.46})$$

здесь $w_{\text{фл}}$ — ВИ флюида

$$w_{\text{фл}} = k_{\text{в}} w_{\text{в}} + k_{\text{н}} w_{\text{н}} + k_{\text{г}} w_{\text{г}}; \quad (\text{II.47})$$

$k_{\text{в}}$, $k_{\text{н}}$, $k_{\text{г}}$ — соответственно коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщения; $w_{\text{г}}$ — водородный индекс газа.

Водородный индекс пласта с пористостью $k_{\text{п}}$ и объемной глинистостью $k_{\text{гл}}$

$$w = k_{\text{п}} w_{\text{фл}} + k_{\text{гл}} w_{\text{св}}, \quad (\text{II.48})$$

где $w_{\text{св}}$ — содержание связанной воды в единице объема глинистой фракции, под которым в различных случаях подразумевается различная величина в зависимости от того, включается ли в объем пор (в коэффициент $k_{\text{п}}$) объем, занятый гигроскопической водой.

Для водоносных пластов

$$w_{\text{фл}} = w_{\text{в}} = \frac{\delta_{\text{в}} - c}{\delta_{\text{во}}} \approx 1 - 0,36c'; \quad (\text{II.49})$$

для нефтеносных

$$w_{\text{фл}} = w_{\text{в}} (1 - k_{\text{н}}) + w_{\text{н}} k_{\text{н}}. \quad (\text{II.50})$$

Поскольку различие $w_{\text{в}}$ и $w_{\text{н}}$, а также отличие их от единицы обычно малы, то ВИ водоносного ($w_{\text{вп}}$) и нефтеносного ($w_{\text{нп}}$) пластов с достаточной точностью определяется соотношением

$$w_{\text{нп}} \approx w_{\text{вп}} \approx k_{\text{п}} + k_{\text{гл}} w_{\text{св}}. \quad (\text{II.51})$$

Из-за отличия химического состава скелета и плотности горной породы от состава и плотности эталонной среды, для которой построена палетка зависимости показаний нейтронных методов от влажности (или ВИ), а также вследствие некоторых других неучтенных факторов, эффективное (кажущееся) значение ВИ пласта $w_{\text{к}}$, определенное при интерпретации данных нейтронных

методом¹, может отличаться от истинного значения w на некоторую величину Δw . Последнюю с достаточной точностью можно представить в виде суммы частных поправок Δw_i , обусловленных несоответствием стандартным условиям, для которых составлена наметка пористости, таких факторов, как состав скелета ($\Delta w_{ск}$), его плотность ($\Delta w_{пл}$), содержание глинистой фракции ($\Delta w_{гн}$), минерализация вод ($\Delta w_{св}$), наличие глинистой корки ($\Delta w_{гк}$) и т. п.

В ряде случаев, когда аномалия плотности относительно плотности стандартной породы обусловлена различием в химическом составе скелета, целесообразно вместо $\Delta w_{ск}$ и $\Delta w_{пл}$ вводить одну поправку $\Delta w_{лит}$ за литологию пласта.

Вводить отдельную поправку за плотностной эффект целесообразно в газоносных и частично в глинистых пластах.

Радиус зоны исследования хлоросодержания пласта нейтронным гамма-методом не превышает 15—20 см, а для ННМ-Т еще меньше. В необсаженных скважинах прискважинная часть пластов коллекторов с таким радиусом занята обычно зоной проникновения фильтрата глинистого раствора. Поэтому под минерализацией пластовых вод здесь понимается средняя минерализация смеси фильтрата и пластового флюида в зоне с указанными размерами. Структура горных пород не влияет на показания, если размер неоднородностей не превышает нескольких сантиметров. Как показано О. В. Поликарпочкиным и нами, при больших размерах слоев слоистая среда ведет себя как однородная, эквивалентная влажности которой несколько ниже среднего значения для пачки переслаивания. В случае крупных каверн наблюдается обратная картина.

На показания нейтронных методов кроме указанных факторов оказывают влияние индивидуальные особенности прибора, а также произведение скорости его движения v на постоянную времени t регистрирующей ячейки. Влияние первого фактора исключается различными способами эталонирования приборов, второго — введением поправки по соответствующей формуле или номограмме.

Наконец, величина, регистрируемая при НГМ, представляет собой сумму собственно нейтронного (радиационного) гамма-излучения (включая сюда и другие виды гамма-излучения, неотъемлемо связанные с методом, например собственный фон гамма-излучения источника и т. п.) и фона естественного гамма-излучения (фон ГМ). Фон ГМ до интерпретации должен быть вычтен из показаний НГМ. Именно эти величины (после вычета фона ГМ) и будут называться показаниями НГМ. При ННМ-Т и ННМ-НТ фон практически равен нулю.

Преимущества нейтронного метода определения коэффициента пористости — это почти полное отсутствие влияния структуры

¹ Эта величина в литературе называется также кажущимся коэффициентом пористости по данным нейтронного метода, короче, пористостью по НМ (ННМ или НГМ), и обозначается $k_{пн}$.

горных пород, возможность использования его как в водоносных, так и нефтеносных пластах, в обсаженных трубами скважинах. К недостаткам следует отнести заметное влияние скважинных факторов и литологии пластов. Учесть эти факторы бывает иногда трудно из-за неполноты информации о них, а в некоторых случаях — из-за недостаточной точности соответствующих номограмм.

В ряде случаев интерпретатор не в состоянии заметить присутствие искажающих факторов, поскольку комплекс геофизических методов к ним слабо чувствителен. Это относится, например, к составу твердого скелета, в частности, к содержанию гипса, вносящего большие искажения в результате интерпретации данных нейтронных методов.

Часто возможности нейтронных методов используются не в полной мере вследствие неудовлетворенной организации работ: несвоевременно и в ограниченном объеме получают палеточные материалы для новых типов приборов, не налажено эталонирование приборов в двух опорных средах. Некоторые величины, необходимые для введения поправок, например содержание связанной воды в глинистой фракции изучаемых отложений, экспериментально определяются очень редко.

Форма кривых зависимости показаний от влажности породы (при неизмененных скважинных условиях) несколько различна не только для разных методов, но в некоторой степени и для отдельных разновидностей скважинных приборов. Она изучалась в основном на моделях пластов и частично по скважинным данным путем статистического сопоставления показаний метода и параметров пласта, определенных по керну или другим методом.

Наиболее тщательно эта зависимость исследована для известняков, пересеченных необсаженной трубами скважиной различного диаметра (130—300 мм) для НГМ-60 с приборами НГГК-62 и ДРСТ-1 и для ННМ-Т-40 и ННМ-Т-50 с приборами ДРСТ-1¹.

Результаты такого моделирования в случае заполнения скважины и пор пласта пресной водой и представляют основные палетки. Показания на этих палетках представлены в относительных (условных) единицах I/I_v (где I_v — показания в баке с пресной водой), а влажность породы (пористость водоносного пласта k_p) в логарифмическом масштабе. В такой системе координат график зависимости в интервале пористости от 2—3 до 30—40% близок к прямой линии. Пример такой палетки для НГМ с аппаратурой ДРСТ-1 представлен на рис. 53, а. Аналогичные кривые для НГМ-60 с аппаратурой НГГК, а также для ННМ-40, 50 приведены в работе [6].

Эти палетки мы называем основными, поскольку их легко перестроить в любых других единицах. Без них не обойтись также

¹ Эти исследования проведены в основном в НВНИИГГ и ВНИИЯГГ В. П. Ивакиным, Н. К. Кухаренко и Я. Н. Басиним и др. и дали практически идентичные результаты [6, 38].

при контроле качества диаграмм и решении некоторых других задач. Однако из-за существенного изменения дифференцирующей способности используемых приборов непосредственное определение пористости по показаниям в условных единицах может привести к существенным погрешностям. Поэтому в качестве стандартной рекомендуется интерпретация по относительному (двойному) разностному параметру, использующему эталонирование

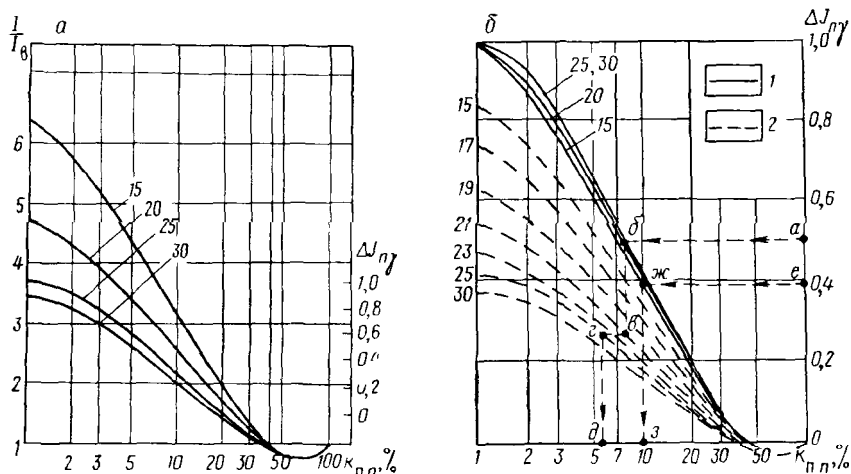


Рис. 53. Зависимость показаний НГМ-60 с аппаратурой ДРСТ-1 от пористости известняков, полностью насыщенных пресной водой.

Минерализация пластовой воды и глинистого раствора менее 15 г/л.
а — показания в условных единицах [6] (шифр кривых — d_c в см); б — показания в единицах относительного разностного параметра ΔJ ; 1 — основные зависимости $\Delta J = f(k_{nn})$ (шифр кривых — $d_{c\text{оп}}$ в см); 2 — вспомогательные линии для учета различий в диаметрах опорного и исследуемого пластов (шифр кривых — d_c в см). На рисунке показаны примеры решения следующих задач.

Задача 1. $\Delta J_{ny} = 0,5$; $d_{c\text{оп}} = 21$ см; $d_c = 25$ см; а → б → в → г → д; $k_{nn} = 6\%$.
Задача 2. $\Delta J_{ny} = 0,39$; $d_{c\text{оп}} = d_c = 15$ см; е → ж → з; $k_{nn} = 10\%$

по двум опорным средам с различной эквивалентной влажностью.

Относительным разностным параметром называется величина

$$\Delta J = \frac{I - I_1}{I_2 - I_1}, \quad (11.52)$$

где I_1 и I_2 — показания против двух пластов с различной пористостью (k_{n1} и k_{n2} соответственно).

Непосредственное использование основных палеток и показаний в условных единицах I/I_n возможно лишь при применении стандартизованных приборов, тогда как показания, выраженные в виде параметра ΔJ , практически не зависят от колебаний дифференцирующей способности приборов одного типа. Относительно слабо на зависимость $\Delta J_{ny} = f(k_n)$ влияют также литология пласта (если она одинакова для исследуемого и опорных пластов), а так-

же крепление скважины, поэтому при приближенных определениях эти зависимости можно применять независимо от литологии пласта и наличия крепления скважины (если положение колонны по стволу скважины достаточно стабильно).

Чаще всего в качестве опорных пластов используют бак с водой и плотный пласт ($k_{\text{п}} = 1\%$) той же литологии, что и исследуемый. Пример кривых $\Delta J_{\text{нр}} = f(k_{\text{п}})$ при таком выборе опорных пластов представлен на рис. 53, б.

Основные палетки обычно достаточны для определения пористости известняков (а в единицах ΔJ и пластов другой литологии, если литология опорных и исследуемых пластов одинакова) в случае, когда минерализация пластовых вод и промысловой жидкости $c \leq 15$ г/л, а толщина глинистой корки (или ее различие против исследуемого и опорных пластов) не превышает 0,5 см. Если эти условия не соблюдаются, в кажущиеся значения пористости (ВП) $k_{\text{пн}}$, определенные по основным палеткам, вводят поправку по номограммам, приведенным на рис. 55 и 56. Можно также непосредственно пользоваться палетками $I/I_{\text{в}} = f(k_{\text{п}})$ или $\Delta J = f(k_{\text{п}})$, построенными для соответствующей минерализации вод. Подобные палетки для НГМ-60 с аппаратурой ДРСТ-1 в случае $c_{\text{п}} = c_{\text{р}} = 180$ г/л (по данным В. П. Иванкина, Я. Н. Басина и др.) приведены на рис. 54, а. В качестве опорных пластов использованы пласты с пористостью 1 и 37%, насыщенные пресной водой.

Палетки для промежуточных значений минерализации раствора могут быть получены путем интерполяции между кривыми (для одного и того же диаметра скважины).

Учет диаметра скважины, глинистой корки и минерализации скважинной и пластовой жидкости. Увеличение диаметра скважины обуславливает уменьшение показаний нейтронных методов (завышение $k_{\text{пн}}$). При интерпретации данных в условных единицах $I/I_{\text{в}}$ диаметр скважины учитывают выбором палеточной кривой (см. рис. 53, а, 54, а) для соответствующего диаметра¹. Кривые для промежуточных значений диаметра находят путем интерполяции. Аналогично поступают и при использовании параметра ΔJ , если диаметр скважины против исследуемого и опорных пластов один и тот же.

Если в качестве опорных пластов взяты вода и плотный пласт, величина $d_{\text{с оп}}$ против которого отличается от диаметра $d_{\text{с}}$ против исследуемых пластов, можно пользоваться кривой с модулем $d_{\text{с}}$, предварительно приведя показания для опорного пласта $I'_{\text{оп}}$ к показаниям в скважине с диаметром $d_{\text{с}}$. При низкой минерализации пластовых вод и глинистого раствора (менее 30—50 г/л) исправленное значение $I'_{\text{оп}}$ находят по формуле

$$I_{\text{оп}} = I_{\text{в}} + (I'_{\text{оп}} - I_{\text{в}}) \frac{k_{d_{\text{с}}} - 1}{k_{d_{\text{с оп}}} - 1}, \quad (\text{II.53})$$

¹ В пластах с глинистой коркой под диаметром скважины понимается его значение без корки.

где $k_{d_c} = (I/I_1)_{d_c}$ и $k_{d_{c\text{оп}}} = (I/I_1)_{d_{c\text{оп}}}$ — ординаты точек кривых основной палетки (см. рис. 53) с шифрами d_c и $d_{c\text{оп}}$ соответственно при абсциссе, равной пористости опорного пласта.

Если по коэффициенту дифференциации используемый прибор близок к стандартному прибору (отличие $\leq 10 \div 15\%$), можно пользоваться более простой формулой:

$$I_{\text{оп}} \approx I'_{\text{оп}} \frac{k_{d_c}}{k_{d_{c\text{оп}}}}. \quad (11.54)$$

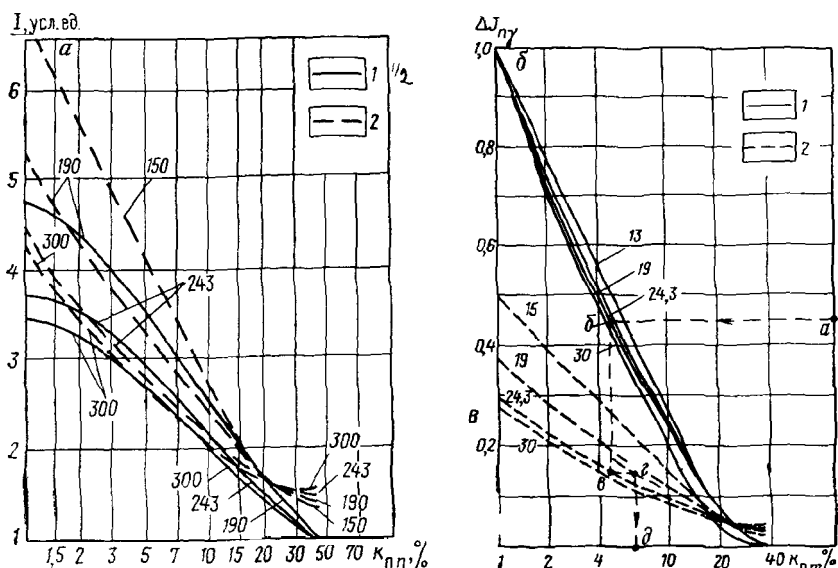


Рис. 54. Зависимость показаний НГМ-60 с аппаратурой ДРСТ-1 от пористости $k_{пп}$ известняков (по данным НВНИИГГ и ВНИИЯГГ).

a — показания I в условных единицах; минерализация пластовых вод и промывочной жидкости: 1 — 0, 2 — 180 г/л NaCl (шифр кривых — d_c в см); *б* — показания в единицах относительного разностного параметра $\Delta J_{пп}$ (минерализация пластовой воды и промывочной жидкости 180 г/л NaCl): 1 — основные зависимости $\Delta J_{пп} = f(k_{пп})$ [шифр кривых — $d_{c\text{оп}}$ в см], 2 — вспомогательные линии для учета различий в диаметрах опорного и исследуемого пластов (шифр кривых — d_c в см).

На рисунке показан пример решения задачи: $\Delta J_{пп} = 0,45$; $d_{c\text{оп}} = 24,3$ см; $d_c = 20$ см; $a \rightarrow б \rightarrow в \rightarrow г \rightarrow д$; $k_{пп} = 6,8\%$

Если применяется кривая с модулем $d_{c\text{оп}}$, показания I' против исследуемого пласта приводят к показаниям при диаметре $d_{c\text{оп}}$ по формуле

$$I = I_{\text{в}} + (I' - I_{\text{в}}) \frac{k_{d_{c\text{оп}}} - 1}{k_{d_c} - 1}. \quad (11.55)$$

Для упрощения введения поправок за диаметр можно использовать прием, предложенный А. В. Булатовым и Р. А. Резвановым. На палетках ниже кривых $\Delta J = f(k_{пп})$ в произвольном вер-

тиральном масштабе наносят кривые $I/I_n = f(k_n)$ для тех же условий измерений (см. рис. 53, б, 54, б). Порядок введения поправок ясен из данных на номограмме примеров. При минерализации вод и раствора до 70—100 г/л для приближенного введения поправки за диаметр скважины можно также пользоваться формулой (II.53) и рис. 53, а, если пористость опорного пласта не более 10—15%. Для более точного учета следовало бы иметь

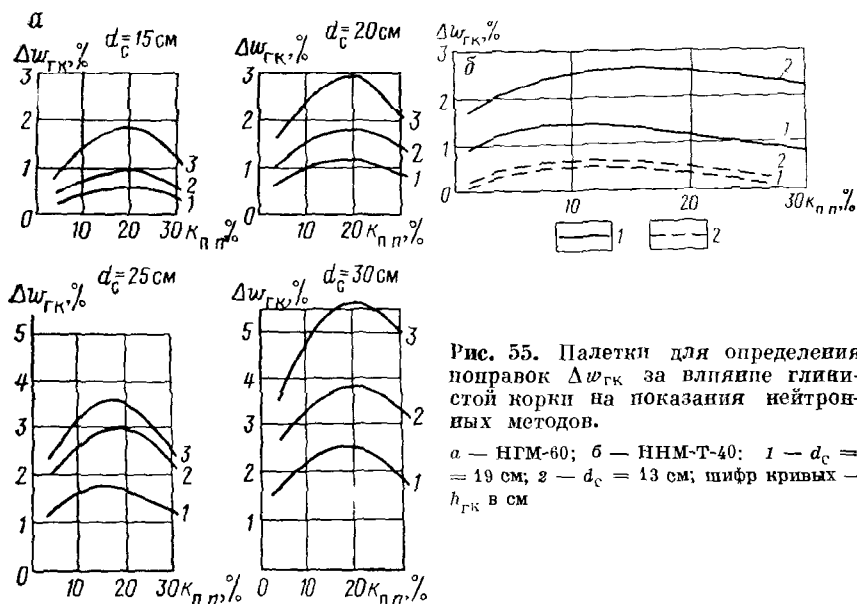


Рис. 55. Палетки для определения поправок $\Delta w_{ГК}$ за влияние глинистой корки на показания нейтронных методов.

а — НГМ-60; б — ННМ-Т-40; 1 — $d_c = 19 \text{ см}$; 2 — $d_c = 13 \text{ см}$; шифр кривых — $h_{ГК}$ в см

номограмму типа рис. 54, а, построенную в единицах $I/I_{\text{р. сол}}$, где $I_{\text{р. сол}}$ — показания в баке с водой, имеющей минерализацию пластовой воды и раствора.

Для частного случая, когда $c_{\text{п}} = c_{\text{р}} \approx 180 \text{ г/л}$ (практически при их значениях, изменяющихся от 100—150 до 200—250 г/л), можно использовать номограмму рис. 54, б.

Сказанное выше не относится к случаю уменьшения диаметра скважины, вызванному образованием глинистой корки. В этом случае диаметром скважины считается его величина без глинистой корки. Наличие самой корки приводит к занижению показаний ННМ и НГМ, а следовательно, к завышению кажущейся пористости, устанавливаемой по ним.

Поправку за влияние глинистой корки $\Delta w_{ГК}$ определяют, исходя из толщины корки $h_{ГК}$, диаметра скважины d_c и кажущейся пористости $\kappa_{пн}$ с использованием рис. 55, а или 55, б, построенных по данным В. П. Ивакина и М. Д. Шварцмана. Эту поправку следует вычитать из величины $\kappa_{пн}$, определенной ранее с учетом d_c .

Увеличение минерализации глинистого раствора и пластовых вод во всех случаях приводит к уменьшению показаний НМ-Т. Отсюда следует, что значения $k_{пн}$, установленные по неисправленным за минерализацию показаниям метода с использованием палеток $III_p = f(k_{пн})$, составленных для случая $c_{п} = c_p = 0$, являются завышенными по сравнению с их истинными значениями.

Показания НГМ при увеличении минерализации глинистого раствора завышаются, что приводит к занижению $k_{пн}$.

В случае роста минерализации пластовых вод поправка $\Delta w_{сг}$ меняет свой знак при $k_{пн}^* = 18 \div 20\%$ (в обсаженных скважинах при 13—15%). При $k_{пн} < k_{пн}^*$ увеличение минерализации пластовых вод вызывает уменьшение показаний НГМ (увеличение $k_{пн}$ по сравнению с w , т. е. $\Delta w_{сг} > 0$, при $k_{пн} > k_{пн}^*$ — наоборот).

На рис. 56 приведены номограммы для введения поправок за минерализацию пластовых вод и глинистого раствора для НГМ-60 (рис. 56, а) и НМ-Т-40 (рис. 56, б). Палетка составлена нами совместно с А. В. Булатовым путем обобщения экспериментальных данных (В. П. Иванкин и др.) и результатов расчета методом Монте-Карло (Ф. Х. Еникеева); последние, полученные для прибора без кадмиевого окружения, счетчиков, были исправлены нами с учетом экспериментов Ю. А. Гулина, а также некоторых теоретических соображений. Если раствор пресный, а соленая лишь пластовая вода, пользуются правой частью палетки, а при $c_p > 15$ г/л — обеими частями (см. примеры на рис. 56, а).

Следует отметить, что величина поправки $\Delta w_{сг}$, определенная для НГМ-60 (рис. 56, а), слабо зависит от размера зонда в области его значений 60—70 см. Поэтому данной номограммой можно пользоваться и при других размерах зонда.

На показания нейтронных методов оказывает некоторое влияние и содержание глинистых частиц, утяжеляющих добавок.

Приближенный учет влияния плотности глинистого раствора может быть осуществлен путем использования при интерпретации вместо истинного диаметра скважины d_c некоторого его фиктивного значения $d_{ф}$. Величина $d_{ф}$ может быть определена по формуле, полученной нами путем анализа и переработки данных фирмы «Шлюмберже»:

$$d_{ф} = d_c \left[1 - \left(\frac{\delta_p}{\delta_{но}} - 1 \right) (d_c - d_{п}) S A \right], \quad (11.56)$$

где δ_p — плотность глинистого раствора; $d_{п}$ — диаметр прибора, м; A — коэффициент, равный приблизительно $0,75 \text{ м}^{-1}$ для пресных и $0,5 \text{ см}^{-1}$ для соленых (200 г/л) растворов; S — коэффициент, позволяющий учесть наличие утяжелителя с аномальной плотностью: для нормальных глинистых растворов он равен 1, для баритового — 0,8.

Если плотность раствора против исследуемого и опорного пластов равна, а интерпретация осуществляется с использованием параметра ΔJ , поправку за плотность раствора не вводят.

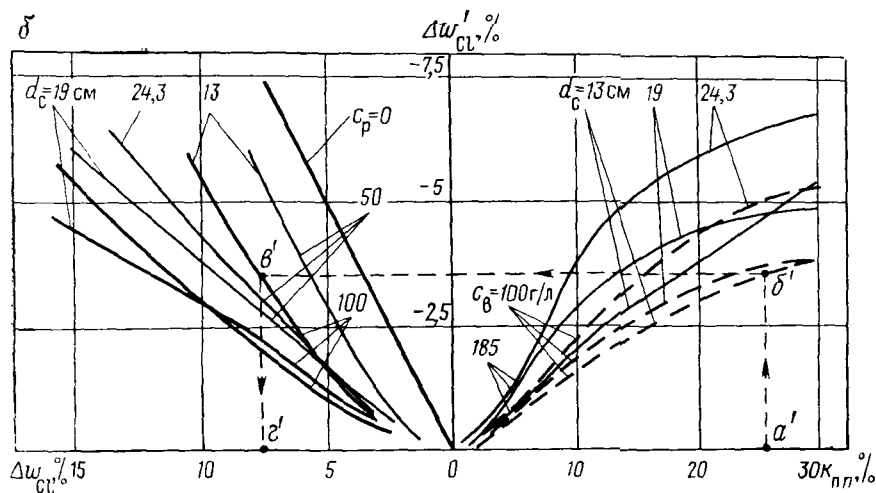
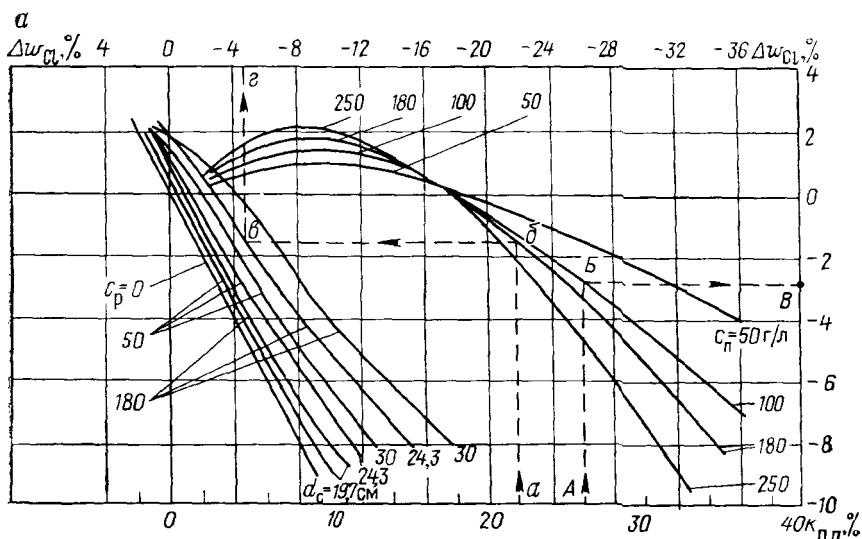


Рис. 56. Палетки для определения поправки Δw_{Cl} за влияние минерализации пластовых вод c_b и глинистого раствора c_p на показания НГМ-60 (а) и ННМ-Т-40 (б).

На рисунке показаны примеры решения следующих задач.

Задача 1. НГМ-60; $d_c = 24,3$ см; $c_b = 180$ г/л NaCl; $c_p = 180$ г/л; $k'_{пн} = 22\%$. $a \rightarrow б \rightarrow в \rightarrow г$: $\Delta w_{Cl} = -4,6\%$; $k_{пн} = k'_{пн} - \Delta w_{Cl} = 22 + 4 = 26,6\%$.

Задача 2. НГМ-60; $d_c = 19,7$ см; $c_b = 100$ г/л NaCl; $c_p = 10$ г/л; $k'_{пн} = 26\%$. $A \rightarrow B \rightarrow B'$: $\Delta w_{Cl} = -2,8\%$; $k_{пн} = 26 + 2,8 = 28,8\%$.

Задача 3. ННМ-Т-40; $d_c = 13$ см; $c_b = c_p = 100$ г/л NaCl; $k'_{пн} = 2,5\%$; $a' (k_{пн}) \rightarrow б' (d_c c_b) \rightarrow в' (d_c c_p) \rightarrow г'$: $\Delta w_{Cl} = 7,7\%$; $k_{пн} = k'_{пн} - \Delta w_{Cl} = 2,5 - 7,7 = 18,3\%$.

Учет глинистости. Влияние глинистости на показания нейтронных методов в песчаниках обусловлено содержанием в глинистом минерале химически связанной воды, а также его большей плотностью по сравнению со стандартной породой равной влажности (Ю. А. Гулин, Л. В. Луговая, Р. А. Резванов). Первый фактор вызывает увеличение истинной влажности породы, и его учет сводится к вычитанию из $k_{пн}$ поправки $k_{гл}w_{св}$ в соответствии с формулами (II.48) и (II.51).

Практически все глинистые минералы обладают большей плотностью, чем песчаник или известняк с тем же содержанием воды. Так, каолинит с объемным содержанием связанной воды $0,37 \text{ г/см}^3$ (массовое содержание $0,14 \text{ г/г}$) имеет плотность $2,6 \text{ г/см}^3$, тогда как плотность песчаника с пористостью 37% составляет всего $2,06 \text{ г/см}^3$. Это приводит к тому, что глинистые минералы являются более сильными замедлителями нейтронов и поглотителями гамма-квантов, чем стандартная порода равной влажности¹.

Поправка $\Delta w_{пл}$ за аномальную плотность зависит в основном от коэффициента глинистости $k_{гл}$, средней плотности глинистой фракции $\delta_{гл}$ и эффективной (кажущейся) влажности породы $k_{пн}$.

Она может быть определена по верхней части графика на рис. 57. Аномалия плотности $\Delta \delta$ приближенно рассчитывается по формуле

$$\Delta \delta = k_{гл} [\delta_{гл} - w_{св} \delta_v - \delta_{ск} (1 - w_{св})] = k_{гл} \Delta_{гл}. \quad (\text{II.57})$$

Количество связанной воды в глинистой фракции зависит от ряда факторов, в первую очередь от содержания в ней глинистых минералов, температуры пласта. С повышением температуры могут происходить потеря части связанной воды и соответственно уменьшение объема глинистого материала, рост пористости породы. Отсюда следует, что выбор $w_{св}$ должен зависеть от определения коэффициента пористости, от того, включается ли в объем пор физически связанная (гигроскопическая) вода или нет. Если последняя не включается в объем пор, то под $w_{св}$ следует понимать всю связанную воду, включая как химически связанную w_x , так и гигроскопическую $w_{гигр}$.

Часто $k_{пн}$ определяют при высушивании образца до постоянной массы при температуре 105°C (метод Преображенского, по керосину). Тогда под $w_{св}$ следует понимать количество воды w_x , сохраняющейся в составе глинистых минералов при 105°C . Это обеспечивает взаимное соответствие величин $k_{пн}$, определенных на образцах и по данным нейтронных методов.

При подсчете запасов нефти и газа оба подхода позволяют получить одинаковые результаты, поскольку приводят к одинако-

¹ Влияние различия в химическом составе глин и песчаников сравнительно невелико, и им в первом приближении можно пренебречь. В известняках и доломитах это влияние существенно, и кроме отмеченных двух поправок за глинистость необходимо вводить дополнительно поправку за литологию, равную поправке за песчаность известняков или доломитов.

вой величине эффективной пористости. Изменяется лишь остаточное водонасыщение k_o за счет включения $w_{гигр}$ в одном случае в состав глинистого минерала, а в другом — в объем связанной поровой воды.

Формула (II.57) и рис. 57 пригодны для определения $\Delta\delta$ и $\Delta w_{пл}$ независимо от подхода, важно лишь, чтобы величины $k_{пл}$, $w_{св}$ и $k_{гд}$ были взаимно согласованы. Коэффициент глинистости

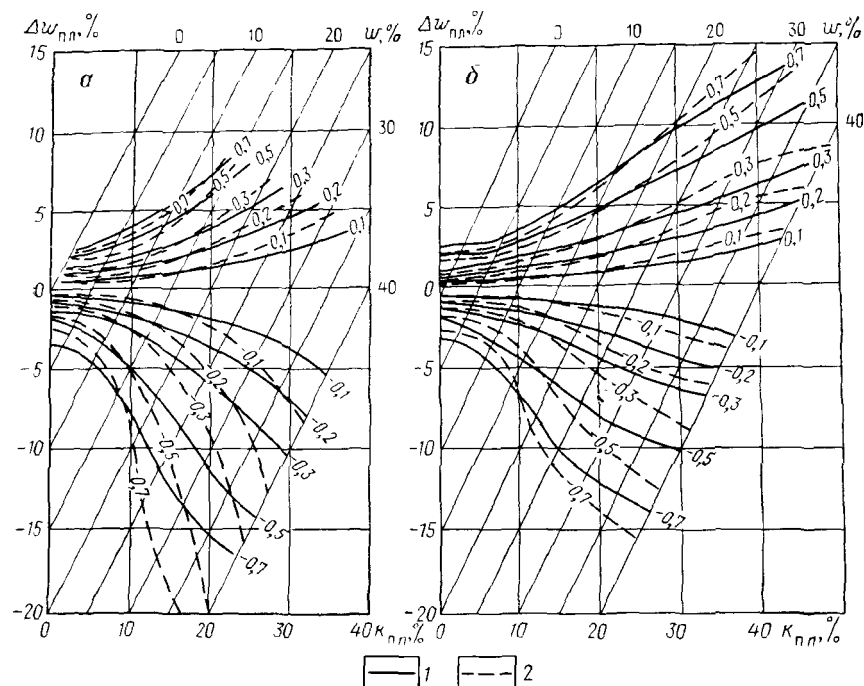


Рис. 57. Номограммы для определения поправки $\Delta w_{пл}$ за влияние плотностного эффекта на показания НГМ (а) и ННМ-Т (б).

Минерализация пластовой воды: 1 — 0; 2 — 200 г/л; шифр кривых — $\Delta\delta$ в г/см³

$k_{гд}^{(105)}$, определяемый как объем глинистой фракции при 105° С, и соответствующая величина $k_{гд}^{(ест)}$ при естественной влажности глин связаны (если плотность гигроскопической влажности принята равной 1) соотношением

$$k_{гд}^{(105)} = k_{гд}^{(ест)} (1 - w_{гигр}^{(ест)}), \quad (II.58)$$

где $w_{гигр}^{(ест)}$ — объемное содержание гигроскопической воды в глинистой фракции с естественной влажностью.

Гигроскопическая влажность одних и тех же минералов может изменяться в широком диапазоне в зависимости от условий, в частности, от минерализации воды. В то же время содержание

связанной воды при 105°C (w_x) — величина более стабильная. Поэтому интерпретация данных нейтронных методов с использованием k_n , $k_{гл}$ и w_x , полученных при 105°C , является более определенной и простой.

В табл. 3 приведены средние значения содержания связанной воды при 105°C в некоторых минералах ($w_{xм}$), полученные по результатам химических и термовесовых анализов (заимствованных из литературных источников), а также расчетов, проведенных нами для теоретического состава минералов и рентгенографических размеров их элементарных ячеек. Теми же расчетами была определена минеральная плотность глинистых минералов без гигроскопической воды, использованная нами для расчета аномалии плотности глинистых минералов $\Delta_{глм}$. Значения $w_{xм}$ и $\Delta_{глм}$ для смеси минералов получают как средневзвешенные для отдельных минералов.

ТАБЛИЦА 3. СОДЕРЖАНИЕ СВЯЗАННОЙ ВОДЫ
В ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛАХ И АНОМАЛИЯ ИХ ПЛОТНОСТИ
ПРИ 105°C ОТНОСИТЕЛЬНО ЧИСТЫХ ВОДОНОСНЫХ ПЕСЧАНИКОВ

Минерал, группа минералов	$w_{xм}$, $\text{см}^3/\text{см}^3$	$\Delta_{глм}$, $\text{г}/\text{см}^3$
Каолинит	0,34	0,53
Хлориты магнезиальные	0,34	0,69
Гидромусковит	0,19	0,40
Монтмориллонит	0,22	0,79

Поскольку в глинистой фракции (менее 10^{-2} мм), а также в нерастворимом остатке карбонатов, кроме глинистых минералов, присутствуют еще кварц, полевые шпаты и другие минералы без химически связанной воды, величины w_x и $\Delta_{гл}$ для глинистой фракции определяют путем умножения соответствующей величины для глинистых минералов на коэффициент K , равный объемной доле глинистых минералов в глинистой фракции.

О значении K можно судить по содержанию фракции менее 10^{-2} мм. По данным М. Д. Шварцмана, для карбонатов Северного Кавказа K меняется от 0,7—0,9 объема нерастворимого остатка для относительно чистых известняков ($c_{но} = 1 \div 3\%$) до 0,2—0,3 для пород с $c_{но} = 30\%$. Если нерастворимый остаток $c_{но}$ выразить в процентах, указанная зависимость может быть аппроксимирована формулой

$$K = 0,25 + 0,55e^{-\frac{c_{но}}{20}}. \quad (11.59)$$

Для терригенных отложений Мангышлака величина K почти постоянна независимо от $k_{гл}$ и по данным Н. И. Нефедовой и Н. В. Манчевой составляет около 0,4.

Отсюда следует, что средняя величина K для различных пород близка, по-видимому, к $1/2$. Однако ее колебания значительны: то же относится к минеральному составу глин, а следовательно, к величинам $w_{х м}$ и $\Delta_{г л м}$. Поэтому следует стремиться к прямому определению w_x и $\Delta_{г л}$ (или $\delta_{г л}$) для глинистой фракции (нерастворимого остатка) исследуемых отложений.

При полном отсутствии данных в качестве сугубо приближенных для глинистых минералов можно принять значения $w_{х м} = 0,25$ и $\Delta_{г л м} = 0,55$; при учете среднего коэффициента $K = 0,5$ для глинистой фракции $w_x = 0,13$ и $\Delta_{г л} = 0,28$.

Содержание физически связанной воды (удаляемой при температуре до 105°C) $w_{г и г р}$ меняется в еще больших пределах и должно быть определено экспериментально. При интерпретации данных нейтронных методов с ориентацией на величины $k_{п ест}$, $k_{г л ест}$ вместо значений w_x и $\Delta_{г л}$, рассчитанных исходя из $k_{г л 105}$, должны быть использованы величины

$$w_{х ест} = w_x (1 - w_{г и г р}); \quad \Delta_{г л ест} = \Delta_{г л} (1 - w_{г и г р}). \quad (\text{II.60})$$

В скважинах, пересекающих неразмытые (либо слабонеразмытые) глинистые пласты, можно определять $w_{св}$ по диаграммам ННМ или НГМ, если в той же скважине имеется ряд пластов с известной и существенно различной пористостью (влажностью) или если аппаратура эталонирована каким-либо другим способом. Для этого путем сопоставления показаний I и кажущейся влажности (в чистых водоносных и нефтеносных пластах) восстанавливают кривую зависимости $I = f(k_n)$.

По показностям против глинистого пласта (исправленным за влияние скважинных факторов и фон ГМ) определяют кажущуюся влажность глин $k_{п н}$. По значению $k_{г л}$ (которое должно быть известно) и приближенной величине $\Delta_{г л}$ (определяется по данным о величине K , составе глинистых минералов, табл. 3) вычисляют $\Delta\delta$. Далее по рис. 57 находят $\Delta w_{п л}$, а величину $w_{св}$ вычисляют по формуле

$$w_x = \frac{k_{п н} - k_{п ест} - \Delta w_{п л}}{k_{г л}}, \quad (\text{II.61})$$

где $k_{п}$ — объем пор глины при 105°C .

Аналогично, если известны $k_{п ест}$ и $k_{г л ест}$, можно определить содержание связанной воды при естественной влажности

$$w_{св ест} = \frac{k_{п н} - k_{п ест} - \Delta w_{п л}}{k_{г л ест}}. \quad (\text{II.62})$$

В этом случае величина $k_{г л}$ в формуле (II.57) для $\Delta\delta$ заменяется на $k_{г л ест}$, а величина $\Delta_{г л}$ — на $\Delta_{г л} (1 - w_{г и г р})$, причем в последнем выражении значение $w_{г и г р}$ (когда оно не известно) можно приближенно принять равным 0,1.

Учет остаточного газонасыщения. Газонасыщение пород, как и их глинистость, влияет на показания нейтронных методов двойко: вызывает уменьшение их водородного индекса и плотности.

Первый фактор согласно (II.46) и (II.47) обуславливает уменьшение истинной влажности породы на величину $k_r k_n (1 - w_r)$, а второй фактор аналогичен плотностному эффекту, связанному с глинистостью, но имеет обратный знак, т. е. вызывает уменьшение кажущейся влажности по сравнению с истинной.

Плотностной эффект $\Delta w_{пл}$ (при нулевом пластовом давлении) находят из рис. 87 по известным значениям $k_{пн}$ и k_r (введение поправки за газонасыщенность при определении k_n) или по значениям $k_{пн}$ и k_n (при определении k_r).

При другом пластовом давлении $p \leq 200$ кгс/см² (при учете влияния газонасыщения) вместо k_r необходимо брать кажущуюся газонасыщенность

$$k'_r = k_r (1 - w_r). \quad (II.63)$$

Аналогично значение газонасыщения, находимое из рис. 87, представляет собой величину k'_r . Для перехода от величины k'_r к значению k_r ее необходимо разделить на $(1 - w_r)$. Определить $\Delta w_{пл}$ можно также по рис. 57.

Учет влияния на показания остаточного газонасыщения в зоне исследования нейтронными методами возможен, если известны коэффициенты остаточного газонасыщения $k_{го}$ или объемного газонасыщения $Q_r = k_n k_r$. В других случаях одновременно определяют коэффициенты пористости и газонасыщения по специальным комплексным палеткам, исходя из неисправленных за влияние газонасыщения значений пористости по данным нейтронного и акустического (или гамма-гамма) методов.

Учет влияния на показания газонасыщения сводится к вычитанию из величины $k_{пн}$, исправленной за влияние других факторов, поправки

$$Q_r (w_r - 1) + \Delta w_{пл}, \quad (II.64)$$

причем $\Delta w_{пл}$ находят по величине $k_{пн}$, еще не исправленной за влияние глинистости, и по значению $\Delta \delta$, вычисляемому по формуле

$$\Delta \delta = -Q_r [\delta_{ск} - w_r (\delta_{ск} - \delta_v) - \delta_r]. \quad (II.65)$$

Поскольку

$$\frac{\delta_r}{\delta_{во}} \approx 0,46 w_r, \quad \text{то} \quad \Delta \delta \approx [\delta_{ск} - w_r (\delta_{ск} - 0,54 \delta_{во})].$$

В случае глинистых коллекторов, содержащих остаточное газонасыщение, более точно пористость определяют при одновременном учете влияния как глинистости, так и газонасыщения путем вычитания поправки:

$$k_{гд} w_{св} + Q_r (w_r - 1) + \Delta w_{пл}, \quad (II.66)$$

причем $\Delta w_{пл}$ находят по рис. 57, исходя из результирующей аномалии плотности, равной алгебраической сумме величин, рассчитываемых по формулам (II.57) и (II.65).

Описанный подход непосредственно применим, когда известно объемное газонасыщение Q_r . Если вместо Q_r известен коэффициент k_r , в качестве приближенного значения Q_r принимают величину $k_r (k_{пл} - k_{гл} w_{ср}) / (1 - k_r (1 - w_r))$.

После определения $k_{пл}$ при таком приближении вычисляют более точное значение $Q_r = k_{пл} k_r$ и процесс определения $k_{пл}$ повторяют.

Учет химического состава скелета. При одинаковой пористости показания нейтронных методов в водоносных песчаниках выше, а в доломитах ниже, чем в известняках. Это различие (в эквивалентных единицах пористости) составляет несколько процентов и зависит от пористости. Оно в некоторой степени определяется также модификацией метода и, по-видимому, даже специфическими особенностями данного типа прибора.

К сожалению, влияние последних факторов на поправку за различие химического состава исследуемых пород и эталонных сред изучено слабо. На рис. 58 показана усредненная номограмма фирмы «Шлюмберже» для различных приборов, позволяющая переходить от кажущейся пористости, определенной по палеткам для известняков, к истинной пористости песчаников (кривая 1) и доломитов (кривая 5). Эти кривые рекомендуются для метода ННМ-Т, а также для НГМ в случае песчаников.

Для определения различий в эквивалентной пористости известняков и доломитов по НГМ рекомендуется кривая 4 (рис. 58), составленная для отечественной серийной аппаратуры НГМ В. А. Кузнецким и др.

Учет химического состава скелета необходим при использовании опорных пластов с иным скелетом по сравнению с исследуемыми пластами. Если опорные пласты — известняки (один из них может быть водой), а исследуемый пласт — песчаник или доломит, то истинную пористость (влажность) пласта находят по рис. 58 как ординату точки на соответствующей кривой, абсцисса которой (точки) равна пористости (влажности), определенной без учета литологии пласта.

Если в качестве опорного пласта берут не известняки, то по значению пористости опорного пласта (ордината) находят эквивалентную пористость известняка, которую далее используют при вычислениях I_1 и I_2 .

Поскольку точность графиков на рис. 58, по-видимому, недостаточно высока, при совпадении литологии опорных и исследуемых пластов рекомендуется не вводить поправку за литологию в значения пористости ни для опорных, ни для исследуемых пластов. Такой подход дает особенно хорошие результаты, если пористость опорных и исследуемых пластов близка.

Величина поправки для смесей кальцита и песка, доломита и песка и т. п. не изучена, но, учитывая малость поправки, ее, по-видимому, можно определять путем линейной интерполяции. При этом в случае больших содержаний нерастворимого остатка в карбонатах кроме поправки за аномалию плотности глинистых минералов следует вводить также литологическую поправку в предположении, что она равна поправке за песчанистость.

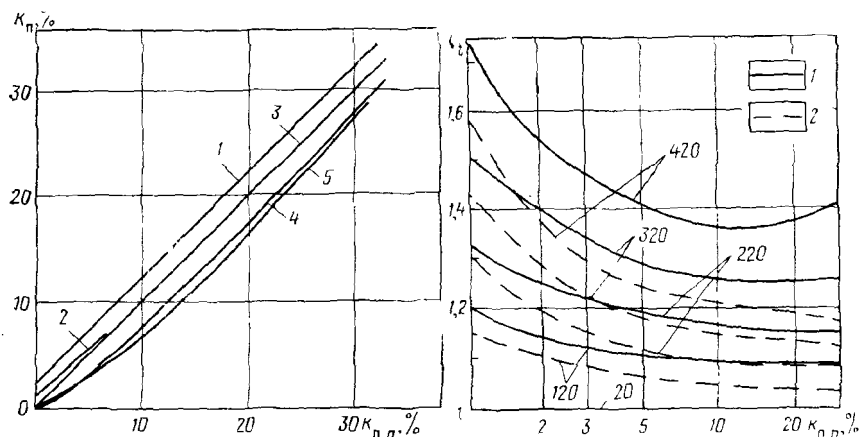


Рис. 58. Палетка для введения поправок в коэффициент $k_{пн}$ за влияние минерального состава твердой фазы.

1 — песчаник; 2 — ангидрит; 3 — известняк; доломит: 4 — по НГМ, 5 — по ННМ

Рис. 59. Палетка для учета влияния температуры и давления на показания НГМ и ННМ-Т.

Минерализация пластовой воды: 1 — 0; 2 — 200 г/л NaCl; шифр кривых — t в °C

Учет термобарических условий. Плотность жидкости, а следовательно, и водородосодержание породы (при постоянной пористости) уменьшаются с увеличением температуры. Влияние давления значительно меньше влияния температуры. Для учета последнего величину $k_{пн}$ необходимо умножить на коэффициент $v = V/V_0$, определяемый по рис. 64 (здесь V и V_0 — удельный объем воды при пластовых и нормальных условиях соответственно).

При ННМ-Т и НГМ, кроме того, наблюдается рост показаний с ростом температуры, обусловленный увеличением длины диффузии тепловых нейтронов.

Для учета этого фактора следует $k_{пн}$ помножить на коэффициент η_t , определяемый по графикам на рис. 59, и к результату прибавить поправку Δ_c за влияние температуры скважинной жидкости, рассчитанную нами совместно с А. В. Булатовым и равную 0,5; 0,7 и 1 % на 100° C при $d_c = 127, 178$ и 305 мм. Различие

в значении коэффициента для ННМ-Т и НГМ близко к возможным погрешностям метода, поэтому для обоих методов проведена единая усредненная система внесения поправок. Для ННМ-Т (при использовании детекторов типа $1/\nu$ с кадмиевым окружением) коэффициент η_t можно принимать равным 1. Указанными поправками не исключается влияние температуры на параметры электронной схемы аппаратуры (изменение эффективности счетчика по закону $1/\nu$ при ННМ-Т учтено коэффициентом η_t). Это влияние может быть различно для различных видов аппаратуры и должно быть исследовано особо.

Учет влияния на показания пластовой температуры и давления необходим, если в качестве опорных пластов используются модельные среды на поверхности или пласты, залегающие на больших расстояниях от исследуемых, точнее, когда различие их температур превышает 50°C при насыщении пор пресной и 100°C при насыщении пор соленой водой (200 г/л).

Эталонирование каналов НГМ и ННМ. Из-за различий в мощности источников и чувствительности детекторов, не полной идентичности зондовых устройств и электронных схем отдельных экземпляров аппаратуры даже одного и того же типа показания разных приборов I (в единицах скорости счета, например, имп/мин) в одних и тех же геолого-технических условиях будут различны. Вместе с тем по теоретическим и практическим данным показания $I^{(1)}$, $I^{(2)}$ данного метода, полученные двумя приборами, с достаточной точностью можно считать связанными линейной зависимостью

$$I^{(2)} = aI^{(1)} + b; \quad a = \text{const}, \quad b = \text{const}. \quad (\text{II.67})$$

Из (II.67) следует, что результаты измерений двумя приборами будут совпадать в любых средах, если их показания выражать в единицах относительного разностного параметра

$$\Delta J = (I - I_1)/(I_2 - I_1),$$

где I_1 и I_2 — показания прибора в двух эталонных (опорных) средах.

В частном случае при $b = 0$ показания приборов будут одинаковыми и при использовании относительного параметра

$$k = I/I_{\text{оп}}, \quad (\text{II.68})$$

где $I_{\text{оп}}$ — показания прибора в опорной среде.

Приборы, для которых выполняется условие $b = 0$ (при указанном выше дополнительном условии постоянства a независимо от свойств среды), называются стандартизованными.

Серийные приборы одного типа можно считать практически стандартными, если для всех экземпляров соблюдается равенство коэффициентов дифференциации $k_d = I_1/I_2$, где I_1 и I_2 — показания против горных пород с существенно различным (не менее

4—5 раз) водородосодержанием. Обычно в качестве среды для определения k_d берут плотную ($k_n \approx 1\%$) и высокопористую породу (40%). Несколько хуже, но допустимо брать вместо такой породы бак с водой. Приборы считаются стандартизованными, если разброс величин k_d для отдельных экземпляров не превышает 3%.

Очевидно, приборы одного типа можно априори считать стандартизованными, т. е. пользоваться относительными показаниями $I/I_{от}$, если пористость опорного пласта близка к средней пористости разреза, а колебания последней относительно средней не велики (не более 2—2,5 раз). В связи с этим, когда нет возможности пользоваться двумя опорными средами, необходимо добиваться близости свойств опорной среды и изучаемого разреза. Например, при исследовании низкопористого разреза в качестве опорной среды необходимо брать не воду, а плотный пласт в разрезе скважины или мраморную модель на базе (диаметр и высота не менее 1,6 и 2,0 м соответственно); при исследовании высокопористых разрезов хорошей опорной средой может служить модель из насыпного песка или мраморной крошки со строго известной пористостью и влажностью. При полном насыщении пор водой размер модели должен быть не менее $1,6 \times 0,9$ м для НГМ и $1,1 \times 0,7$ м для ННМ.

Для обеспечения наибольшей точности диаметры модельной и исследуемой скважин (а при исследовании обсаженных скважин — и обсадной колонны) желательно брать равными. Если модели углублены в грунт, их размеры могут быть уменьшены на 10—20%. Указанные выше две среды наиболее предпочтительны и при использовании двух опорных сред. При отсутствии на базе таких моделей в качестве опорных сред можно использовать следующие.

1. Бак с пресной водой высотой не менее 1,5 и диаметром не менее 0,9 м для НГМ ($1,0 \times 0,7$ м для ННМ).

2. Плотные известняки с максимальными показаниями нейтронного метода. В разрезах, содержащих достаточно много плотных пластов, максимальные показания против известняков часто выдержаны по площади и соответствуют $k_n = 1 \div 2\%$. При небольшой мощности известняков в разрезе пористость плотного пласта, принимаемого в качестве опорного, должна быть определена по данным других методов, например электрического. Для уменьшения неопределенности в удельном электрическом сопротивлении насыщающей воды в качестве опорного пласта следует брать неколлектор с низкой пористостью.

3. Чистые ангидриты, которые обычно содержат немного воды (0,5—1,0%) и с учетом литологической поправки, равной для НГМ и ННМ примерно 0,5—1%, соответствуют известняку с пористостью 0—0,5%. Более точно эквивалентная пористость ангидритов по отношению к известняку (или иным породам) может определяться путем внесения литологической поправки согласно рис. 58.

Другой способ определения эквивалентной (кажущейся) пористости — нанесение показаний против ангидритов на график сопоставления показаний против известняков (или иных пород известной литологии) с их пористостью, определенной на образцах из параметрических или иных скважин с большим объемом выноса и анализа керна.

4. Пласты гипсов. Кажущаяся пористость $k_{пн}$ гипсов (относительно известняков) для НГМ близка к их истинной влажности (49%): для НГМ она заметно выше из-за значительной плотности гипсов и оценена весьма приблизительно (55%), однако вследствие слабой зависимости показаний НГМ в этой области от кажущейся влажности приближенный характер этой величины не должен заметно сказываться на интерпретации.

5. Неразымытые глины или сильно глинистые породы с известными значениями $k_{п}$ и $k_{гд}$. Их кажущуюся пористость относительно песчаников рассчитывают по формуле

$$k_{пн} = k_{п} + k_{гд} l_{св} + \Delta w_{пл}, \quad (II.69)$$

а плотностной эффект находят по рис. 57, исходя из известных значений коэффициента глинистости $k_{гд}$ и аномалии плотности

$$\Delta \delta = k_{гд} \Delta \gamma_{л}.$$

Поскольку точность определения плотностного эффекта по рис. 57 в области больших значений кажущейся пористости невелика, в качестве опорных пластов лучше использовать не тонкодисперсные глины, а песчаники с высокой глинистостью. Однако учитывая слабую зависимость показаний НГМ от $k_{пн}$ при больших значениях $k_{пн}$, точность расчета кажущейся влажности и для глин можно признать удовлетворительной.

6. Размытые глины при диаметре скважины более 50 см, заполненные пресным глинистым раствором ($c_p \leq 15$ г/л или $\rho \geq 0,5$ Ом·м при 18°C) небольшой плотности (до $1,2$ г/см³). Показания против таких каверн малой мощности $|l_{\kappa} \leq (1/2 - 1/3) l_{пр}|$ близки к показаниям в баке с водой. Если плотность раствора больше, то такая каверна примерно соответствует пласту с пористостью $k_{пн} \approx (\delta_{тв} - \delta_p) / (\delta_{тв} - 1)$, где δ_p — плотность раствора,

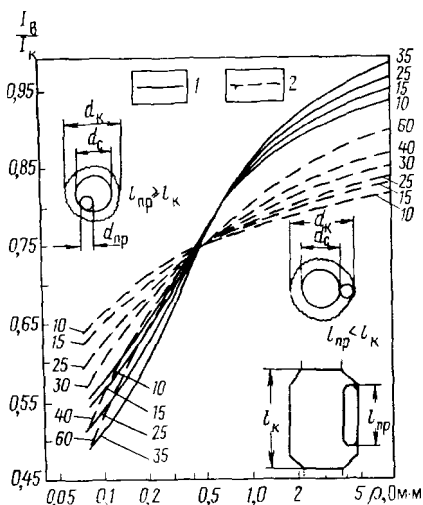


Рис. 60. Палетка для приведения показаний нейтрального гамма-метода против размытых глин l_{κ} с диаметром d_{κ} к показаниям в пресной воде $l_{в}$ [6].

1 — $l_{пр} < l_{\kappa}$ (шифр кривых — d_{κ} в см);
2 — $l_{пр} \geq l_{\kappa}$ (шифр кривых — $(d_{\kappa} - d_c)/2$ в см)

г/см³; $\delta_{\text{тв}}$ — плотность твердой фазы (заполнителя). Для глинистой фракции под $\delta_{\text{тв}}$ следует понимать ее фиктивную плотность, т. е. плотность скелета такой пористой среды, пористость и плотность которой совпадают соответственно с содержанием связанной воды и плотностью глинистого материала, использованного для приготовления раствора. В среднем $\delta_{\text{тв}} \approx 3,7$ г/см³.

Показания против мощных каверн (более длины прибора $l_{\text{пр}}$) с $l_{\text{к}} > 40$ см, заполненных пресным глинистым раствором ($c < 15$ г/л), принято считать соответствующими пластам с пористостью 40%. При меньшем диаметре каверны или при высокой солености раствора, используя рис. 60, по показаниям против каверн можно определить приближенно показания для воды.

7. Любые другие пласты с известной пористостью и глинистостью, определенными, например, по данным методов сопоставления и ГМ.

Для эталонирования диаграмм могут быть использованы два опорных пласта из перечисленных при существенном различии их по кажущейся влажности $k_{\text{пн}1}$ и $k_{\text{пн}2}$, при частичном перекрытии интервала ($k_{\text{пн}1}$, $k_{\text{пн}2}$) интервалом преобладающего изменения влажности исследуемых пластов.

Если в качестве эталонных сред используют модели, не полностью соответствующие условиям измерений в скважинах, например из-за ограниченности размеров или наличия пустот (малогабаритные эталонирующие устройства, представляющие собой коаксиально расположенные слои воздуха и водородсодержащей среды), для определения коэффициента перехода от показаний в этих моделях к показаниям в обычных эталонных пластах известной пористости проводят параллельно измерения прибором данного типа в эталонных средах и моделях пластов различной пористости (или же в скважинах с достаточно высоким выносом керна).

При отсутствии в разрезе скважин опорных пластов с достаточно точно известными свойствами может быть проведено статистическое эталонирование одним из следующих вариантов.

1. По среднестатистическим параметрам разреза (Ш. А. Губерман, В. П. Иванкин и др.). Если известна достаточная стабильность по площади исследуемого месторождения или района средней пористости и ее дисперсии в какой-либо части разреза, то вместо рассмотренного выше параметра ΔJ используют параметр

$$\Delta J' = (I - I')/\sigma, \quad (\text{II.70})$$

где I' , σ — среднее значение и среднеквадратичное колебание показаний прибора против указанной части разреза.

Стабильность отмеченных характеристик разреза устанавливают на основании геологических данных, в частности, путем сопоставления средней пористости и ее дисперсии в ряде скважин, расположенных на различных участках исследуемой площади. Проводимая обычно проверка стабильности формы распределе-

ния показаний нейтронных методов в различных скважинах, вообще говоря (как показал В. Г. Ингерман), излишня.

2. С использованием эталонной скважины. Каждым прибором периодически проводят исследования в специально выделенной эталонной скважине. Средние показания \bar{I} против некоторой части разреза принимают за условный нуль диаграммы, а дисперсию показаний в той же части σ — за единицу измерений. Интерпретацию осуществляют с использованием единицы вида (II.70). Характер связи параметра $\Delta J'$ с влажностью устанавливают обычно путем сопоставления показаний с пористостью по керну.

Порядок интерпретации диаграмм нейтронных методов. При определении пористости пластов по данным нейтронных методов очень часто приходится вводить те или иные поправки за отличие условий измерений от стандартных условий, для которых построены основные палетки. Введение многих из этих поправок должно осуществляться в определенной последовательности, поэтому ниже мы рассмотрим целесообразный порядок интерпретации.¹

1. Выделение пластов, отсчет показаний против пласта и введение поправки за ограниченную мощность пласта, если она менее $h' = vt/4200$, где t — постоянная времени интегрирующей ячейки; v — скорость регистрации диаграмм [25, 48].

2. Введение поправки за нелинейность аппаратуры (при необходимости).

3. Исключение фона естественного излучения (только при НГМ). Этот этап иногда сложен из-за отсутствия данных об относительной чувствительности к естественному гамма-излучению каналов НГМ и ГМ приборов, детекторы каналов у которых имеют различный тип или разные размеры. Для ее получения необходимы замеры ГМ каналами приборов НГМ и ГМ без источника нейтронов в одной из скважин (в интервале, содержащем пласты высокой радиоактивности). Для приборов с однотипными счетчиками она равна отношению числа счетчиков в каналах НГМ и ГМ (1 : 2 для аппаратуры типа НГРК); для ДРСТ-1 с кристаллами 30×30 мм в канале НГМ и 30×70 мм в канале ГМ чувствительность канала НГМ примерно в 3 раза меньше чувствительности канала ГМ.

При необходимости показания ГМ I_γ против пласта должны быть предварительно исправлены за влияние факторов, указанных в пунктах 1 и 2.

¹ Обобщение литературных данных о влиянии скважинных факторов и литологии пластов на показания стационарных нейтронных методов и разработка общей схемы интерпретации этих материалов с целью определения коэффициента пористости осуществлялись при активном участии А. В. Булатова.

4. Вычисление кажущейся влажности опорных пластов по формуле

$$k_{п\ n\ оп} = k_{п\ оп} + k_{г\ л\ оп} w_{св} + \Delta w_{пл} + \Delta w_{лит}. \quad (II.71)$$

Плотностной эффект $\Delta w_{пл}$ определяют по рис. 57, исходя из эквивалентной влажности $w = k_{п\ оп} + k_{г\ л\ оп} w_{св}$, а также аномалии плотности, рассчитываемой по формуле (II.57).

Знак литологической поправки имеет плюс, если кривая для исследуемых пластов на рис. 58 расположена выше кривой для опорного пласта. Поправку за литологию на данном этапе можно и не вводить; тогда этот фактор должен быть учтен позже, после определения кажущейся пористости исследуемых пластов (см. пункт 10). Это особенно важно, если исследуемые пласты по литологии относятся к нескольким типам.

5. Внесение поправок в $k_{п\ n\ оп}$ за наличие глинистой корки против опорного пласта и за минерализацию пластовой воды и глинистого раствора. Осуществляется аналогично описанному выше. Однако если при исправлении кажущейся пористости для исследуемых пластов поправки, определяемые по рис. 55 и 56 вычитаются из $k_{п\ n}$, то при вычислении $k_{п\ n}$ опорных пластов они должны прибавляться к их кажущейся пористости, вычисленной в пункте 4.

6. Исправление показаний против опорных пластов за влияние факторов, указанных в пунктах 1—3, а также при необходимости за отличие диаметра скважины против опорного пласта от номинального. Исправление показаний за влияние последнего фактора осуществляют по формуле (II.53), но могут выполнять также по вспомогательным линиям номограмм типа рис. 53, б одновременно с определением пористости исследуемых пластов.

7. Вычисление показаний в стандартных опорных пластах (I_1 и I_2) с пористостью соответственно 100 и 1% (если кажущаяся пористость опорных пластов отличается от указанных величин) по формулам

$$I_1 = \frac{I'_2 q_1 - I'_1 q_2}{q_1 - q_2}; \quad I_2 = I_1 + \frac{I'_1 - I'_2}{q_1 - q_2}, \quad (II.72)$$

где I'_1 и I'_2 — показания прибора против реальных опорных пластов с кажущейся пористостью $k_{п\ n1\ оп}$ и $k_{п\ n2\ оп}$; q_1 и q_2 — величины параметра ΔJ для указанных значений пористости ($k_{п\ n1\ оп}$ и $k_{п\ n2\ оп}$); определенные по палеткам рис. 53, 54 и подобным им.

Можно и не выполнять указанных вычислений и в качестве показаний для опорных пластов при расчете ΔJ использовать непосредственно показания против опорных пластов (I'_1 и I'_2) с произвольной (кажущейся) пористостью $k_{п\ n1\ оп}$, $k_{п\ n2\ оп}$, если следующим образом перестроить вертикальную шкалу палеток. На оси ординат против точки палетки с абсциссой $k_{п1}$ поставить

значение $\Delta J' = 1$, а против аналогичной точки для более пористого опорного пласта — значение $\Delta J' = 0$. Далее ось ординат между этими точками равномерно разбить промежуточными точками, например через интервал, равный десятой части расстояния между точками $\Delta J' = 0; 1$. При интерпретации по этой шкале пользоваться непосредственной величиной $\Delta J' = (I - I'_1)/(I'_2 - I'_1)$ вместо

$$\Delta J = (I - I_1)/(I_2 - I_1).$$

Продолжив при необходимости эту шкалу за пределы интервала $(0,1)$, получаем искомую палетку в единицах $\Delta J'$, рассчитываемых с заданными опорными пластами. Пример такого переобращения показан для ГМ в гл. IV (см. рис. 93).

8. Расчет относительного разностного параметра ΔJ или $\Delta J'$ для исследуемых пластов и определение кажущейся влажности по основной палетке с шифром, равным диаметру скважины против исследуемого пласта. Если диаметр скважины против исследуемого пласта отличается от диаметра против опорного пласта (или номинального диаметра d_n , когда показания против опорного пласта были ранее исправлены за отличие диаметра от номинального), одновременно с определением $k_{пн}$ осуществляется ее исправление за влияние диаметра согласно рекомендациям, изложенным выше. Если ранее осуществлено приведение показаний против опорного пласта к условиям номинального диаметра, то точки *б* и *в* (рис. 53, б) должны находиться на кривых с шифром d_n .

9. Внесение поправки в величину кажущейся пористости за влияние глинистой корки и минерализации вод по номограммам, изображенным на рис. 55 и 56.

10. Учет литологии пласта, если поправка за различие литологии опорных и исследуемого пластов не была внесена при расчете кажущейся пористости в пункте 4.

11. Внесение поправки за влияние глинистости, которое сводится к вычитанию из значения $k_{пн}$, предварительно исправленного согласно пункту 9, величины $k_{гп}w_{св} + \Delta w_{пл}$.

Для повышения точности интерпретации необходимо экспериментально определять $w_{св}$ для глинистой фракции изучаемых отложений по данным химического анализа. Если эта величина неизвестна и есть основания ожидать, что по составу глинистые минералы в глинах и глинистая фракция коллекторов одинаковы, величину $w_{св}$ можно вычислить по формулам (II.61) и (II.62), исходя из значений кажущейся пористости глин по результатам нейтронных методов.

12. Учет влияния температуры и давления. Если измерения на опорных средах выполнены при нормальных температуре и давлении, исправление величины $k_{пн}$ за влияние этих факторов осуществляют умножением ее на коэффициенты, определяемые по рис. 59 и 64. Если температура опорных пластов существенно (более чем на 30—40° С) отличается не только от температуры

исследуемых пластов, но и от нормальной температуры, в пункте 4 после расчета кажущейся пористости опорных пластов необходимо привести ее к реальной температуре, разделив на коэффициенты, определяемые по рис. 59 и 64 и вычтя поправку Δc .

Кроме того, необходимо внесение специальной поправки за изменение чувствительности скважинного прибора при колебаниях температуры, которая для каждого типа прибора должна определяться путем нагрева прибора в специальных стендах при постоянной интенсивности внешнего облучения.

13. Учет влияния остаточного газа в зоне исследования методом при определении пористости газоносных пластов согласно приведенным выше рекомендациям.

Оценка коэффициента пористости с использованием одного опорного пласта. Этот способ дает удовлетворительные результаты лишь при близости пористости исследуемых и опорного пластов. Интерпретация осуществляется с использованием параметра $I/I_{\text{оп}}$, где $I_{\text{оп}}$ — показания против опорного пласта. Палетку зависимости $I/I_{\text{оп}} = f(k_n)$ получают из основных палеток для аппаратуры данного типа путем изменения ее вертикальной шкалы. Ординату точки палетки для данного диаметра скважины, соответствующую пористости (точнее, кажущейся пористости) опорного пласта, принимают за 1 и на этой базе строят линейную шкалу ординат. В остальном определение пористости не отличается от случая использования двух опорных пластов.

Установление коэффициента пористости в обсаженных трубами скважинах. Осуществляется в том же порядке, что и в необсаженных скважинах, но с использованием специальных палеток для данной конструкции скважины. Другие небольшие отличия заключаются в отсутствии необходимости учета глинистой корки и в изменении порядка учета минерализации раствора. В этом случае на показания влияют минерализация воды в колонне и минерализация цемента. Из-за отсутствия номограммы для учета этого фактора желательно построить палетки путем сопоставления показаний со значениями k_n , определенными по керну в скважинах, близких по условиям к исследуемым скважинам. Для грубого учета минерализации скважинной среды можно использовать номограммы для необсаженных трубами скважин (см. рис. 56), считая минерализацию раствора равной средней минерализации цемента и раствора в колонне, рассчитанной как средневзвешенная по объему указанных сред.

Палетки для обсаженных трубами скважин в настоящее время малочисленны. На рис. 86 приведены некоторые из них. Учитывая, что форма палетки для двойного разностного параметра ΔJ слабо зависит от типа приборов и диаметров скважины в обычном интервале его изменения (15—30 см), при приближенных определениях можно обойтись палетками, изображенными на рис. 86, независимо от типа прибора и диаметра скважины.

Основным источником ошибок при интерпретации данных

нейтронных методов в обсаженных скважинах является различное расположение колонны против исследуемого и опорного пластов. Поэтому определение пористости в таких скважинах надежно лишь при одинаковом расположении колонны против указанных пластов. Это наблюдается, например, в случае, когда опорные пласты находятся близко от исследуемых.

В качестве пористого опорного пласта в обсаженных скважинах часто используют зацементированные каверны в глинистых пластах. Считают, что при диаметре каверны не менее 50 см показания в таких кавернах соответствуют известнякам с пористостью 50%.

Пример 71.

На рис. 61 приведены кривые радиометрии и каверномера, зарегистрированные в карбонатном разрезе. Определить k_n НГМ нефтеносного пласта на глубине 1933,6—1938,4 м, представленного известняками.

Условия замера: аппаратура ДРСТ-1; канал НГМ — кристалл NaI 30×30 мм, канал ГМ — кристалл NaI 30×70 мм; скорость замера $v = 300$ м/ч; постоянная времени интегрирующей ячейки — $\tau = 6$ с; $d_n = 0,15$ м, $\rho_p = 0,8$ Ом·м.

По литологии плотный опорный и исследуемый пласты одинаковы.

Показания против опорных пластов (плотный известняк и каверна против глины):

$$I_1 = I_{n\gamma \max} = 31\,000 \text{ имп/мин } (k_n = 1 \div 1,5\%);$$

$$I_{\gamma_1} = 500 \text{ имп/мин } (d_c = d_n);$$

$$I_2 = I_{n\gamma \min} = 7200 \text{ имп/мин}, \quad I_{\gamma_2} = 5000 \text{ имп/мин}$$

$$(d_k = 50 \div 55 \text{ см}).$$

Показания против опорных пластов, исправленные за гамма-фон I_{γ} :

$$I'_1 = 31\,000 - 0,35 \times 500 = 30\,800 \text{ имп/мин};$$

$$I'_2 = 7200 - 0,35 \times 5000 \approx 5500 \text{ имп/мин}.$$

Для рассматриваемого случая не вводятся поправки за различие литологии (небольшой поправки за песчаность — глинистость известняков ради упрощения пренебрегаем) и температуры опорного и исследуемого пластов, за минерализацию фильтрата раствора, так как $\rho_p > 0,5$ Ом·м, за остаточное газонасыщение в зоне проникновения, поскольку изучаемые пласты нефтенасыщенные.

Исследуемый пласт имеет мощность $h = 4,8$ м, $h_{гк} = 1$ см, $k_{гд} = 0,23$ (объемная глинистость), $w_{св} = 0,10$ (объемное содержание химически связанной воды в глинистой фракции по данным химических анализов образцов керна):

$$I_{n\gamma} = 16\,000 \text{ имп/мин}, \quad I_{\gamma} = 2000 \text{ имп/мин};$$

$$I_{n\gamma} \text{ исправленное за } I_{\gamma};$$

$$I'_{n\gamma} = I_{n\gamma} - 0,35 \times I_{\gamma} = 16\,000 - 700 = 15\,300 \text{ имп/мин};$$

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{15\,300 - 5500}{30\,800 - 5500} = \frac{9800}{25\,300} = 0,39.$$

¹ Составлен Н. В. Фармановой.

Кажущаяся пористость пласта по НГМ без учета глинистости — $k_{пн}^{(1)} = 10\%$ (см. рис. 53, 6 шифр кривой $d_c = 15$ см).

С учетом глинистой корки $h_{гк} = 1$ см $k_{пн}^{(2)} = k_{пн}^{(1)} - \Delta w_{гк}$.

По номограмме рис. 55, а ($d_c = 15$ см) $\Delta w_{гк} = 0,4\%$; $k_{пн}^{(1)} = 10 - 0,4 = 9,6\%$.

Согласно формуле (II.69) кажущаяся пористость глинистого пласта определяется выражением

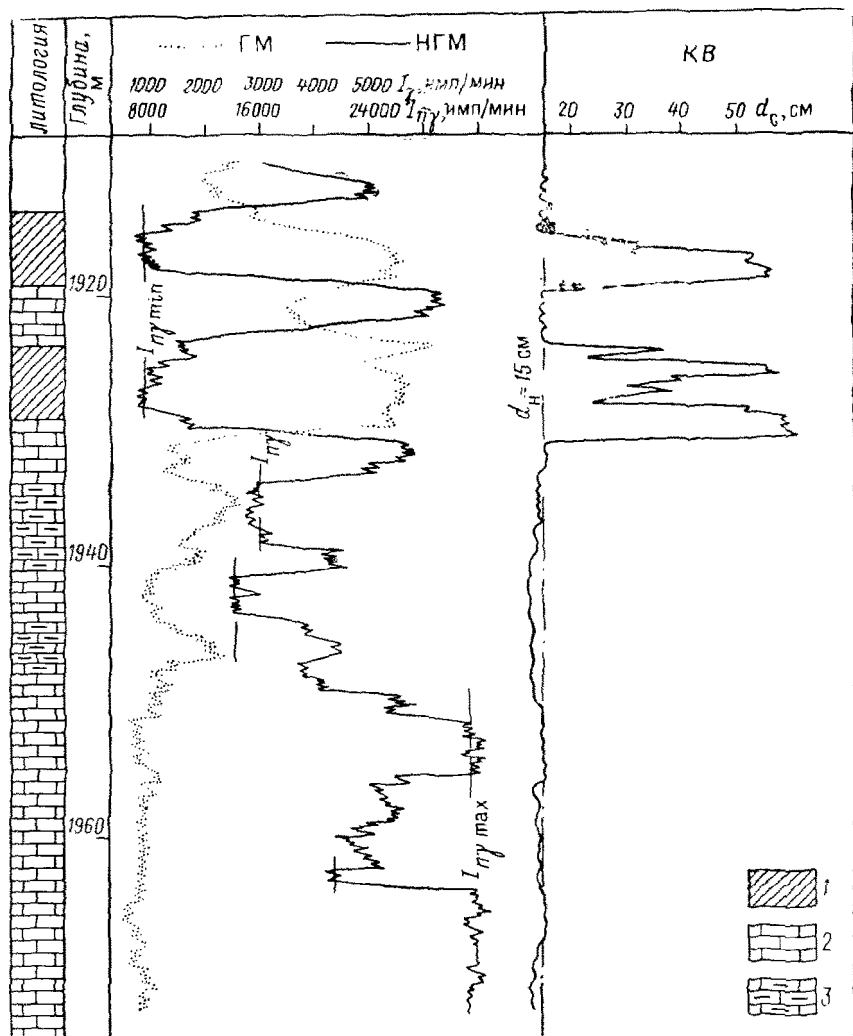


Рис. 61. Пример определения коэффициента пористости k_p по кривым НГМ (по Н. В. Фармановой).

1 — глины; 2 — известняки; 3 — глинистые известняки

$$k_{п\ n} = k_{п} + \Delta w_{г.л.}$$

где $\Delta w_{г.л.}$ — поправка за глинистость

$$\Delta w_{г.л.} = k_{г.л.} w_{св} + \Delta w_{пл};$$

здесь $k_{г.л.} w_{св}$ — количество связанной воды в глинистой фракции; $\Delta w_{пл}$ — поправка за плотностной эффект.

Поправку за плотностной эффект глинистой составляющей определяют по рис. 57, а по величине $k_{п\ n}^{(2)}$ и аномалии плотности породы $\Delta\delta$.

Согласно формуле (II.57)

$$\Delta\delta = k_{г.л.} \Delta_{г.л.};$$

здесь $\Delta_{г.л.}$ — аномалия плотности глинистой фракции $\Delta_{г.л.} = \kappa \Delta_{г.л.м}$, где κ — доля глинистых минералов в глинистой фракции: определяется по результатам анализов керна, приближенно может быть принято равной 0,5; $\Delta_{г.л.м}$ — плотностной эффект глинистых минералов; для рассматриваемого случая (глины каолининовые) он равен 0,55 (по табл. 3).

Отсюда

$$\Delta_{г.л.} = 0,5 \times 0,55 = 0,28 \text{ г/см}^3,$$

$$\Delta\delta = 0,23 \times 0,28 = 0,06 \text{ г/см}^3.$$

По номограмме рис. 57, а ($c = 0$)

$$\Delta w_{пл} = 0,3\%.$$

В целом поправка за глинистость

$$\Delta w_{г.л.} = k_{г.л.} w_{св} + \Delta w = 0,23 \times 0,40 + 0,003 = 0,026 = 2,6\%.$$

Пористость пласта с учетом глинистости

$$k_{п} = k_{п\ n}^{(2)} - \Delta w_{г.л.} = 9,6 - 2,6 = 7\%.$$

Определение пористости по данным двухзондовых приборов нейтронных методов. Влияние на показания ряда мешающих факторов (глинистой корки, минерализации пластовой воды и глинистого раствора, наличия и эксцентриситета обсадной колонны) существенно уменьшается при определении пористости по отношению показаний двух детекторов, расположенных на различном расстоянии от источника. Чем больше длина меньшего из зондов, тем меньше влияние указанных факторов.

Использование двухзондовых приборов позволяет несколько упростить также эталонирование замеров. Поскольку их показания менее чувствительны к нестандартности приборов (за исключением колебаний чувствительности детекторов и соответствующих измерительных каналов), удовлетворительные результаты удается

получать даже при эталонировании в одной эталонной среде, например в модели насыпного песка или мраморной крошки.

Соответствующая методика под названием компенсационного нейтронного метода получила широкое применение в США. В этом методе регистрируются тепловые нейтроны двумя детекторами, расположенными на различных расстояниях от источника, причем для уменьшения статистических погрешностей чувствительный объем дальнего детектора выбирается значительно большим по сравнению с ближним. Тот же принцип использовался в отечественном многозондовом приборе нейтронного метода (Я. Н. Басин и др.).

Для определения пористости используют отношение показаний двух детекторов $\alpha_{\text{нм}} = I_{\text{мз}}/I_{\text{бз}}$ или (обычно при применении одинаковых детекторов в обоих зондах) величину кажущегося значения длины переноса нейтронов

$$L = \frac{l_1 - l_2}{\ln \frac{\chi I_{\text{мз}}}{I_{\text{бз}}}}, \quad (\text{II.73})$$

где l_1, l_2 — размеры малого и большого зондов соответственно; $I_{\text{мз}}, I_{\text{бз}}$ — показания соответствующих детекторов; χ — отношение чувствительности детекторов.

Теоретически при больших значениях l_1 зависимость $L = f(w)$ достаточно универсальна: она не зависит от минерализации вод, положения прибора в скважине (а следовательно, от наличия и положения обсадной колонны), а также (в определенных пределах) от колебаний диаметра скважин. Зависит она лишь от литологии пласта, плотности и температуры.

Однако из-за сложности использования мощных источников нейтронов размер малого зонда берется недостаточно большим, и поэтому требуется введение поправок за влияние глинистой корки, диаметра скважины, наличия и положения обсадной колонны, минерализации вод. Однако эти поправки относительно невелики, и использование двухзондовых приборов позволяет повысить точность определения пористости, особенно в обсаженных скважинах.

Наибольшая точность обеспечивается при одновременной регистрации диаграмм обоих зондов, поскольку при этом полностью или частично исключаются влияние колебаний мощности источника, влияние температуры и питающего напряжения на электронную схему, изменения положения прибора относительно стенок скважины и т. п.

Зависимости $\alpha_{\text{нм}}$ от $k_{\text{п}}$, а также графики для внесения поправок за влияние скважинных факторов и литологии пластов для приборов фирмы «Шлюмберже» приведены в работе [97]. Приводимые там кривые могут быть аппроксимированы выражением

$$\alpha_{\text{нм}} = A (1 + Bk_{\text{п}} + Ck_{\text{п}}^2), \quad (\text{II.74})$$

где коэффициенты A , B , C равны соответственно 0,8; 10 и 3,75 для известняка, 1,0; 11 и 11 для доломита, 0,7; 9,5 и 0 для песчаника.

В работе [1] даны графики зависимости $L = f(k_n, k_g)$ для песчаников при использовании аппаратуры ДРСТ-1 с зондами 40 и 70 см в обсаженных скважинах диаметром 222 мм и колонной диаметром 146 мм. Графики $\alpha_{\text{нм}} = f(k_n)$ для многозондовых отечественных приборов приводятся в заводских инструкциях по их эксплуатации.

Установление коэффициента пористости по данным импульсных нейтронных методов.

Для определения коэффициента пористости по данным ИНМ можно использовать показания интегрального или дифференциального каналов, отношение показаний двух зондов и величину временного декремента затухания нейтронов.

Оценка k_n по показаниям интегрального или одного из дифференциальных каналов. Показания интегрального канала ИНМ (при регистрации нейтронов непрерывно во времени) представляют собой результаты стационарного нейтронного метода по тепловым нейтронам. Аналогично показания интегрального канала ИНГМ соответствуют стационарному НГМ. В связи с этим интерпретацию данных интегрального канала можно проводить по той же схеме, что и для стационарных методов. Естественно, существенное различие в энергии нейтронов Ро-Ве источника и генератора нейтронов, а также различие в конструкции зондовых частей приборов приводят к тому, что палетки определения пористости и номограммы для поправок за влияние сторонних факторов на интегральную кривую ИНМ в той или иной степени отличаются от таковых для стационарных методов. Поскольку стандартного комплекта таких палеток и номограмм в настоящее время нет, прибегают к построению палеток для конкретных условий путем сопоставления показаний с коэффициентом пористости по керну.

Показания дифференциального канала подвержены сильному влиянию поглощающих свойств среды и в тем большей степени, чем больше время задержки. Поэтому их для определения пористости можно применять лишь при постоянстве декремента затухания нейтронов в твердой фазе и в насыщающем флюиде. В частном случае возможно установление пористости и при переменном значении $\lambda_{\text{ск}}$, если оно связано тесной корреляционной связью с пористостью породы. Такое явление иногда наблюдается в терригенных породах, где изменение $\lambda_{\text{ск}}$ и k_n обусловлено одним и тем же фактором — глинистостью.

Определение k_n по отношению показаний двух зондов. В принципе этот способ является наиболее надежным среди способов, использующих результаты импульсных нейтронных методов, но разработан очень слабо. Тем не менее при получении зависимостей указанного отношения (или

лучше кажущейся длины миграции нейтронов) метод должен давать значения пористости с точностью, лишь не намного уступающей результатам двухзондовых — стационарных методов.

Отношение показаний n_1 и n_2 двух зондов размером l_1 и l_2 при одинаковом времени задержки t

$$\frac{n_1}{n_2} = e^{\frac{l_2 - l_1}{\sqrt{L_3^2 + Dt}}} \quad (\text{II.75})$$

в основном определяется средней длиной миграции нейтронов к моменту измерений $M = (L_3^2 + Dt)^{1/2}$, где L_3 — длина замедления нейтронов; D — коэффициент диффузии. Отсюда указанная длина равна $M' = (\ln n_1 - \ln n_2)/(l_2 - l_1)$.

В действительности величина M' за счет приближенного характера соотношения (II.75), влияния скважины и ряда других факторов несколько отличается от M , однако может рассматриваться как его приближенное (кажущееся) значение.

Для обеспечения достаточной точности определения влажности w горных пород необходимо строить зависимость $M(w)$ для конкретной конструкции скважины, а также отдельно для пород различной литологии, наконец, для заданной величины времени задержки t .

На рис. 62 приведен пример зависимости отношения $\phi = n_1/n_2$ показаний ИНГМ для зондов 20 и 80 см соответственно, полученной В. А. Юдиным, Ю. В. Кормильцевым и другими по материалам Ромашкинского месторождения. Скважинные условия: диаметр скважины 250 мм, среднее время жизни нейтронов в скважине 80 мкс. Параметр ϕ слабо чувствителен к вариациям скважинных условий, что позволяет использовать одну и ту же зависимость независимо от некоторых изменений диаметра и заполнения скважины.

Для исключения влияния различий в чувствительности двух детекторов пользуются относительным параметром $f = \phi/\phi_{\text{оп}}$, где $\phi_{\text{оп}}$ — значение ϕ для некоторого опорного пласта со стабильными свойствами. На рис. 62 приведен пример зависимости f от k_p при использовании в качестве опорного пласта с пористостью 0,5; 2 и 5%.

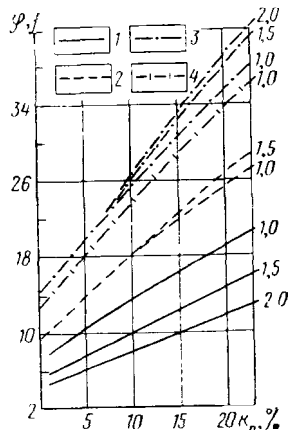
Определение k_p по декременту затухания. В случае чистых (неглинистых) горных пород определение k_p основано на использовании формул (III.30) или (III.34). Если путем введения поправок осуществлен переход от λ_k к истинному λ (см. гл. III), то пользуются формулой (III.30) и под $\lambda_{\text{тв}}$ и $\lambda_{\text{ф}}$ подразумевают истинные значения последних. Если используется непосредственно измеренное кажущееся значение λ_k , следует исходить из формулы (III.34), в которую вместо $\lambda_{\text{тв}}$ и $\lambda_{\text{ф}}$ входят их кажущиеся значения $\lambda_{k \text{ тв}}$ и $\lambda_{\text{ф}}$, определяемые для данных скважинных условий путем сопоставления значе-

ний λ_k с k_p по керну. Последний подход по существу эквивалентен использованию способа двух опорных пластов с линейной зависимостью λ_k от k_p .

Если опорных пластов с известными значениями λ_k и k_p несколько, то целесообразно по ним построить среднюю линию $\lambda_k = f(k_p)$ и пользоваться ею как палеткой определения пористости. Поскольку коэффициент смещения фильтрата и пластового

Рис. 62. Зависимость значений ϕ и f от объемной влагонасыщенности k_p при $l_1 = 20$ см и $l_2 = 80$ см.

Кривые: 1 — ϕ , 2 — $f \times 10$ при $k_{п.оп} = 0,5\%$, 3 — $f \times 20$ при $k_{п.оп} = 5\%$, 4 — $f \times 15$ при $k_{п.оп} = 2\%$.
Шифр кривых — t в мс



флюида против разных пластов обычно заметно различается, удовлетворительное определение k_p по λ возможно лишь при выполнении одного из следующих условий:

а) зона проникновения фильтрата отсутствует (например, исследуются скважины, достаточно долго простоявшие после крепления);

б) среднее время жизни нейтронов в фильтрате и пластовом флюиде близко (различие не более 10—20%).

Если в горной породе содержатся примеси, существенно влияющие на $\lambda_{тв}$, например нерастворимый остаток в карбонатах, глинистая фракция в песчаниках и алевролитах, влияние последних исключается согласно рекомендациям, изложенным в гл. III, в зависимости от того, по какому параметру (λ или λ_k) проводится интерпретация. В этом случае палетки зависимости λ и λ_k от k_p должны быть также построены по значениям декрементов затухания, предварительно исправленным за влияние примесей.

ГАММА-ГАММА-МЕТОД

Общие положения. Показания гамма-гамма-метода (ГГМ), регистрируемые детектором, расположенным обычно на расстоянии 15—40 см от пласта, являются функцией плотности (точнее, так называемой электронной плотности) горных пород и частично среднего атомного номера среды. Выбором источника излучения,

спектральной чувствительности детектора и некоторых других параметров скважинного снаряда добиваются, чтобы влияние атомного номера среды было пренебрежимо малым (плотностная модификация ГГМ-II). Поэтому можно считать, что показания ГГМ-II зависят лишь от электронной плотности пород и среды, заполняющей скважину, от диаметра последней и расположения прибора относительно стенки скважины, в частности толщины и плотности глинистой корки.

Показания ГГМ $I_{\gamma\gamma}$ при размерах зонда более 10 см растут с уменьшением электронной плотности горных пород, а также с уменьшением электронной плотности и увеличением толщины промежуточного слоя (слоя глинистого раствора и глинистой корки), расположенного между прибором и стенкой скважины. В приборах ГГМ, имеющих устройство для прижима к стенке, а также мощную экранировку счетчиков и источника со стороны скважины, влияние собственно скважины практически исключается.

Электронная плотность среды δ_e — это величина, пропорциональная числу электронов в единице вещества: она определяется формулой

$$\delta_e = \frac{2Z}{M} \delta, \quad (II.76)$$

где δ — объемная плотность среды; M — относительная атомная масса; Z — атомный номер.

Для элементов с атомным номером 2—20 относительная электронная плотность $\delta_e/\delta = 2Z/M$ отличается от единицы не более чем на 5%, а для основных породообразующих элементов (C, O, Mg, Si, Ca) не более чем на 1,2% (табл. 4, 5). Лишь для водорода это отношение имеет аномально высокое значение, равное 2, что обуславливает некоторое отличие электронной плотности высокопористых горных пород от их плотности.

Для среды, состоящей из нескольких пространственно обособленных фаз,

$$\delta_e = \sum_i V_i \delta_{ei}, \quad (II.77)$$

ТАБЛИЦА 4. ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ ПЛОТНОСТЬ НЕКОТОРЫХ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Элемент	δ_e/δ	Элемент	δ_e/δ
Н	1,984	Al	0,965
C	0,999	Si	0,997
O	1,00	Cl	0,959
Mg	0,988	Ca	0,998
Na	0,957	Fe	0,932

ТАБЛИЦА 5. ЭЛЕКТРОННАЯ ПЛОТНОСТЬ δ_e
И ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ ПЛОТНОСТЬ δ_e/δ
НЕКОТОРЫХ МИНЕРАЛОВ

Порода, минерал	δ , г/см ³	δ_e , г/см ³	δ_e/δ
Вода пресная	1,00	1,11	1,110
Вода соленая (200 г/л)	1,128	1,222	1,084
Кварц	2,65	2,647	0,9988
Кальцит	2,71	2,709	0,9991
Доломит	2,85	2,844	0,9978
Ангидрит	2,95	2,9488	0,9994
Гипс	2,32	2,370	1,022
Галит	2,18	2,09	0,959
Сильвинит	2,00	1,932	0,966
Ортоклаз, микроклин	2,57	2,549	0,9916
Альбит	2,52	2,598	0,9915
Анортит	2,76	2,746	0,9952
Каолинит	2,65	2,63	1,0078
Монтмориillonит без межпакетной воды	3,36	3,26	1,001
Монтмориillonит, массовое содержание H ₂ O 26%	2,2	2,255	1,025
Гидромусковит	2,78	2,780	1,0006
Алюминий	2,70	2,60	0,965
Нефть C _n H _{2n}			1,14
Метан			1,245

где V_i — объем i -й фазы; δ_{ei} — ее электронная плотность. Так, для водоносных пластов

$$\delta_e = k_n \delta_{e\text{ в}} + (1 - k_n) \delta_{e\text{ тв}}; \quad (\text{II.78})$$

здесь $\delta_{e\text{ в}}$ и $\delta_{e\text{ тв}}$ — электронная плотность воды и твердой фазы соответственно.

Поскольку для чистых песчаников и карбонатов $\delta_{e\text{ тв}} \approx \delta_{\text{тв}}$, то для них

$$\delta_e - \delta = k_n (\delta_{e\text{ в}} - \delta_{\text{в}}) + (1 - k_n) (\delta_{e\text{ тв}} - \delta_{\text{тв}}) \approx 0,11 k_n. \quad (\text{II.79})$$

Отсюда следует, что разность $\delta_e - \delta$ при $k_n = 30 \div 35\%$ достигает $0,035 - 0,040$, т. е. $1,5\%$ от δ , что эквивалентно погрешности в определении пористости $k_n = 2 \div 2,5\%$. Но так как для основных типов горных пород (исключая хемогенные) различие $\delta_e - \delta$ близко и почти однозначно связано с k_n и δ , его легко учесть путем построения непосредственно усредненной зависимости $I_{\gamma\gamma} = f(\delta)$.

Для нефтегазонасыщенных коллекторов

$$\delta_e = \delta_{e\text{ тв}} - k_n (\delta_{e\text{ тв}} - \delta_{e\text{ ф}}), \quad (\text{II.80})$$

где

$$\delta_{e\text{ ф}} = k_{\text{в}} \delta_{e\text{ в}} + k_{\text{н}} \delta_{e\text{ н}} + k_{\text{г}} \delta_{e\text{ г}}. \quad (\text{II.81})$$

Обычно в нефтеносных и газоносных пластах зона исследования ГГМ-II (10—15 см) заполнена фильтратом глинистого раствора, поэтому для них справедлива формула (II.80), где $\delta_{сф}$ — плотность фильтрата глинистого раствора.

Использование более сложной формулы может стать необходимым:

а) при наличии заметной остаточной газонасыщенности в зоне проникновения, что в газоносных пластах наблюдается нередко;

б) при бурении скважины с промывкой воздухом или на битумных растворах, когда зона проникновения практически отсутствует.

В этих случаях определение k_n по ГГМ возможно лишь при наличии сведений о k_n или k_r . Чаще одновременно определяют и k_n и k_r (или k_r) по показаниям двух методов (см. гл. V).

До настоящего времени предполагалось, что твердая фаза породы однородна и ее электронная плотность известна. Однако часто это условие не выполняется. Основная причина изменений $\delta_{с\text{тв}}$ в терригенном разрезе заключается в колебаниях содержания кальциевых полевых шпатов и минералов группы иллита, имеющих плотность большую, чем кварц, или же калиевых полевых шпатов и монтмориллонита с высокой степенью гидратации, имеющих, наоборот, пониженную по сравнению с кварцем плотность. Электронная плотность каолинита близка к таковой для кварца, и его присутствие не сказывается на величине $\delta_{с\text{тв}}$ кварцевых песчаников.

В карбонатах колебания значений $\delta_{с\text{тв}}$ чаще всего обусловлены различной степенью доломитизации и глинистостью, иногда также сульфатизацией.

Для пород, твердый скелет которых состоит из нескольких фаз, остаются справедливыми формулы (II.79) и (II.80), однако под $\delta_{с\text{тв}}$ здесь следует подразумевать среднюю электронную плотность твердого скелета, которую в случае пространственно обособленных фаз можно вычислить по формуле

$$\delta_{с\text{тв}} = \frac{\sum_i V_i \delta_{ei}}{\sum_i V_i}. \quad (\text{II.82})$$

Анализ формулы (II.82) и пределов изменения содержания отдельных примесей в составе скелета песчаников и известняков показывает следующее [22]. Абсолютная погрешность в определении коэффициента пористости, обусловленная колебаниями плотности и электронной плотности скелета песчаников за счет их глинистости или присутствия полевых шпатов, может достигать 3—4 и даже 10%. Если считать допустимой абсолютную погрешность определения k_n в 1%, то неконтролируемые колебания содержания в кварцевом песчанике отдельных минералов не должны превышать: для полевых шпатов 15%, гидрослюда

10—12%, монтмориллонита (при плотности 2,3 г/см³) 5%. Аналогично абсолютная погрешность в 1% обуславливается ошибкой в знании доломитизации на 10%, неопределенностью концентрации ангидрита в 8% и гипса всего в 4%. В связи с этим в разрезах с непостоянной доломитизацией определение k_n требует комплексирования ГГМ с нейтронными или акустическим методами. При этом кроме k_n должна одновременно оцениваться степень доломитизации. Аналогично комплексирование указанных методов позволяет определять пористость и глинистость пластов в терригенном разрезе, загипсованность или ангидритизацию в карбонатах.

Определение объемной плотности по диаграммам ГГМ. Непосредственные показания детекторов $I_{\gamma\gamma}$, выраженные в имп/мин, зависят, как и в других методах радиометрии, от мощности источника, эффективности детектора и конструкции зондовой части прибора. Наконец, дифференцирующая способность метода также не остается постоянной даже для приборов одного типа. Поэтому интерпретация диаграмм ГГМ возможна лишь при проведении исследований приборами, эталонированными на специальных модельных средах с известными параметрами, или при наличии в разрезе скважин опорных пластов с известной электронной плотностью.

Оптимальными считаются эталонирование приборов на базе в двух средах с реальной геометрией (пласт, пересеченный скважиной заданного диаметра), контроль чувствительности прибора на скважине и установление масштаба регистрации диаграмм с использованием полупласта: бетонного блока размером примерно 600 × 400 × 250 или алюминиевого блока размером 500 × 150 × 150 мм с полуцилиндрической выемкой для зондовой части прибора на протяженной стороне. Эталонные среды на базе рекомендуется изготавливать из мраморного блока (плотность 2,7 г/см³) и насыщенного песка, насыщенного водой (объемная плотность 2,03—2,10 г/см³). Из-за пониженного значения Z/M алюминиевый блок ($\delta = 2,7$ г/см³) эквивалентен песчаннику или известняку с плотностью около 2,60 г/см³ [22].

Выделение пластов, отсчет показаний, внесение поправок за нелинейность аппаратуры и влияние интегрирующей ячейки осуществляются так же, как и при других методах радиометрии. В принципе при ГГМ, так же как и при НГМ, следует из показаний метода вычитать вклад естественного γ -излучения. Однако при достаточно высокой мощности источника излучения, рекомендуемой в паспорте прибора, этим вкладом можно пренебречь. Для повышения точности учета влияния глинистой корки и неровностей стенки скважины при ГГМ используют двухзондовые приборы типа РГП-1 или РГП-2. Рассмотрим порядок интерпретации данных ГГМ с такими приборами [22].

На рис. 63 приведена палетка для определения плотности по данным прибора РГП-1. Палетка является обобщенной, т. е.

получена путем усреднения данных для песчаников и известняков. Погрешность определения δ , обусловленная таким игнорированием литологии пласта, составляет не более $0,02 \text{ г/см}^3$. Если литология пласта известна, можно несколько повысить точность, используя специальные палетки для песчаников и известняков, приводимые в инструкциях по эксплуатации приборов РГП и интерпретации их данных, составленных во ВНИИГИС.

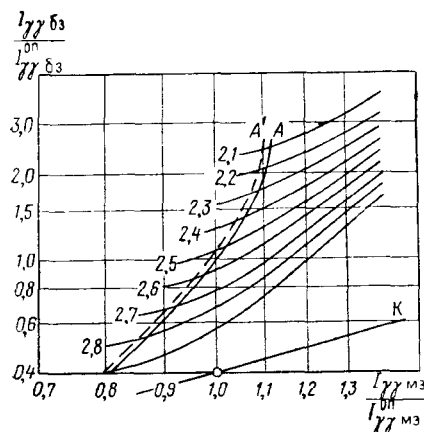


Рис. 63. Палетка для определения объемной плотности δ по относительным показаниям большого $I_{\gamma\gamma \text{ бз}} / I_{\gamma\gamma \text{ оп бз}}$ и малого $I_{\gamma\gamma \text{ мз}} / I_{\gamma\gamma \text{ оп мз}}$ зондов гамма-метода (двухканальный прибор РГП-1).

A, A' — линии нулевой толщины глинистой корки при диаметре скважины соответственно 190 и 245 мм; шифр кривых — δ в г/см^3 .

При построении рис. 63 был автоматически учтен рост отношения δ_e / δ при увеличении пористости известняков и песчаников, поэтому величина, определяемая по рис. 63, представляет собой непосредственно объемную плотность пород. При определении плотности других пород электронную плотность этих сред получают путем прибавления к результатам интерпретации величины δ_e — $\delta \approx 0,11 k_p$. Для этого предварительно по величине $I_{\gamma\gamma \text{ бз}} / I_{\gamma\gamma \text{ мз}}$ определяют пористость пласта (в предположении, что он песчаник или известняк) и по значению k_p вычисляют указанную поправку $\delta_e - \delta$. Наибольшее различие между δ_e и δ для пород нефтяных месторождений возможно для галита. В этом случае плотность, определенная непосредственно по палетке, оказывается ниже ее истинной плотности на $0,12 \text{ г/см}^3$ и ее электронной плотности на $0,03 \text{ г/см}^3$. Для гипса плотность по палетке выше его объемной плотности на $0,03 \text{ г/см}^3$ и ниже его электронной плотности на $0,02 \text{ г/см}^3$.

При интерпретации по палетке (рис. 63) используют дополнительный прозрачный бланк, на который нанесена такая же сетка горизонтальных и вертикальных линий, а также крест, как и на палетке. На прозрачный бланк наносят точки с координатами, равными отношениям показаний большого $I_{\gamma\gamma \text{ бз}}$ и малого $I_{\gamma\gamma \text{ мз}}$ зондов к показаниям тех же зондов в эталонной среде (алюминиевый полупласт). На этот же бланк для контроля наносят координаты точек, полученных в результате измерения против ряда плотных пластов без глинистой корки с ровной стенкой

скважины. Далее прозрачный бланк накладывают на палетку, совместив их кресты. При этом точки для указанных плотных пластов без корки должны лежать вблизи линии A или A' (соответственно при $d_c = 190$ и 245 мм), а остальные точки — не левее указанных линий. Если сказанное соблюдается, шифр линии, проходящей через точку для данного пласта, даст значение его объемной плотности.

Смещение точек для пластов без корки относительно линий A или A' указывает обычно на недостатки эталонирования (наличие зазора между прибором и полупластом и т. п.). Вызванное этим изменение показаний зондов в эталонной среде можно исправить путем такого сдвига креста прозрачного бланка по линии K палетки, при котором оси палетки и бланка останутся параллельными, а крайние левые точки, соответствующие пластам без корки, лягут на линию A (A').

Если в качестве опорной среды используют пласт в данной скважине, то на прозрачный бланк наносят точки с координатами $I_{\gamma\gamma\text{бз}}/I_{\gamma\gamma\text{бз}}^{\text{оп}}$ и $I_{\gamma\gamma\text{мз}}/I_{\gamma\gamma\text{мз}}^{\text{оп}}$, где $I_{\gamma\gamma\text{бз}}^{\text{оп}}$, $I_{\gamma\gamma\text{мз}}^{\text{оп}}$ — показания против опорного пласта. Точку бланка с координатами (1,1) совмещают с точкой пересечения линии A (или в зависимости от диаметра скважины A') с линией, шифр которой равен плотности опорного пласта. Если опорный пласт неразмытая соль или гипс, то вместо их плотности берут величину, меньшую на $0,12$ г/см³ (каменная соль) или большую на $0,03$ г/см³ (гипс).

Вычисление пористости пластов. В зависимости от того, какая из величин (δ или δ_c) определялась при интерпретации, пористость пластов вычисляют по формулам

$$k_n = \frac{\delta_{\text{ТВ}} - \delta}{\delta_{\text{ТВ}} - \delta_{\text{Ф}}} \quad (11.83)$$

или

$$k_n = \frac{\delta_{e\text{ ТВ}} - \delta_e}{\delta_{e\text{ ТВ}} - \delta_{e\text{ Ф}}} \cdot \quad (11.84)$$

Величину $\delta_{\text{Ф}}$ ($\delta_{e\text{ Ф}}$) обычно принимают равной плотности (электронной плотности) фильтрата глинистого раствора или (если есть основания считать, что глубина проникновения не более 3—5 см) пластового флюида. При температуре пласта выше 100 — 150°C следует ввести температурную поправку по формуле

$$\delta_{\text{Ф}} = \frac{\delta_{\text{Ф}0}}{v}, \quad (11.85)$$

где $\delta_{\text{Ф}0}$ — плотность флюида при атмосферных условиях; $v = V/V_0$ — поправка за рост объема жидкости при увеличении температуры, определяемая для воды по рис. 64 (V_0 — объем жидкости при атмосферных условиях).

Для глинистых пород под $\delta_{тв}$ и $\delta_{г.тв}$ следует понимать величины

$$\delta_{тв} = \delta_{ск} (1 - c_{г.л}) + \delta_{г.л} c_{г.л}, \quad (II.86)$$

$$\delta_{г.тв} = \delta_{ск} (1 - c_{г.л}) + \delta_{г.л} c_{г.л}, \quad (II.87)$$

где $\delta_{ск}$ ($\delta_{г.ск}$) и $\delta_{г.л}$ ($\delta_{г.г.л}$) — плотность (электронная плотность) скелета (твердой фазы, исключая глинистую фракцию) и глинистой фракции соответственно.

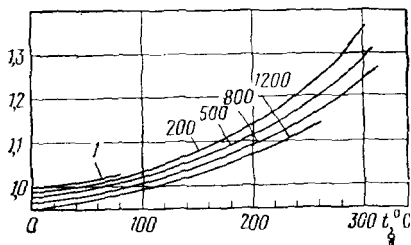


Рис. 64. Зависимость удельного объема воды v от температуры t и давления p .

Шифр кривых — p в кгс/см²

Пример 8. Найти пористость доломита по значениям относительных показаний $I_{мз}/I_{эт} = 1,1$; $I_{сз}/I_{эт} = 1,5$.

В зоне исследования средняя плотность фильтрата $\delta_{ф} = 1,05$ г/см³. Результаты интерпретации по плотным пластам без корки подтверждают правильность эталонирования [при диаметре скважины 243 мм соответствующие точки с координатами ($I_{мз}/I_{эт}$; $I_{сз}/I_{эт}$) для этих пластов ложатся на линию А].

На рис. 63 точка с координатами (1,1; 1,5) для исследуемого пласта ложится на кривую с шифром 2,4 г/см³. Поскольку по отношению электронной плотности к истинной (δ_e/δ) доломиты и известняки различаются несущественно (см. табл. 5), величина 2,4 г/см³ может приниматься равной плотности доломита.

Принимая плотность твердой фазы $\delta_{тв} = 2,85$ г/см³, по (II.83) рассчитываем коэффициент пористости:

$$k_n = \frac{\delta_{тв} - \delta}{\delta_{тв} - \delta_{ф}} = \frac{2,85 - 2,40}{2,85 - 1,05} = 0,25 = 25\%.$$

АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОД

Общие положения. Применяемая на производстве узкополосная серийная аппаратура типа СПАК (СПАК-2, СПАК-2М, СПАК-4) обеспечивает получение в необсаженных скважинах только кривых изменения по разрезу скважины интервального времени ΔT_p и коэффициента затухания α_p продольной волны, поэтому при массовой обработке геофизических материалов диаграммы акустического метода используются для решения двух задач: 1) литологического расчленения разреза по кривым ΔT_p и α_p с учетом данных других геофизических методов; 2) определения коэффициента пористости пород по величине ΔT_p .

Интервальное время пробега продольной волны ΔT_p , выра-

женное в мкс/м, связано со скоростью распространения волны v_p (в м/с) соотношением¹

$$\Delta T_p = \frac{106}{v_p}. \quad (\text{II.88})$$

Величина ΔT возрастает с увеличением пористости породы при прочих постоянных условиях.

Среди различных аналитических и эмпирических выражений, связывающих величину ΔT , регистрируемую в скважине, и искомый параметр k_n , наибольшее распространение получило уравнение среднего времени [65], которое справедливо для упрощенной модели породы, представленной чередованием участков, занимаемых минеральным скелетом и поровой жидкостью, в направлении пробега волны:

$$\Delta T_n = (1 - k_n) \Delta T_{ск} + k_n \Delta T_{ж}, \quad (\text{II.89})$$

где $\Delta T_{ск}$ и $\Delta T_{ж}$ — интервальное время пробега волны в минеральном скелете и жидкости.

Уравнение (II.89) справедливо при мономинеральном составе твердого скелета породы и насыщении пор одним флюидом. При наличии в скелете нескольких минеральных компонент с различным значением $\Delta T_{ск}$, а в порах нескольких фаз с различной величиной $\Delta T_{ж}$ уравнение (II.89) усложняется (см. гл. V).

При использовании величин $\Delta T_{ск}$ и $\Delta T_{ж}$, соответствующих минеральному скелету данной породы и составу флюидов в ее порах, уравнение (II.89) удовлетворительно описывает связь $\Delta T = f(k_n)$ для слабоглинистых пород с межзерновой пористостью при атмосферных условиях (рис. 65).

В соответствии с (II.89) k_n рассчитывают по формуле

$$k_n = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}}. \quad (\text{II.90})$$

Величина $\Delta T_{ск}$ определяется минеральным составом скелета породы (табл. 6).

¹ В дальнейшем индекс Р при ΔT опускаем, так как рассматриваются ΔT только для продольных волн.

ТАБЛИЦА 6. ЗНАЧЕНИЯ $\Delta T_{ск}$ НЕКОТОРЫХ МИНЕРАЛОВ

Минерал	$\Delta T_{ск}$, мкс/м	Минерал	$\Delta T_{ск}$, мкс/м
Кварц	164	Ангидрит	164
Полевой шпат	170	Гипс	172
Слюда	178	Камешная соль	208
Кальцит	155		

Эти значения справедливы для массивного образца минерала (интервальное время массива) при атмосферных условиях. Даже для мономинеральной породы, состоящей из зерен данного минерала, при атмосферных условиях величина $\Delta T_{\text{ск}}$ может изменяться в зависимости от состояния поверхности зерен и акустического контакта между ними. Например, существенно различаются экспериментальные значения $\Delta T_{\text{ск}}$ для кварцевого песчаника

$\Delta T_{\text{мкс/м}}$

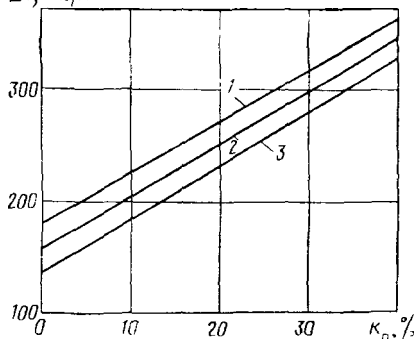
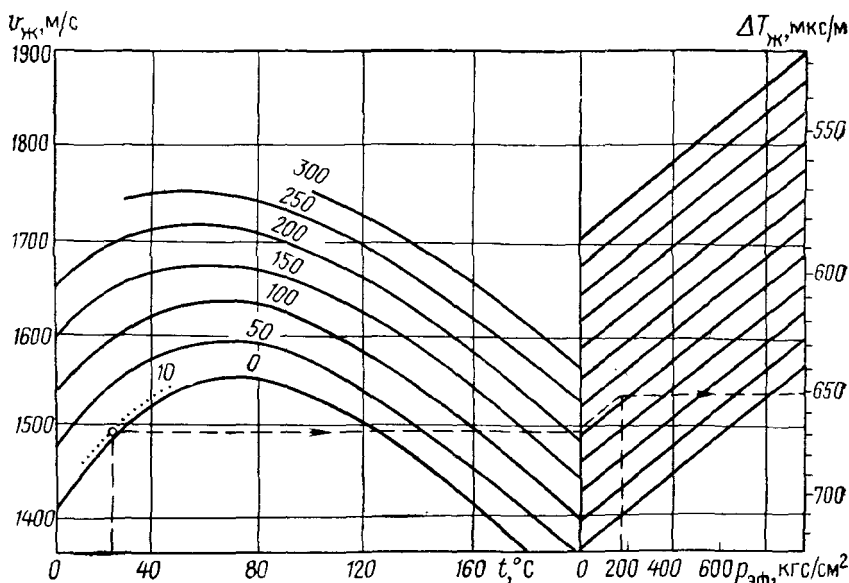


Рис. 65. Зависимости интервального времени ΔT от коэффициента пористости $\kappa_{\text{п}}$ для песчаников (1), известняков (2) и доломитов (3) при атмосферных условиях

Рис. 66. Палетка для определения интервального времени $\Delta T_{\text{ж}}$, скорости $v_{\text{ж}}$ при заданных минерализации $c_{\text{в}}$, давлении p , ф, температуре t (раствор NaCl) [92].

Шифр кривых — $c_{\text{в}}$ в г/л



с регенерационным силикатным цементом, спаивающим зерна кварца в единый каркас, и песчаника с отсутствием регенерационного цемента, в котором непосредственный акустический контакт между зернами отмечается только в точках их касания. Подобные различия в значениях $\Delta T_{\text{ск}}$ наблюдаются также для перекристаллизованных известняков (155—160 мкс/м) и тонкозернистых

мелоподобных (170—180 мкс/м). Поэтому в уравнение (II.89) нельзя подставлять табличные фиксированные значения $\Delta T_{\text{ск}}$ данного минерала, которые имеют только познавательный интерес; эту величину следует определять для каждой совокупности пород экспериментально, способами, изложенными ниже.

Для воды, нефти и углеводородных газов $\Delta T_{\text{ж}}$ зависит от состава этих флюидов и их термодинамического состояния. Величина $\Delta T_{\text{ж}}$ (в мкс/м) для водных растворов солей составляет 590—690, для нефти 715—770, для метана 2100. Величину $\Delta T_{\text{ж}}$ для заданных значений c_v , t и $p_{\text{пл}}$ можно определить по палетке на рис. 66, составленной по экспериментальным данным [96].

Практическое применение уравнения (II.89) показало, что оно удовлетворительно описывает связь между ΔT и k_n для пород с межзерновой пористостью при $k_n \leq 20 \div 30\%$ и $c_{\text{гл}} \leq 5 \div 10\%$, если поры заполнены водой и эффективное давление $p_{\text{эф}} \geq 400$ кгс/см². Уравнение (II.89) дает возможность определить пористость по данным акустического метода при отсутствии петрофизической связи между ΔT и k_n для изучаемого объекта. К недостаткам уравнения (II.89) относится отсутствие учета ряда факторов, оказывающих существенное влияние на связь $\Delta T = f(k_n)$: термобарические условия ($p_{\text{ф}}$ и t), глинистость, характер акустического контакта между зернами породы. Для учета этих условий при использовании уравнения (II.89) приходится эмпирически подбирать такие значения $\Delta T_{\text{ск}}$ и $\Delta T_{\text{ж}}$, чтобы уравнение обеспечивало получение наиболее надежных значений k_n , что, разумеется, не является оптимальным способом решения задачи.

Учет термобарических условий. Наиболее надежный путь получения k_n по диаграммам ΔT заключается в использовании экспериментальных петрофизических связей между ΔT и k_n , полученных на представительной коллекции образцов из данного геологического объекта, исследованных на специальной установке с воздействием эффективного давления и температуры (воспроизводящих пластовые условия). К настоящему времени на основе таких исследований получены связи между ΔT и k_n для различных объектов только с учетом эффективного давления $p_{\text{эф}}$; значительно меньший объем исследований выполнен с одновременным учетом давления и температуры. Возможны следующие способы представления связей $\Delta T = f(k_n)$, полученных для конкретных объектов с учетом термобарических условий.

1. На основании экспериментальных данных по изучению совокупности образцов с различной пористостью при воздействии на образцы эффективного давления и температуры с учетом закономерностей изменения величин $p_{\text{эф}}$ и t с глубиной H , характерных для данного района, составляют обобщенные зависимости $\Delta T = f(k_n)$ для различных значений $H = \text{const}$ в виде уравнений регрессии (табл. 7) или соответствующих им графиков.

ТАБЛИЦА 7. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ $\Delta T = f(k_n)$, ПОЛУЧЕННЫЕ С УЧЕТОМ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ (ПО ДАННЫМ Г. П. СТАВКИНА, МИНХ И ГП)

Объект	Глубина, м	Уравнение регрессии
Песчано-глинистые отложения нижнего сармата внешней зоны Предкарпатского прогиба	0	$\Delta T = 210 \pm 6,97k_n$
	1000	$\Delta T = 200 \pm 5,74k_n$
	1500	$\Delta T = 197 \pm 5,46k_n$
	2000	$\Delta T = 194 \pm 5,32k_n$
	3000	$\Delta T = 191 \pm 5,1k_n$
	4000	$\Delta T = 189 \pm 4,95k_n$
Песчано-глинистые породы горизонта БВ ₈ , Западная Сибирь	0	$\Delta T = 202 \pm 5,86k_n$
	1000	$\Delta T = 200 \pm 3,91k_n$
	1500	$\Delta T = 194 \pm 3,88k_n$
	2000	$\Delta T = 192 \pm 3,74k_n$
	3000	$\Delta T = 188 \pm 3,59k_n$
	4000	$\Delta T = 185 \pm 3,49k_n$
Песчано-глинистые породы горизонта АВ ₁ , Самотлор	0	$\Delta T = 200 \pm 6,43k_n$
	1000	$\Delta T = 196 \pm 5,5k_n$
	2000	$\Delta T = 191 \pm 5,34k_n$
	3000	$\Delta T = 186 \pm 5,3k_n$

Экспериментальные зависимости ΔT и k_n формально удовлетворяют уравнению среднего времени. Для каждого из рассмотренных объектов получено семейство линейных зависимостей $\Delta T = f(k_n)$, характеризующихся различным значением $\Delta T_{ск} = \text{const}$ (от 175 до 200 мкс/м) и наклоном, определяемым величиной $\Delta T_{ж} = \text{const}$. Анализ зависимостей показывает, что с ростом глубины H , т. е. $p_{\text{эф}}$ и t , уменьшаются значение $\Delta T_{ск}$, а также наклон графика (следовательно, и $\Delta T_{ж}$). Уменьшение значений $\Delta T_{ск}$ и $\Delta T_{ж}$ находится в соответствии с теоретическими представлениями о влиянии термобарических факторов на кинематические параметры упругих волн. Характерно, что при одновременном воздействии давления и температуры их совместное влияние с глубиной ослабевает, поскольку влияние каждого из них противоположно. Отсюда следует, что учет воздействия на зависимость $\Delta T = f(k_n)$ только фактора $p_{\text{эф}}$ может привести к систематической ошибке при определении k_n по ΔT .

2. Для характеристики соотношения величин ΔT_1 и ΔT_2 , полученных при различных значениях $p_{\text{эф}1}$ и $p_{\text{эф}2}$, предлагают эмпирическое выражение

$$\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1} = \left(\frac{p_{\text{эф}1}}{p_{\text{эф}2}} \right)^n, \quad (\text{II.91})$$

где n — эмпирическая величина, которая изменяется от 0,02 для крепких сцементированных пород до 0,2 для рыхлых водонасыщенных пород (В. П. Поталов, Б. Н. Федосеев).

Уравнение (II.91) позволяет привести значения ΔT_1 , полученные при известном давлении $p_{эф1}$, к значениям ΔT_2 , соответствующим некоторой эталонной величине $p_{эф2}$ (например, 400 кгс/см²), для которой имеется экспериментальный график $\Delta T_2 = f(k_n)$; по нему можно определить значения k_n ; соответствующие приведенным значениям ΔT_2 .

Такой способ учета $p_{эф}$ рекомендуется в основном для сцементированных пород; влияние температуры при этом не учитывается.

3. Для рыхлых несцементированных или слабосцементированных пород с $k_n > 25 \div 30\%$ с целью определения истинного значения k_n рекомендуют ввести поправку за уплотнение по формуле

$$k_n = k_{nф} \frac{330}{\Delta T_{г\lambda c\delta}}, \quad (\text{II.92})$$

где $k_{нф}$ — фиктивная пористость, определяемая по величине ΔT , отсчитанной на диаграмме; $\Delta T_{г\lambda}$ — интервальное время в глинах, вмещающих изучаемый пласт; c_δ — эмпирический коэффициент, изменяющийся от 0,8 до 1,2 в зависимости от литологии пласта и вмещающих глин. Постоянный множитель 330 соответствует по данным [29] значению $T_{г\lambda}$ в плотных глинах.¹

4. Зависимость $\Delta T = f(k_n)$, учитывающую условия естественного залегания пород исследуемого геологического объекта, получают, сопоставляя средние значения ΔT_n , установленные по диаграмме, и k_n , рассчитанные по данным представительного керна с приведением величин k_n , измеренных при атмосферных условиях, к условиям пласта (см. гл. V). Такой способ наиболее целесообразен при наличии в районе работ параметрической скважины, по которой имеются данные сплошного отбора и анализа керна в интервале, охватывающем изучаемый горизонт, и материалы полного комплекса геофизических исследований, в том числе и диаграммы акустического метода. В этом случае получают надежную связь между ΔT и k_n , которую можно использовать на соседних месторождениях данной нефтегазонасыщенной провинции, но только для отложений, изученных в параметрической скважине.

Учет глинистости пород. Все изложенное, как уже указывалось, справедливо для неглинистых и слабоглинистых межзерновых коллекторов. При значительном содержании глинистого материала в коллекторе измеряемые на образцах породы и отсчитываемые на диаграммах значения ΔT оказываются существенно завышенными по сравнению с теми, которые характеризуют

¹ Далее показана сомнительность такой рекомендации.

породу с той же пористостью и минеральным составом скелетных зерен, но при отсутствии глинистого материала.

Природа влияния глинистости на величину ΔT изучена слабо, однако, учитывая физико-химические особенности глинистых минералов, можно предположить, что важнейшими причинами аномальных значений акустических параметров, в том числе и ΔT , в глинах являются: а) слабый акустический контакт глинистых частиц, разобщенных участками, заполненными физически связанной водой; б) аномальные упругие свойства связанной воды по сравнению с обычной.

Для породы с рассеянной глинистостью уравнение среднего времени нередко пишут в виде

$$\Delta T = \Delta T_{\text{ск}} (1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) + \Delta T_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \Delta T_{\text{жп}}, \quad (\text{II.93})$$

где $\Delta T_{\text{гл}}$ и $k_{\text{гл}}$ — интервальное время в глинистых частицах и объемная глинистость коллектора.

Значения $\Delta T_{\text{гл}}$ намного выше $\Delta T_{\text{ск}}$ для остальных породообразующих минералов осадочных пород. В отличие от других минералов $\Delta T_{\text{гл}}$ вследствие высокой дисперсности глин в природных условиях нельзя измерить непосредственно на монолитном массиве глинистого минерала, поэтому величину $\Delta T_{\text{гл}}$ можно определить одним из следующих косвенных эмпирических способов: а) сопоставляя значения $\Delta T_{\text{гл}}$ и $k_{\text{п}}$, измеренные на серии искусственных образцов глины с заданным минеральным составом при различной степени уплотнения, проводя линию регрессии по полученным точкам и экстраполируя ее до пересечения с осью ординат (ΔT); найденное таким образом интервальное время $\Delta T_{\text{гл}}$ будет справедливо для глин данного минерального состава и условий определения ΔT и $k_{\text{п}}$; б) решая уравнение (II.93) относительно $\Delta T_{\text{гл}}$ для образцов с известными минеральным составом скелета, пористостью, глинистостью, на которых определено ΔT , или для пластов, в которых значение ΔT найдено по диаграмме, а остальные величины, входящие в уравнение (II.93), известны по данным исследования керна и расчетам.

Если значение $\Delta T_{\text{гл}}$ для данных отложений известно, а величина $k_{\text{гл}}$ находится по диаграммам ГМ или СП, пористость глинистого коллектора рассчитывают по формуле

$$k_{\text{п}} = \frac{(\Delta T_{\text{п}} - \Delta T_{\text{ск}}) - (\Delta T_{\text{гл}} - \Delta T_{\text{ск}})}{\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{ск}}}. \quad (\text{II.94})$$

Преобразуя формулу (II.94) и учитывая (II.90), получим

$$k_{\text{п}} = k_{\text{пф}} - k_{\text{гл}} k_{\text{п}}^{\text{а}}. \quad (\text{II.95})$$

где $k_{\text{пф}}$ — фиктивная пористость глинистого коллектора, установленная по диаграмме ΔT без учета влияния глинистости; $k_{\text{п}}^{\text{а}}$ — фиктивная пористость агрегатов глинистого материала, рассеянных в коллекторе, в общем случае не равная $k_{\text{п}}^{\text{а}}$ (см.

гл. IV). Вычитаемое в правой части уравнения (II.95) является поправкой за глинистость.

Отдельные авторы предлагают при составлении уравнения среднего времени для глинистых коллекторов объединить фазы, представленные жидкостью в порах и частицами глины, в одну и записать уравнение в виде

$$\Delta T \approx \Delta T_{\text{ск}} (1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) + \Delta T_{\text{ж}} (k_{\text{п}} + k_{\text{гл}}). \quad (\text{II.96})$$

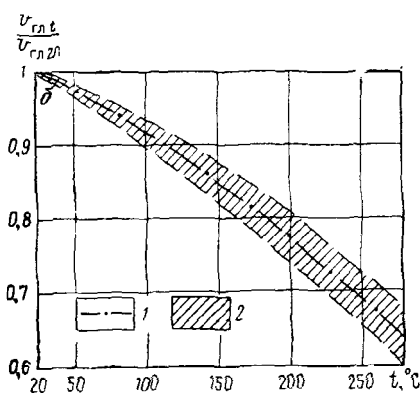
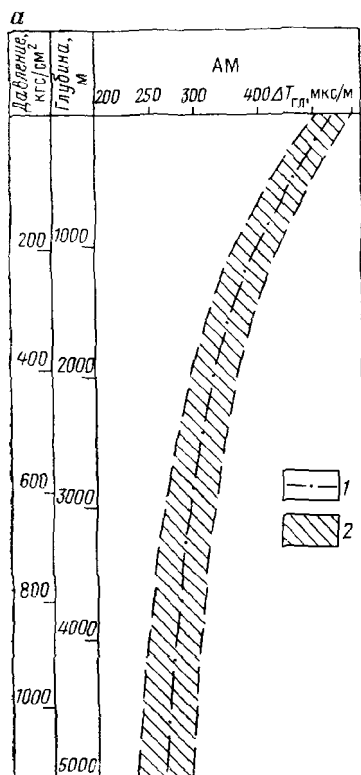


Рис. 67. Влияние на параметры $\Delta T_{\text{гл}}$ и $v_{\text{гл}} t$ условий залегания пластов (по данным В. Ю. Афанасьева — КОВНИИнефтепромгеофизика).

Обобщенные связи: а — между $\Delta T_{\text{гл}}$ и H , б — между отношением $v_{\text{гл}} t / v_{\text{гл} 20}$ и t для образцов глин. 1 — усредненная зависимость; 2 — область наиболее вероятных значений $\Delta T_{\text{гл}}$ и $v_{\text{гл}} t / v_{\text{гл} 20}$

Уравнение (II.96) физически не обосновано, поскольку всегда $\Delta T_{\text{п}} < \Delta T_{\text{ж}}$.

Более оправданным является следующее видоизменение уравнения (II.93):

$$\Delta T = \Delta T_{\text{ск}} (1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) + \Delta T_{\text{ж}} k_{\text{п эф}} + \Delta T_{\text{г л а}} k_{\text{г л а}}, \quad (\text{II.97})$$

где $k_{\text{п эф}}$ — эффективная пористость; $k_{\text{г л а}}$ — объемное содержание агрегатов рассеянной глинистости в породе (см. гл. IV); $\Delta T_{\text{г л а}}$ — величина интервального времени, соответствующая агрегатам глинистого материала с заданным минеральным составом и пористостью.

Величина $\Delta T_{\text{г.л.}}$, как правило, существенно выше значения $\Delta T_{\text{г.л.}}$ в глинах, вмещающих данный коллектор. Величину $\Delta T_{\text{г.л.}}$ целесообразно выбирать на основе экспериментальных данных с учетом минерального состава и коэффициента пористости глины, образующей агрегаты. На рис. 67, а приведен обобщенный график изменения $\Delta T_{\text{г.л.}}$ с глубиной и степенью уплотнения глин, характеризующий их коэффициентом пористости $k_{\text{п.г.л.}}$, связанной с глубиной залегания глин. График составлен по данным, полученным на коллекции искусственных образцов глин с заданным минеральным составом и пористостью и естественных образцов глин из отложений кайнозоя и мезозоя Восточного Предкавказья при воздействии давления и температуры, соответствующих условиям естественного залегания глин.

На рис. 67, а можно видеть, что величина $\Delta T_{\text{г.л.}}$ закономерно уменьшается с глубиной и уплотнением глины для глин любого минерального состава. В зависимости от минералогии глины при прочих постоянных условиях ($k_{\text{п.г.л.}}$, $p_{\text{эф.}}$, t) значения $\Delta T_{\text{г.л.}}$ изменяются в диапазоне нескольких десятков микросекунд, что определяет ширину полосы наиболее вероятных значений $\Delta T_{\text{г.л.}}$, расположенной вдоль статистической связи $\Delta T = f(H)$, причем огибающая полосы, расположенная слева, соответствует глинам преимущественно каолинового состава, правая огибающая — глинам с преобладанием минералов группы монтмориллонита, а средний график $\Delta T_{\text{п}} = f(H)$, по-видимому, отвечает глинам преимущественно гидрослюдистого состава. Наиболее вероятный диапазон изменения $\Delta T_{\text{г.л.}}$ характеризуется табл. 8.

ТАБЛИЦА 8. ИЗМЕНЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ $\Delta T_{\text{г.л.}}$ С ГЛУБИНОЙ

Глубина, м	$k_{\text{п.г.л.}}$, %		$\Delta T_{\text{г.л.}}$, мкс/м	
	Интервал	Среднее	Интервал	Среднее
300	40—60	50	450—550	500
1000	25—35	30	360—430	400
2000	12—18	15	290—360	330
3000	8—12	10	260—330	290
4000	6—8	7	250—310	270
5000	4—6	5	230—290	260

Интересно, что наиболее часто (и, как нам кажется, без достаточных оснований) используемое в качестве эталонного значение $\Delta T_{\text{г.л.}} = 330$ мкс/м соответствует глинам гидрослюдистого состава, залегающим на глубине около 2 км при средней пористости $k_{\text{п.г.л.}} = 15\%$.

Для глин с пористостью $k_{\text{п.г.л.}} > 30\%$, характерной для агрегатов рассеянного в коллекторах глинистого материала, не уплотненного под действием горного давления [11], среднее значение

$\Delta T_{г\lambda}$ изменяется в диапазоне от 400 до 550 мкс/м, при этом колебания за счет минерального состава глин составляют 360—430 мкс/м (при среднем 400 мкс/м) и 500—600 мкс/м (при среднем 550 мкс/м).

Зная примерно величину $k_{п\ г\lambda}^a = k_{п\ цем}$ для изучаемого коллектора и минеральный состав глинистого цемента, с помощью графика на рис. 67, а можно оценить наиболее вероятное значение $\Delta T_{г\lambda а}$ для последующего использования его в уравнении (II.97). В соответствии с известными литологическими закономерностями величина $k_{п\ г\lambda}^a$ уменьшается с ростом степени эпигенетических преобразований, т. е. с увеличением глубины залегания пород, их возраста, но так, что всегда $k_{п\ г\lambda}^a$ остается выше значений $k_{п\ г\lambda}$ во вмещающих данный коллектор глинах. Можно предположить, что коллекторы любого возраста при глубине залегания более 3—4 км характеризуются значениями $\Delta T_{г\lambda а} < 400$ мкс/м; в коллекторах, залегающих в интервале глубин 1—3 км, наиболее вероятным будет значение $\Delta T_{г\lambda а} = 360—450$ мкс/м, а при глубине залегания коллектора менее 1 км $\Delta T_{г\lambda а} = 450 \div 600$ мкс/м. Эти значения в каждом конкретном случае необходимо уточнять с учетом минерального состава глинистого цемента, его пористости $k_{п\ г\lambda}^a$ по данным литологических исследований.

Использование уравнения (II.97) и рекомендуемых значений $\Delta T_{г\lambda а}$ позволит для коллекторов с рассеянной глинистостью оценивать коэффициент эффективной пористости $k_{п\ эф}$ по диаграммам акустического метода. Влияние температуры на $\Delta T_{г\lambda а}$ и $\Delta T_{г\lambda}$ можно учитывать по данным рис. 67, б, на котором показана область наиболее вероятных значений коэффициента $\nu_p / \nu_{p\ 20}$, характеризующего изменение скорости продольных волн в глинах под влиянием температуры; нижняя граница области соответствует глинам монтмориллонитового состава, верхняя — каолинитового.

Анализ рис. 67, а показывает, что рекомендации отдельных авторов по интерпретации диаграмм ΔT в глинистых коллекторах справедливы лишь для определенных условий. Так, значение $\Delta T_{г\lambda} = 330$ мкс/м, широко применяемое рядом авторов как некая константа, справедливо только для узкого класса глин, преимущественно гидрослюдистого состава, при $k_{п\ г\lambda}$ около 15%, что характерно для глин, залегающих на глубине около 2 км. Предположение $\Delta T_{г\lambda} = \Delta T_{ж}$, при котором получают (II.96), с определенной оговоркой справедливо лишь для коллекторов, залегающих на глубине $H < 300$ м, т. е. не представляющих практического интереса для нефтяной и газовой промышленности.

Принимая во внимание изложенное в гл. IV при реализации различных способов интерпретации геофизических материалов, связанных с учетом глинистости, в том числе интерпретации диаграмм ΔT , учет глинистости целесообразнее выполнять путем введения в формулу для расчета $k_{п}$ геофизического параметра,

характеризующего глинистость коллектора, например $\alpha_{\text{СП}}$ (как это делается в способе фирмы «Шлюмберге»):

$$k_{\text{п}} = k_{\text{пф}} \frac{1}{2 - \alpha_{\text{СП}}}, \quad (11.98)$$

где $k_{\text{пф}}$ — фиктивная пористость глинистого коллектора, найденная без учета глинистости.

Для расчета $k_{\text{п}}$ глинистых нецементированных пород, с учетом формулы (II.92), рекомендуется применять выражение

$$k_{\text{п}} = k_{\text{пф}} \frac{1}{2 - \alpha_{\text{СП}}} \frac{330}{\Delta T_{\text{г.г.с.б}}}. \quad (11.99)$$

Для коллекторов со слоистой глинистостью справедливо уравнение среднего времени, так как модель слоистого коллектора, представленного чередованием прослоев, ориентированных перпендикулярно к направлению пробега продольной волны в породе, аналогична модели неоднородной среды, которую описывает уравнение

$$\Delta T_{\text{п.г.л.}} = \Delta T_{\text{п.ч.}} (1 - \chi_{\text{г.л.}}) + \Delta T_{\text{г.л.}} \chi_{\text{г.л.}}; \quad (11.100)$$

здесь $\Delta T_{\text{п.г.л.}}$, $\Delta T_{\text{п.ч.}}$, $\Delta T_{\text{г.л.}}$ — соответственно интервальные времена в слоистом глинистом коллекторе, в чистом песчаном коллекторе и в прослоях глины; $\chi_{\text{г.л.}}$ — доля по мощности глинистых прослоев в пачке.

Принимая в качестве $\Delta T_{\text{г.л.}}$ показания на диаграмме ΔT во вмещающих глинах и определив $\chi_{\text{г.л.}}$ по диаграмме метода глинистости, а $\Delta T_{\text{п.г.л.}}$ по диаграмме ΔT , находят $\Delta T_{\text{п.ч.}}$, решая уравнение (II.100). После этого используют величину $\Delta T_{\text{п.ч.}}$ для расчета пористости песчаных прослоев $k_{\text{пч}}$ по формуле (II.90).

Учет характера насыщения коллектора. Поскольку радиус исследования серийной аппаратурой акустического метода не превышает 20—25 см при работе в скважинах, пробуренных на глинистом растворе, показания ΔT в коллекторе определяются условиями зоны проникновения, поэтому при интерпретации диаграмм ΔT учитывают влияние только остаточного нефтели или газонасыщения в продуктивных коллекторах. В цементированных коллекторах низкой и средней пористости при определении $k_{\text{п}}$ по диаграммам ΔT характер насыщения не учитывают. При определении пористости слабощементированных высокопористых продуктивных коллекторов за рубежом рекомендуют рассчитывать $k_{\text{п}}$ по формуле

$$k_{\text{п}} = f k_{\text{пф}}, \quad (11.101)$$

где $k_{\text{пф}}$ — фиктивная пористость, определенная по диаграмме ΔT без учета характера насыщения; f — поправочный коэффициент, принимаемый равным 0,9 для нефтеносного и 0,8 для газоносного коллекторов.

Учет влияния геометрии пор. В сложных карбонатных коллекторах, содержащих трещины, каверны и крупные пласты выщелачивания, связь между ΔT и k_{π} существенно отличается от той, которая характерна для терригенных и карбонатных пород с межзерновой пористостью. В трещинной породе горизонтальные и наклонные трещины, секущие ствол скважины и, следовательно, путь пробега продольной волны, обуславливают незначительное завышение ΔT по сравнению со значением для межзерновой породы с той же общей пористостью, ослабляя амплитуду A_p сигнала и увеличивая коэффициент затухания α_p . Величина α_p тем больше, чем больше раскрытость трещин; коэффициент затухания α_p поперечных волн в зонах развития горизонтальной трещиноватости значительно выше, чем продольных, и является поэтому более надежным индикатором таких зон. Вертикальные трещины практически не оказывают влияния на величину ΔT .

В связи с этим величина пористости, определяемая в трещинном коллекторе по диаграмме ΔT , близка к его общей пористости $k_{\pi \Delta T} \approx k_{\pi} = k_{\pi \text{ мз}} + k_{\pi \text{ т}}$.

Для карбонатных коллекторов трещинно-кавернозного и трещинно-карстового типа, содержащего полости выщелачивания различного размера, величина ΔT в общем случае заключена в пределах $\Delta T_{k_{\pi}} > \Delta T > \Delta T_{k_{\pi \text{ мз}}^{\text{бл}}}$, где $\Delta T_{k_{\pi}}$ и $\Delta T_{k_{\pi \text{ мз}}^{\text{бл}}}$ — интервальное время для карбонатной породы с тем же минеральным скелетом и заполнением пор, но с межзерновой пористостью, равной соответственно общей пористости k_{π} изучаемого коллектора и межзерновой пористости $k_{\pi \text{ мз}}$ его матрицы. Согласно этому условию можно записать: $k_{\pi} > k_{\pi \Delta T} > k_{\pi \text{ мз}}^{\text{бл}}$. Чем больше размер полостей выщелачивания, тем ближе $k_{\pi \Delta T}$ к нижнему пределу $k_{\pi \text{ мз}}$.

В зарубежной печати рекомендуется принимать для сложных карбонатных коллекторов со вторичной трещинно-кавернозной пористостью $k_{\pi \Delta T} \approx k_{\pi \text{ мз}}$, что в общем случае неверно и справедливо лишь при соизмеримости вторичных пустот с длиной продольных волн.

Определение коэффициента пористости по диаграммам ΔT . В соответствии с изложенными материалами, а также данными интерпретации диаграмм ΔT_p , накопленными и производственными и научными организациями, рекомендуется следующая последовательность операций при определении $k_{\pi \text{ мз}}$ коллекторов с межзерновой или преимущественно межзерновой пористостью.

Оценка качества диаграмм. Диаграммы акустического метода должны удовлетворять следующим условиям.

1. Кривые времени пробега продольной волны T_1 , T_2 для акустических двухэлементных зондов с базой L_1 , L_2 должны в общих чертах повторять друг друга.

2. Правильность показаний на диаграмме $\Delta T = T_2 - T_1$ контролируется характерными значениями ΔT в средах, которые

ТАБЛИЦА 9. ХАРАКТЕРНЫЕ ПОКАЗАНИЯ В ОПОРНЫХ СРЕДАХ

Среда	ΔT , мкс/м	Примечание
Каверна большого диаметра	580—600	Максимальные показания
Плотные известняки ($k_n < 1\%$)	155—160	Минимальные показания
Плотные доломиты ($k_n < 1\%$)	140—145	То же
Незацементированная обсадная колонна	185	»

можно рассматривать как эталонные подобно опорным пластам при интерпретации диаграмм нейтронных методов (табл. 9).

Для значения ΔT в каждом пласте необсаженной части скважины должны соблюдаться условия: $\Delta T_{\min} < \Delta T < \Delta T_{\max}$. Нарушение этого условия свидетельствует о неправильности масштаба времени диаграммы ΔT .

3. Повторные кривые T_1 и T_2 должны отличаться от первоначальных в любом интервале разреза по абсолютным значениям не более чем на 1,5%, а кривые ΔT — не более чем на 3%.

Диаграммы T_1 , T_2 , ΔT , не удовлетворяющие одному из перечисленных условий, являются некачественными и количественной интерпретации не подлежат.

Определение границ пластов. Разрешающая способность акустического метода по вертикали зависит от расстояния (базы) между приемниками P_1 и P_2 . Чем меньше база, тем более тонкие пласты можно выделять акустическим методом.

На диаграмме ΔT , удовлетворяющей указанным признакам, пользуясь известными правилами, выделяют границы пластов в интервале исследования [55, 67]. Снимают отсчеты ΔT_n , учитывая, что на показания ΔT не оказывают влияния вмещающие породы, расположенные за пределами акустического зонда, диаметр скважины, если он не изменяется в пределах базы зонда, глинистый раствор и глинистая корка. Пласты, против которых диаметр скважины увеличен, исключают из рассмотрения на основе совместного анализа диаграммы акустического метода и кавернограммы.

При отсчете ΔT в пластах, подлежащих интерпретации, учитывают возможность искажения показаний влиянием неценстрированного положения зонда. Влиянием скорости v подъема зонда и постоянной времени τ интегрирующей ячейки на отсчет ΔT пренебрегают, если $v < 1000$ м/с, а $\tau < 0,5$ с.

Разделение пластов на группы в зависимости от параметра α_p . Выделенные пласты разделяют на три группы — с низкими, средними и высокими значениями параметра α_p . К первой группе относят терригенные и карбо-

натные породы с межзерновой пористостью, неглинистые или слабоглинистые, в которых отсутствуют горизонтальные и наклонные трещины значительной раскрытости. Вторая группа может быть представлена глинистыми породами различной степени цементации и уплотнения, высокопористыми рыхлыми коллекторами, трещинными коллекторами с горизонтальными и наклонными трещинами значительной раскрытости. Принадлежность пласта к одной из трех групп устанавливают путем совместного анализа диаграмм акустического метода и всего комплекса геофизических исследований. Пласты с высокими значениями α_r из рассмотрения обычно исключают и не интерпретируют. Исключение составляют плотные трещинные коллекторы.

Определение k_p в чистых и слабоглинистых коллекторах. При наличии экспериментальных зависимостей типа изображенных на рис. 65 для изучаемого геологического объекта k_p определяют непосредственно по заданному значению ΔT_p с помощью графика, соответствующего глубине залегания пласта; полученную величину k_p корректируют в случае необходимости только за влияние остаточной нефте- или газонасыщенности.

При отсутствии экспериментальной зависимости $\Delta T_p = f(k_p)$ коэффициент k_p рассчитывают по формуле (II.90), используя значения $\Delta T_{ск}$ с учетом минерального состава породы и величину $\Delta T_{ж}$, определенную способами, изложенными выше; принимают для песчаников $\Delta T_{ск} = 170$ мкс/м (цементированный) или $\Delta T_{ск} = 182$ мкс/м (рыхлый), для известняков $\Delta T_{ск} = 156$ мкс/м, для доломитов $\Delta T_{ск} = 143$ мкс/м; значение $k_{пф}$, рассчитанное по формуле (II.90), корректируют за влияние эффективного давления и, если считают необходимым, за влияние остаточной нефти или газонасыщенности.

В породах со сложным минеральным составом величину $\Delta T_{ск}$ определяют, сопоставляя значения ΔT_p и $1/\rho_{эф.БК}$, рассчитанные по диаграмме БК, для ряда пластов, охватывающих возможно больший диапазон изменения этих параметров. Получаемую при осреднении точек линию регрессии продолжают до пересечения с осью ΔT ; точка пересечения дает величину $\Delta T_{ск}$ при $k_p = 0$ (рис. 68).

Коэффициент k_p в глинистых коллекторах рассчитывают, зная величину $k_{пф}$, определенную при предположении, что коллектор неглинистый, и корректируя $k_{пф}$ за влияние глинистости одним из рекомендуемых способов.

Величину k_p в трещинном коллекторе рассчитывают так же, как и в межзерновом, полагая, что получаемая пористость практически не отличается от общей пористости, определяемой ядерными методами. В трещинно-кавернозном коллекторе значение $k_{пак}$ принимают равным $k_{пмз}^{бл}$ блоков или близким k_p либо

считают, что $k_{п} > k_{п\text{ ак}} > k_{п\text{ мз}}^{\text{бл}}$ в зависимости от геометрии, размеров полостей выщелачивания и расположения их в пространстве.

Однозначное решение задачи определения пористости и ее компонент в сложных карбонатных коллекторах по данным акустического метода возможно только при использовании полного комплекса параметров широкополосной модификации метода — $\Delta T_{р}$, $\Delta T_{с}$, $\alpha_{р}$, $\alpha_{с}$ и др. [37].

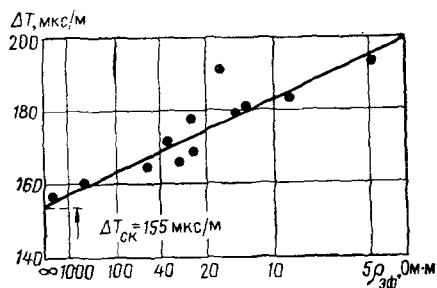


Рис. 68. Пример определения интервального времени $\Delta T_{ск}$ для исследуемых отложений путем сопоставления показаний диаграмм АМ (ΔT) и БК ($\rho_{ф}$)

Преимущества и недостатки акустического метода определения $k_{п}$. Преимущества метода: 1) сравнительная простота определения $k_{п}$, не требующего введения ряда поправок — за влияние скважины, конечной мощности пласта и т. п.; 2) возможность использования метода в скважинах, заполненных глинистым раствором и технической водой любой минерализации, нефiltrующимся, в том числе известково-битумным раствором. Недостатки метода: 1) слабо изучено влияние размеров, формы и взаимного расположения крупных пустот в сложных карбонатных коллекторах, что обуславливает в большинстве случаев неопределенность физического смысла величины $k_{п\text{ ак}}$, определяемой в таких коллекторах при использовании стандартной аппаратуры; 2) недостаточно изучены акустические параметры, в том числе $\Delta T_{р}$, глин различных минерального состава и степени уплотнения, поэтому все предлагаемые способы корректировки $k_{п\text{ ф}}$ за влияние глинистости являются в определенной степени формальными; 3) слабая обеспеченность диаграмм ΔT экспериментальными зависимостями, полученными в условиях, воспроизводящих пластовые, для основных нефтегазодобывающих районов.

Пример 9. Определить $k_{п}$ слабоглинистого коллектора в горизонте БВ₈ одного из нефтяных месторождений Тюменской области, залегающего на глубине 2500 м, при $\Delta T = 270$ мкс/м.

Пользуясь данными табл. 7 и интерполируя между зависимостями $\Delta T = f(k_{п})$ для $H = 2000$ м и $H = 3000$ м, находим $k_{п} = 22\%$.

Пример 10. Рассчитать $k_{п}$ пласта чистого известняка, коллектора с межзернивой пористостью, залегающего на глубине 1500 м на одном из месторождений Башкирии, если известно $\Delta T_{п} = 200$ мкс/м.

Считаем $\Delta T_{\text{СК}} = 156$ мкс/м. Величину $\Delta T_{\text{Ж}}$ определяем по палетке (рис. 66), принимая¹ $c_s = 10$ г/л, $t = 25^\circ \text{C}$, $p_{\text{эф}} = 170$ кгс/см², получаем $\Delta T_{\text{Ж}} = 650$ мкс/м. Подставляя в формулу (II.90) значения $\Delta T_{\text{СК}}$, $\Delta T_{\text{Ж}}$, $\Delta T_{\text{П}}$, получаем $k_{\text{П}} = (200 - 155)/(650 - 155) = 9,1\%$.

ЭФФЕКТИВНАЯ ПОРИСТОСТЬ

При подсчете запасов нефти и газа обычно отдельно определяют коэффициенты пористости $k_{\text{П}}$ и нефтегазонасыщения $k_{\text{НГ}}$, зная которые, можно рассчитать коэффициента эффективной пористости $k_{\text{П эф}}$ коллектора по формуле (II.4). Очевидно, что при непосредственном определении коэффициент $k_{\text{П эф}}$ для всех объектов программа подсчета запасов существенно упростилась бы, а точность их расчета повысилась. Непосредственное получение $k_{\text{П эф}}$ представляет большой интерес также и потому, что для некоторых видов коллекторов, например терригенных с рассеянной глинистостью, наблюдается тесная связь между $k_{\text{ПР}}$ и $k_{\text{П эф}}$ [84]. В связи с этим рассмотрим возможности геофизических методов при определении $k_{\text{П эф}}$.

Различают два значения коэффициента эффективной пористости: одно значение $k_{\text{П эф}}$ определяется выражением (II.4) и зависит, следовательно, не только от литологии коллектора, но и от положения его под уровнем ВНК; другое значение $k_{\text{П эф}}^{\text{ПР}}$ является предельной величиной $k_{\text{П эф}}$ для данного коллектора, зависит только от его литологии и может быть вычислено по формуле (II.4) при подстановке в нее вместо $k_{\text{ВО}}$ параметра $k_{\text{В СВ}}$. Величину $k_{\text{П эф}}^{\text{ПР}}$ можно непосредственно использовать для подсчета запасов, но только для участков залежи нефти и газа, предельно насыщенных углеводородами; кроме того, зная $k_{\text{П эф}}^{\text{ПР}}$, можно оценить потенциальную эффективную емкость коллектора, что представляет интерес при проектировании разработки.

Коэффициент $k_{\text{П эф}}$ можно найти по параметру $P_0 = \rho_{\text{П}}/\rho_{\text{В}}$, располагая корреляционной связью между P_0 и объемной влажностью коллектора w (см. гл. III).

ТЕРРИГЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР С РАССЕЯННОЙ ГЛИНИСТОСТЬЮ

Для коллектора данного типа $k_{\text{П эф}}^{\text{ПР}}$ можно определить следующими методами.

Ядерно-магнитный метод. Единственным геофизическим методом, дающим непосредственную информацию о $k_{\text{П эф}}$, является метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). В терригенном коллекторе с межзерновой пористостью при отсутствии в зоне исследования ЯМР (практически промытая зона) остаточного газа

¹ Величина $c_{\text{Н}} = 10$ г/л принята, исходя из того, что пласт является коллектором и в зоне исследования акустическим методом, не превосходящей зону проникновения, порода насыщена осолоненным фильтратом пресного глинистого раствора.

величина $k_{п\text{эф}}^{пр}$ полагается равной индексу свободного флюида (ИСФ), определяемому непосредственно по диаграмме ЯМР: $k_{п\text{эф}}^{пр} = \text{ИСФ}$. При наличии в промытой зоне остаточного газа, характеризуемого коэффициентом $k_{го}$, величину $k_{п\text{эф}}^{пр}$ рассчитывают по формуле

$$k_{п\text{эф}}^{пр} = \text{ИСФ} + k_{го}k_{п}. \quad (\text{II.102})$$

Значения $k_{го}$ и $k_{п}$ определяют независимыми геофизическими способами [57].

Метод потенциалов собственной поляризации. По величине $\alpha_{сп}$, используя эталонную для изучаемого коллектора зависимость $\alpha_{сп} = f(\eta_{г\text{л}})$, находят величину $\eta_{г\text{л}}$ (см. гл. IV), после чего рассчитывают $k_{п\text{эф}}^{пр}$ по формуле

$$k_{п\text{эф}}^{пр} = k_{п} - \frac{k_{п}\eta_{г\text{л}}k_{п\text{г\text{л}}}}{(1 - \eta_{г\text{л}})(1 - k_{п\text{г\text{л}}})}, \quad (\text{II.103})$$

где $k_{п\text{г\text{л}}}$ — пористость агрегатов рассеянного глинистого материала¹.

Если для изучаемого геологического объекта получена корреляционная связь между $\alpha_{сп}$ и $k_{в\text{св}}$ (см. рис. 77), то определение $k_{п\text{эф}}^{пр}$ упрощается — по заданной величине $\alpha_{сп}$ находят $k_{в\text{св}}$, после чего рассчитывают $k_{п\text{эф}}^{пр}$ по формуле (II.4), подставляя $k_{в\text{св}}$ вместо $k_{го}$.

Гамма-метод. Интерпретируя диаграмму ГМ, определяют величину $k_{г\text{л}}$ способом, изложенным в гл. IV, после чего рассчитывают $k_{п\text{эф}}^{пр}$ по формуле (IV.6). При совместной интерпретации диаграмм СП и ГМ возможно решение системы уравнений (II.10) и (IV.6) с определением двух неизвестных — $k_{п\text{эф}}^{пр}$ и $k_{п\text{г\text{л}}}$.

Комплексная интерпретация диаграмм электро-радиометрии и акустического метода. В результате комплексной интерпретации этих диаграмм при непрерывной обработке их по разрезу с применением ЭВМ получают кривые изменения по разрезу содержания в породе компонент порового пространства и скелета, в том числе и доли объема породы, занимаемой углеводородами (см. гл. V).

ТЕРРИГЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР СО СЛОИСТОЙ ГЛИНИСТОСТЬЮ

Если на диаграмме ЯМР отдельные прослои коллектора и глины не выделяются, величину $k_{п\text{эф}}$ определяют непосредственно по кривой ИСФ, как и для коллектора с рассеянной глинистостью. По диаграмме СП в слоистом коллекторе, зная величину $\alpha_{сп}$, находят относительное содержание $\chi_{г\text{л}}$ в пачке прослоев глины (см. гл. IV).

¹ Вероятный диапазон изменения этой величины для различных терригенных коллекторов и способы ее оценки рассмотрены в гл. IV.

Используя формулу (IV.7), рассчитывают $\eta_{гд}$ для известной величины $\chi_{гд}$, после чего подставляют $\eta_{гд}$ в формулу (II.103) и вычисляют $k_{п\text{эф}}^{пр}$.

КАВЕРНОЗНО-ТРЕЩИННЫЙ КАРБОНАТНЫЙ КОЛЛЕКТОР

Такой коллектор обычно имеет непроницаемую матрицу, поэтому эффективная пористость определяется емкостью трещин, каверн и прочих пустот выщелачивания, сообщающихся друг с другом.

Если в породе отсутствуют закрытые вторичные поры, то

$$k_{п\text{эф}}^{пр} = k_{пк} + k_{пт} = k_{пт} \quad (\text{II.104})$$

или

$$k_{п\text{эф}}^{пр} = k_{пт} = \frac{k_{п} - k_{пмз}}{1 - k_{пмз}} \quad (\text{II.105})$$

Значение $k_{п}$ устанавливают по диаграмме НГМ или ГГМ, величину $k_{пмз}$ — по удельному сопротивлению при благоприятных условиях, диаграмме ΔT акустического метода или по керну, используя модальное значение распределения $k_{пмз}$ [25, 36].

При наличии в породе закрытых пор коэффициент $k_{п\text{эф}}^{пр}$ следует рассчитывать по формуле (II.105), подставляя в нее значение $k_{п}$, уменьшенное на величину закрытой пористости.

Оптимальный путь расчета $k_{п\text{эф}}$, как и для терригенного разреза, — решение системы уравнений, в которых используют данные полного комплекса ядерных, акустических и электрических методов (см. гл. V).

ГЛАВА III

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕНИЯ

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Объем пор породы-коллектора лишь частично заполнен нефтью или газом, поскольку часть этого объема в гидрофильном коллекторе (а это наиболее распространенный тип коллектора месторождений нефти и газа) занимает остаточная вода. Содержание остаточной воды в коллекторе характеризуется коэффициентом остаточного водонасыщения $k_{во}$ или просто коэффициентом водонасыщения k_v , который равен отношению объема пор, занимаемого водой, по всему объему пор. Различают физически связанную или просто связанную воду, которая практически неподвижна и представлена монослоем прочносвязанной и полислоями рыхлосвязанной воды, адсорбированной на поверхности частиц породы, и подвижную воду углов пор, капиллярно-удержанную, капельную. Содержание в объеме пор физически связанной воды характеризуется коэффициентом $k_{в св}$, содержание подвижной воды — коэффициентом $k_{в подв}$:

$$k_{в подв} + k_{в св} = k_{во} \quad (III.1)$$

Содержание нефти или газа в коллекторе характеризуется коэффициентом нефтегазонасыщения $k_{нг}$, представляющим отношение доли объема пор, занимаемого жидкими и газообразными углеводородами, ко всему объему пор. Величины $k_{нг}$ и $k_{во}$ в соответствии с их определением связаны соотношением

$$k_{нг} + k_{во} = 1. \quad (III.2)$$

В зоне предельного нефтегазонасыщения коллектора подвижная остаточная вода отсутствует и $k_{во} = k_{в св}$. В коллекторе с неполным нефтегазонасыщением, например в переходной зоне близ водонефтяного контакта (водонефтяная зона нефтяной залежи), присутствуют связанная и подвижная вода и величина $k_{во}$ определяется выражением (III.1).

В полностью гидрофобном коллекторе, который в природе встречается сравнительно редко, остаточная вода отсутствует и $k_{нг} = 1$. В частично гидрофобном коллекторе величина $k_{во} > 0$, а значение $k_{нг}$ заключено в пределах $(1 - k_{в св}) < k_{нг} < 1$. Кроме величины $k_{в св}$ для данного коллектора при насыщении его нефтью и водой или газом и водой с конкретными свойствами

характерен коэффициент k_b^* критического водонасыщения — $k_b^* > k_{b\text{св}}$. По значению k_b могут быть выделены три области: 1) $k_{b\text{св}} < k_b < k_b^*$, в которой возможно течение нефти или газа при отсутствии или незначительном содержании в фильтрующемся объеме воды; 2) $k_b^* < k_b < k_b^{**}$, для которой характерно двухфазное течение; 3) $k_b^{**} < k_b < 1$ — течение воды при отсутствии или незначительной доле нефти или газа в фильтрующемся объеме. Величины k_b^* , k_b^{**} устанавливают на основе анализа кривых фазовой проницаемости для систем нефть — вода и газ — вода.

По данным электрометрии скважин, полученным в необсаженном стволе, определяют коэффициент нефтенасыщения k_n в нефтеносном коллекторе, коэффициент газонасыщения k_g в газоносном коллекторе, коэффициент нефтегазонасыщения k_{ng} в коллекторе, который одновременно содержит газ и нефть (например, коллектор газовой шапки нефтяного месторождения, содержащий диспергированную в объеме газовой шапки нефть).

По данным нейтронных методов в обсаженных скважинах определяют k_g в газоносных и нефтегазоносных коллекторах. В последнем случае, зная k_{ng} по результатам электрометрии и k_g по данным нейтронных методов, можно вычислить k_n . Имеются физические предпосылки для определения коэффициента нефтенасыщения в обсаженных скважинах по диаграммам импульсных нейтронных методов.

МЕТОД ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Общие положения. Электрическое удельное сопротивление ρ_n породы-коллектора, объем пор которого частично заполнен нефтью или газом, определяется выражением

$$\rho_n = P_n P_{\text{пв}} \rho_{\text{вп}}, \quad (\text{III.3})$$

где $\rho_{\text{вп}}$ — электрическое удельное сопротивление этого коллектора при полном насыщении его водой с удельным сопротивлением $\rho_{\text{в}}$; P_n — параметр насыщения (коэффициент увеличения сопротивления), показывающий, во сколько раз возросло удельное сопротивление породы при насыщении ее нефтью или газом.

Параметр P_n связан с коэффициентом k_b эмпирическим соотношением

$$P_n = \frac{a}{k_b^n}, \quad (\text{III.4})$$

или более простым выражением (рис. 69)

$$P_n = \frac{1}{k_b^n}, \quad (\text{III.5})$$

где a и n — эмпирические константы, характерные для данного типа коллектора.

В гидрофильном межзерновом терригенном коллекторе, поверхность пор которого покрыта сплошной пленкой связанной воды, геометрия токопроводящей среды, представленной связанной и подвижной водой, сравнительно проста и значения n изменяются в пределах 1,3—2, аналогичных пределам изменения величины m в уравнении (II.6) для рассматриваемых коллекторов. Значения $n = 1,3 \div 1,8$ характерны для глинистых коллекторов,

$n = 1,8 \div 2$ — для чистых и слабоглинистых. К полностью гидрофильным относится большинство терригенных и карбонатных межзерновых коллекторов месторождений нефти и газа.

В частично гидрофобном межзерновом коллекторе на отдельных участках поверхности пор пленка воды отсутствует, что существенно усложняет геометрию объема, пропускающего ток, и приводит к росту значений n , составляющих в этом случае 2,5—5 [25, 65]. Частичная гидрофобность характерна для чистых и слабоглинистых коллекторов с высоким коэффициентом нефте- и газонасыщения, для нефтеносных коллекторов с вязкой нефтью, содержащей поверхностно-активные вещества (нафтеновые кислоты и др.).

Примерами частично гидрофобных коллекторов являются: а) чистые кварцевые песчаники с $k_n > 90\%$ в зоне предельного нефтенасыщения нефтяных залежей в отложениях девона ряда нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Туймазы, Муханово и др.) — для таких коллекторов

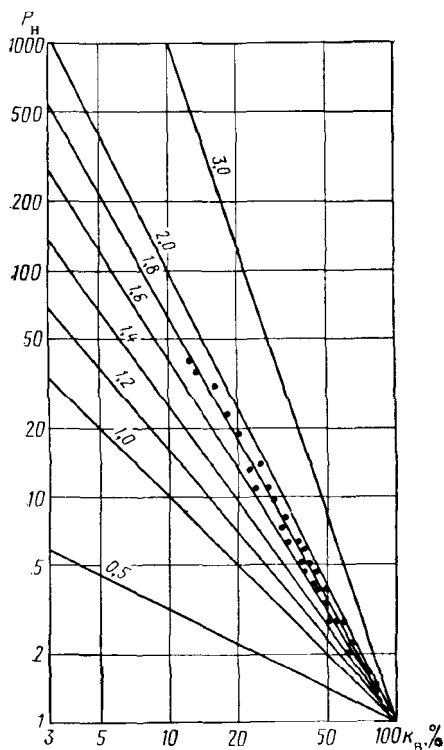


Рис. 69. Зависимости параметра насыщения P_n от коэффициента водонасыщения k_v для различных значений n (шифр кривых).

Точками обозначены экспериментальные данные для слабоглинистого коллектора

типичен отход вверх графика $P_n = f(k_v)$ в области $k_{нг} > 90\%$ от линии с $n = \text{const}$, характеризующей эту связь в области $k_{нг} < 90\%$; б) чистые кварцевые песчаники многих газовых месторождений при $k_r > 90\%$; в) коллекторы наименее глинистых горизонтов нефтяных месторождений Узень и Жетыбай, насыщенных нефтью с повышенным содержанием поверхностно-активных веществ; г) коллекторы нефтяных залежей, расположенных

на небольшой глубине (до 500 м), в которых преобладает частично окисленная нефть, — ряд месторождений Апшеронского полуострова, Северного Мангышлака, Калифорнии.

Полностью гидрофобный коллектор имеет очень высокое удельное сопротивление и характеризуется $n > 5$. К таким породам относятся пласты, содержащие тяжелую окисленную, практически неподвижную нефть и твердые битумы; полностью гидрофобные породы встречаются в палеозойских отложениях Ухтинского нефтегазоносного бассейна, Татарии и других районов.

Различают два вида связей между параметрами P_n и k_v в зависимости от способа моделирования водонасыщения образцов. Первый способ заключается в получении индивидуальной зависимости $P_n = f(k_v)$ для одного образца, в котором величина k_v изменяется от 100% (полное насыщение водой) до минимального (неснижаемого) для данного образца значения $k_v = k_{v\text{св}}$. Величину p_n образца измеряют при $k_v = 100\%$, $k_v = k_{v\text{св}}$ и нескольких промежуточных значениях k_v ; затем для каждого значения k_v рассчитывают $P_n = f(k_v)$, после чего в двойном логарифмическом масштабе наносят точки с координатами P_n и k_v и, соединяя их, получают зависимость $P_n = f(k_v)$ для данного образца, охватывающего весь диапазон возможных значений k_v и P_n (рис. 70). Получая такие зависимости для различных образцов, сравнивая и группируя их, убеждаются, что для образцов с близкими значениями пористости, проницаемости и глинистости зависимости $P_n = f(k_v)$ близки и их можно аппроксимировать единой зависимостью (рис. 71). Так, например, были получены обобщенные зависимости $P_n = f(k_v)$: для различных классов по проницаемости терригенных коллекторов палеозоя нефтяных месторождений Башкирии; для коллекторов с различной глинистостью, характеризующейся величиной $\alpha_{\text{сп}}$, группы пластов А нефтяных месторождений Тюменской области и для других районов. Анализ этих зависимостей показывает, что с ухудшением коллекторских свойств и ростом глинистости график $P_n = f(k_v)$ располагается ниже и имеет меньший наклон: при этом диапазон возможного изменения k_v сужается благодаря росту $k_{v\text{св}}$ с уменьшением k_n , $k_{\text{пр}}$ и увеличением глинистости. Аппроксимируя графики $P_n = f(k_v)$ уравнением $P_n = k_v^{-n}$, можно видеть, что с уменьшением k_n , $k_{\text{пр}}$ и ростом глинистости n уменьшается.

Так, лучшие коллекторы Башкирии при $k_{\text{пр}} > 2000$ мД характеризуются значением $n = 2$, средние коллекторы при $600 \text{ мД} < k_{\text{пр}} < 2000 \text{ мД}$ — значением $n = 1,7$, коллекторы при $100 \text{ мД} < k_{\text{пр}} < 600 \text{ мД}$ — значением $n = 1,3$; граничные значения $k_{v\text{св}}$ составляют соответственно 3; 8 и 15%. Наиболее чистым и высокопроницаемым коллекторам пластов А среднеобских месторождений ($\alpha_{\text{сп}} = 1$, $k_{\text{пр}} > 500$ мД) соответствуют $n = 1,9$, $k_{v\text{св}} = 14\%$. Для коллекторов слабоглинистых ($\alpha_{\text{сп}} =$

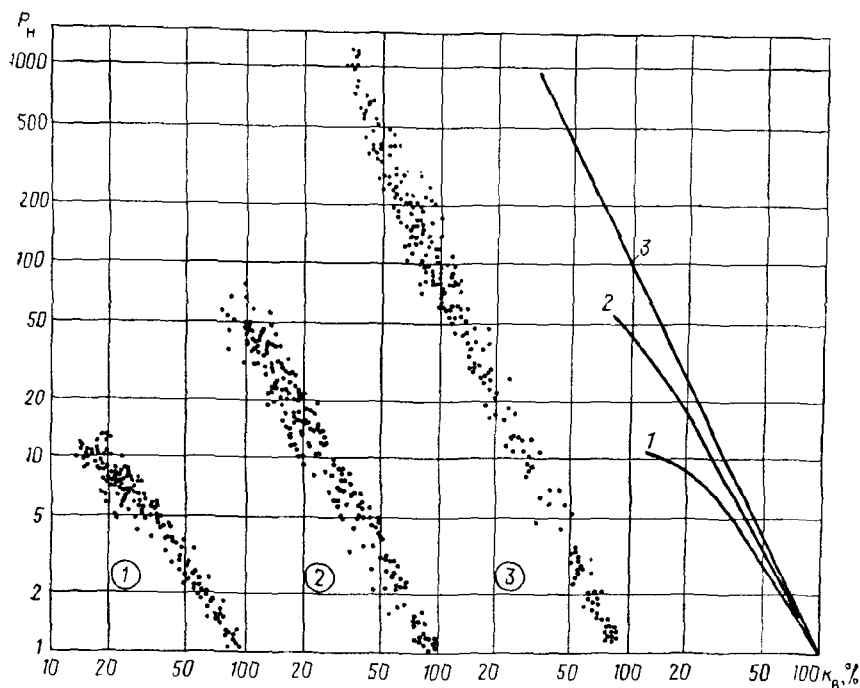


Рис. 70. Зависимости параметра насыщения P_n от коэффициента водонасыщения k_v для продуктивных песчано-глинистых отложений Башкирии.

Значения $k_{пр}$ (в Д): 1 — $0,1 \div 0,6$; 2 — $0,6 \div 2$; 3 — $> 2,6$

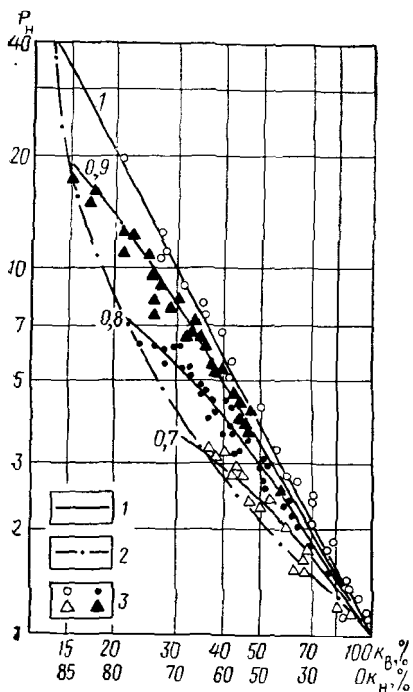


Рис. 71. Зависимости параметра насыщения P_n от коэффициента водонасыщения k_v для продуктивных терригенных коллекторов горизонта АВ месторождений Тюменской области.

1 — $P_n = f(k_v)$ для различных значений $\alpha_{СП}$ (шифр кривых); 2 — $P_n = f(k_{в, ср})$; 3 — экспериментальные точки

$= 0,9$ при $100 \text{ мД} < k_{\text{пр}} < 500 \text{ мД}$) $n = 1,5$, $k_{\text{в св}} = 16\%$; для коллекторов со значительной глинистостью ($\alpha_{\text{СП}} = 0,7 \div 0,8$ при $20 \text{ мД} < k_{\text{пр}} < 100 \text{ мД}$) $n = 1,2 \div 1,3$, $k_{\text{в св}} = 20 \div 35\%$.

Второй способ получения зависимости параметра $P_{\text{н}}$ от коэффициента водонасыщения заключается в построении графика $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в св}})$, представляющего собой левую огибающую к экспериментальным точкам зависимости $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ для разных групп коллекторов данного геологического объекта (рис. 71). Зависимость $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в св}})$ можно получить также на коллекции образцов из данного объекта со свойствами (пористость, проницаемость, глинистость), изменяющимися в широких пределах; коллекция образцов должна охватывать все разновидности от наилучших коллекторов до разностей, близких к границе коллектор — неколлектор. В каждом образце создают минимальное водонасыщение $k_{\text{в св}}$ и определяют соответствующие ему значения $P_{\text{н}}$; точки с координатами $P_{\text{н}}$ и $k_{\text{в св}}$ соединяют. Между зависимостями I рода $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ и II рода $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в св}})$ имеются следующие различия: 1) зависимость I рода справедлива только для одного класса коллекторов со сходной литологией и коллекторскими свойствами, тогда как зависимость II рода применима для всех коллекторов, присутствующих на данном месторождении; 2) зависимость I рода охватывает весь диапазон насыщения одного класса коллектора — от законтурной части залежи до части с предельным нефте(газо)насыщением, в то время как зависимость II рода соответствует различным коллекторам в зоне предельного нефте(газо)насыщения залежи; 3) зависимость типа $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в св}})$ обычно характеризуется уравнением вида (III.4), тогда как зависимость $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ лучше описывается уравнением вида (III.5). Совокупность зависимостей $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ для разных классов коллекторов и $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в св}})$, полученных по материалам данного месторождения или группы месторождений, является физической основой определения $k_{\text{в}}$ и $k_{\text{нг}} = 1 - k_{\text{в}}$ по данным метода сопротивления.

Анализ рис. 71 показывает, что область возможного нахождения точек с координатами $P_{\text{н}}$ и $k_{\text{в}}$ для изучаемого геологического объекта ограничена сверху графиком $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ для наиболее чистых и высокопроницаемых коллекторов, снизу — зависимостью $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в св}})$, огибающей семейство графиков $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ для различных классов коллекторов, и графиком $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ для наиболее глинистых коллекторов с низкой проницаемостью.

При промышленной оценке коллектора недостаточно определить $k_{\text{н}}$ или $k_{\text{г}}$; необходимо также знать, что даст коллектор при испытании. Для этого надо располагать не только семейством графиков $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ для основных классов коллекторов объекта подсчета запасов, дополненного графиком $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в св}})$, но и зависимостью $P_{\text{н}}^* = f(k_{\text{в}}^*)$, разделяющей области коллекторов с промышленным и непромышленным нефте- или газонасыщением.

График $P_n^* = f(k_v^*)$ для каждого геологического объекта можно составить, анализируя кривые $k_{прн} = f(k_v)$, $k_{прг} = f(k_v)$ фазовой проницаемости, полученные для основных классов коллекторов данного объекта, или используя результаты опробований различных коллекторов в водонефтяной зоне. Возможный путь получения графика $P_n^* = f(k_v^*)$ рассмотрим на примере семейства зависимостей $P_n = f(k_v)$ для пластов А (рис. 72).

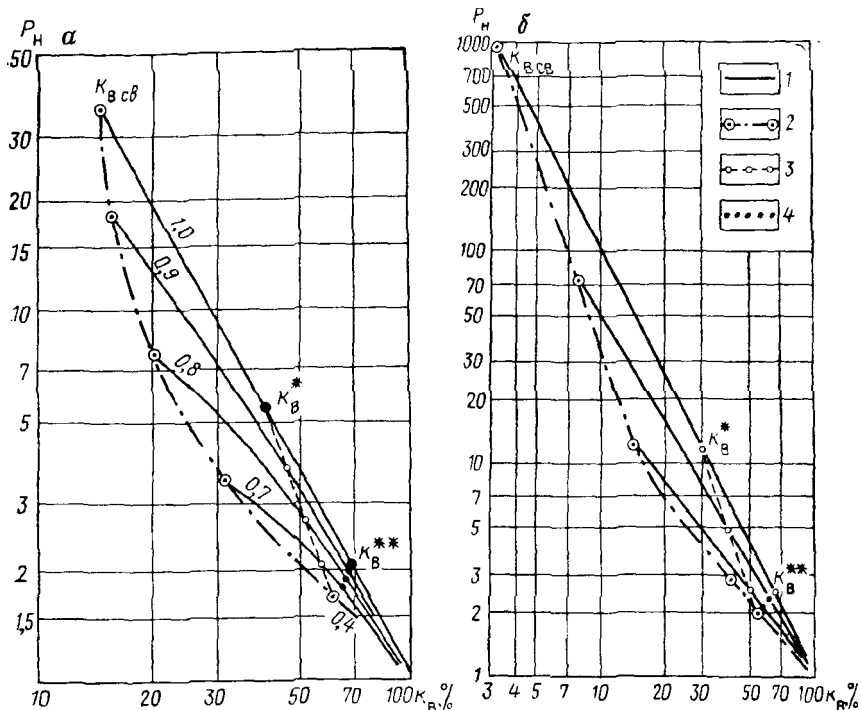


Рис. 72. Построение графиков $P_n = f(k_v^*)$ и $P_n = f(k_v^{**})$ для терригенных коллекторов с различной глинистостью.

а — горизонт АВ Тюмени; б — терригенные коллекторы палеозоя Башкирии; 1 — $P_n = f(k_v)$; 2 — $P_n = f(k_{всв})$; 3 — $P_n = f(k_v^*)$; 4 — $P_n = f(k_v^{**})$; шифр кривых — $\alpha_{СП}$

При наличии экспериментальных кривых $k_{прн} = f(k_v)$ и $k_{прв} = f(k_v)$ фазовой проницаемости для групп коллекторов, характеризуемых значениями $\alpha_{СП} = 1; 0,9; 0,8; 0,7$, на каждую кривую $P_n = f(k_v)$ с $\alpha_{СП} = \text{const}$ наносят точку с абсциссой k_v^* , соответствующей минимальному значению $k_{прв}$ при значительной величине $k_{прн}$ (см. рис. 72), затем эти точки соединяют, получая график $P_n^* = f(k_v^*)$. При отсутствии результатов исследования фазовой проницаемости для изучаемых коллекторов можно воспользоваться значением $k_v = 40\%$ по данным Леверетта для чистых коллекторов; точку с $k_v = 40\%$ на графике $P_n = f(k_v)$,

$\alpha_{СП} = 1$ соединяют прямой с точкой, имеющей координаты $P_n = 1,7$, $k_{в св} = 60\%$ на графике $P_n = f(k_v)$, $\alpha_{СП} = 0,4$, соответствующей границе коллектор — неколлектор.

Другой характерный график можно получить, проводя прямую через точку на графике $P_n = f(k_v)$, $\alpha_{СП} = 1$ с абсциссой $k_v^{**} = 70\%$ (по Леверетту — граничное значение между областями двухфазного течения и фильтрации чистой воды) и точку на графике для $\alpha_{СП} = 0,4$ с $k_{в св} = 60\%$ (см. рис. 72). Так вся область возможного присутствия точек для данного геологического объекта в координатах $P_n - k_v$ делится на три участка: первый участок заключен между графиками $P_n = f(k_{в св})$ и $P_n^* = f(k_v^*)$ и соответствует пластам переходной зоны с промышленным нефтенасыщением, второй — ограничен графиками $P_n^* = f(k_v^*)$ и $P_n^{**} = f(k_v^{**})$ и соответствует непромышленной части переходной зоны, содержащей практически неизвлекаемую нефть, третий — расположен между зависимостями $P_n = f(k_v)$ для $\alpha_{СП} = 1$, $\alpha_{СП} = 0,4$ и графиком $P_n^{**} = f(k_v^{**})$. Координаты точек пересечения графика $P_n^* = f(k_v^*)$ с зависимостями $P_n = f(k_v)$ для различных величин $\alpha_{СП} = \text{const}$ дают значения P_n^* , ρ_n^* , k_v^* для коллекторов с различной глинистостью (табл. 10).

ТАБЛИЦА 10. МИНИМАЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ P_n^* , ρ_n^* И МАКСИМАЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ k_v^* КОЛЛЕКТОРОВ С ПРОМЫШЛЕННЫМ НЕФТЕНАСЫЩЕНИЕМ

$\alpha_{СП}$	P_n^*	ρ_n^* , Ом·м	k_v^* , %
1	5,5	9,0	40
0,9	4,0	8,0	45
0,8	2,8	7,0	50
0,7	2,2	6,0	55
0,4	1,8	4,5	60

В соответствии с данными табл. 10 из коллекторов группы А при испытании будет получено: при $P_n > 5,5$, $\rho_n > 9$ Ом·м, $k_v < 40\%$ чистая нефть или нефть с незначительным содержанием воды; при $P_n < 1,8$, $\rho_n < 4,5$ Ом·м, $k_v > 60\%$ практически чистая вода или вода с эмульсией нефти; при $5,5 > P_n > 1,8$, $9 \text{ Ом·м} > \rho_n > 4,5 \text{ Ом·м}$, $60\% > k_v > 40\%$ нефть с водой с различным соотношением нефти и воды, причем доля воды будет расти с приближением P_n , ρ_n к нижнему (P_n^{**} , ρ_n^{**}) и k_v к верхнему (k_v^{**}) пределам.

Указанные границы зон нефть, вода и области неоднозначности (нефть + вода) находятся в удовлетворительном соответствии с данными, полученными на основании обобщения результатов испытания коллекторов с рассеянной глинистостью группы

А нефтяных месторождений Нижневартовского свода. Для слоистых глинистых коллекторов группы АВ₁ характерны другие критерии продуктивности (методика обоснования их рассматривается ниже).

Изложенный способ определения критических значений параметров P_n^* , ρ_n^* , k_v^* проиллюстрируем на примере терригенных коллекторов Башкирии. Принимая для чистых коллекторов с наибольшей проницаемостью $k_v^* = 30\%$, для сильно глинистых пород ($k_{пр} = 5 \div 10$ мД, $k_n = 10 \div 12\%$), соответствующих границе коллектор — неколлектор, $k_{в св} = 54\%$, получим пределы изменения критических значений $11 > P_n^* > 2$; $4,5 \text{ Ом} \cdot \text{м} > \rho_n^* > 3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $30\% < k_v < 54\%$, характеризующих границу зон «нефть» и «нефть — вода» для коллекторов с различной проницаемостью и глинистостью; граница «вода» — «нефть — вода» характеризуется значениями $2,5 > P_n^{**} > 2$; $2,5 \text{ Ом} \cdot \text{м} > \rho_n^{**} > 1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $55\% < k_v^{**} < 65\%$. Эти критерии также удовлетворительно согласуются с установленными на основе обширных опытных данных для нефтеносных терригенных коллекторов месторождений Западной Башкирии и Юго-Восточной Татарии.

Если коллекторы исследуемого объекта являются слабоглинистыми, значения пористости, проницаемости и глинистости их изменяются в сравнительно узких пределах и зависимость между P_n и k_v выражается практически одним графиком, так как зависимости $P_n = f(k_v)$ для образцов с разными значениями k_n и $k_{пр}$ различаются незначительно, а точки с координатами $P_{n \max}$ и $k_{в св}$, соответствующие предельному нефтегазонасыщению образцов, располагаются недалеко одна от другой. Для определения $k_{н г}$ такого объекта можно использовать единую зависимость $P_n = f(k_v)$ и для оценки характера насыщения — фиксированные значения параметров P_n^* , ρ_n^* , k_v^* . Примером такого объекта служит пласт БВ₈ месторождения Самотлор и других месторождений Нижневартовского свода.

Введя обозначение $P_0 = P_n P_n$ в соответствии с (III.3), можно записать

$$\rho_n = P_0 \rho_v; \quad P_0 = \frac{\rho_n}{\rho_v}. \quad (\text{III.6})$$

Параметр P_0 — относительное сопротивление; он является функцией произведения $k_v k_n = w_{в1}$, т. е. объемной влажности породы w_v , которая связана с коэффициентом удельного нефтегазонасыщения $w_{н г}$ соотношением

$$w_{н г} = 1 - w_v. \quad (\text{III.7})$$

В зоне предельного нефтегазонасыщения коллекторов $w_{н г} = k_{п эф}$. Экспериментальные связи $P_0 = f(w_v)$ для различных геологических объектов характеризуются, как правило, не меньшей, а нередко и большей теснотой, чем связи $P_n = f(k_v)$ (рис. 73). Преимущества использования зависимости $P_0 = f(w_v)$ для под-

счета запасов по сравнению с применением связей типа $P_n = f(k_n)$ и $P_n = f(k_v)$ заключаются в следующем: 1) для расчета параметра P_0 достаточно знать только ρ_n и ρ_v (не требуется определение k_n), что позволяет существенно сократить объем количественной интерпретации диаграмм и позволяет избежать ошибок, связанных с этапом установления коэффициента пористости; 2) по параметру P_0 можно непосредственно получить $w_{нг}$ или $k_{п\text{эф}}$ (для зоны предельного насыщения), т. е. комплексный параметр, являющийся произведением двух подсчетных параметров — k_n и $k_{нг}$, что дает возможность сократить объем расчетов и геологических построений. Особенно эффективно определение $w_{нг}$ по параметру P_0 (а при относительном постоянстве ρ_v — по удельному сопротивлению ρ_n коллектора) в коллекторах с рассеянной глинистостью при изменении $c_{гл}$ в широком диапазоне. Есть основание надеяться, что в недалеком будущем связи вида $P_0 = f(w_v)$ найдут широкое применение при подсчете запасов нефти и газа объемным методом.

В чистых и слабоглинистых коллекторах изменение минерализации пластовых вод не оказывает влияния на зависимость $P_n = f(k_v)$. В глинистых коллекторах снижение минерализации воды приводит (благодаря эффекту поверхностной проводимости) к уменьшению n при описании связи $P_n = f(k_v)$ уравнением (III.5) (рис. 74). Это обстоятельство необходимо учитывать: а) при определении $k_{но}$, $k_{го}$ в промытой зоне коллекторов; б) при установлении $k_{но}$, $k_{го}$ в заводненых участках залежи по данным метода сопротивлений в необсаженных скважинах.

Влияние минерализации воды на зависимость $P_n = f(k_v)$ можно учесть, используя для определения k_v семейство экспериментальных графиков $P_n = f(k_v)$ для различных $\rho_{ф} = \text{const}$.

Для карбонатных коллекторов вид зависимостей $P_n = f(k_v)$ существенно зависит от структуры порового пространства и, следовательно, типа коллектора.

Зависимости $P_n = f(k_v)$ для межзерновых карбонатных коллекторов во многом сходны с аналогичными зависимостями для межзерновых терригенных коллекторов. Так, графики $P_n = f(k_v)$ обычно близки к линейным в билогарифмическом масштабе и описываются выражением (III.5) с $n = 1,6 \div 2$, в то время как для $P_n = f(k_{в\text{св}})$ более типично выражение (III.4). Для карбонатных межзерновых коллекторов различие зависимостей $P_n = f(k_v)$ и $P_n = f(k_{в\text{св}})$ обусловлено присутствием глинистого материала в нерастворимом остатке и наличием множества субкапиллярных пор ($< 0,5$ мкм) в плотных участках карбонатной матрицы, которые при гидрофильности карбонатного скелета заполнены неподвижной остаточной водой. Чем однороднее структура порового пространства, тем ближе зависимость $P_n = f(k_v)$ карбонатной породы к типичной зависимости для чистых терригенных коллекторов ($n = 1,8 \div 2$). Чем сложнее

строение пор, тем ниже n и график по виду приближается к графику для кавернозных пород, имеющих $n < 1$.

Рассмотрим предельные случаи для сложных карбонатных коллекторов. Электрическое удельное сопротивление $\rho_{п\tau}$ трещинного коллектора, трещины которого заполнены нефтью (газом), а матрица содержит пластовую воду, слабо зависит от ориентации трещин относительно направления измерения удельного

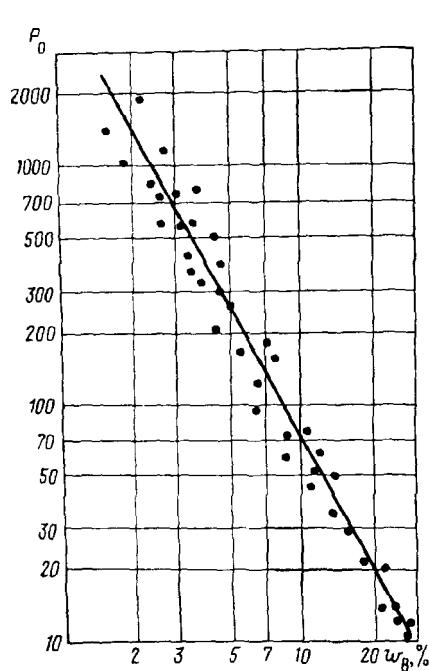


Рис. 73. Зависимость параметра P_0 от объемной влажности w_v для пластов БВ, Самотлор (по В. Г. Мамяшеву)

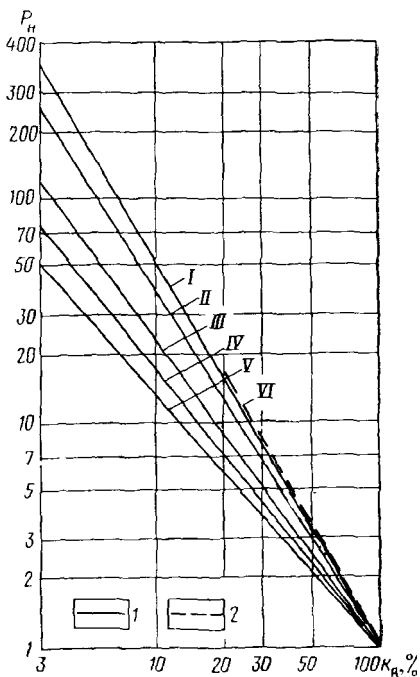


Рис. 74. Экспериментальные зависимости параметра насыщения P_n от коэффициента водонасыщения k_n для глинистых коллекторов при различной минерализации остаточной воды.

Месторождения: 1 — Туймазы (по О. И. Ильёсову), 2 — о-в Сахалин (по В. М. Волковой); I — пластовая вода; вода с электрическим удельным сопротивлением (в Ом·м): II — 0,05, III — 0,2, IV — 1, V — 2,2, VI — 0,047

сопротивления. Трещины, параллельные направлению измерения, не влияют на $\rho_{п}$, и в этом случае $\rho_{п\tau} = \rho_{п\text{бл}}$. Трещины, перпендикулярные к направлению измерения, при наличии в них непрерывного слоя нефти (газа), должны были бы обусловить $\rho_{п\tau} = \infty$, однако в действительности этого не наблюдается, поскольку поверхности трещин шероховатые и на отдельных участках возможен электрический контакт блоков через связанную воду трещин. Практически при любой ориентации трещин удельное сопроти-

вление нефтегазонасыщенного коллектора $\rho_{п\tau} \approx \rho_{п\text{бл}}$. Поскольку по определению параметр насыщения трещинного коллектора

$$P_{п\tau} = \frac{\rho_{п\tau}}{\rho_{вп\tau}}, \quad (\text{III.8})$$

выражение для $P_{п\tau}$ можно получить, подставив в (III.8) значения $\rho_{п\tau} \approx \rho_{п\text{бл}}$ и $\rho_{вп\tau}$ в соответствии с формулой (II.28):

$$P_{п\tau} = Ak_{п\tau}P_{п\text{бл}} + 1 \approx Ak_{п\tau}P_{п\text{бл}}, \quad (\text{III.9})$$

где A имеет прежний смысл. Для хаотической системы трещин $A=1$ и $P_{п\tau} = k_{п\tau}P_{п\text{бл}}$.

Удельное сопротивление $\rho_{пк}$ кавернозного нефтегазонасыщенного коллектора

$$\rho_{пк} = \frac{2 + k_{пк}}{2(1 - k_{пк})} \rho_{п\text{бл}}, \quad (\text{III.10})$$

а параметр насыщения с учетом соотношений (II.40) и (III.3)

$$P_{пк} = \frac{(2 + k_{пк})(1 + 2k_{пк})}{2(1 - k_{пк})^2}. \quad (\text{III.11})$$

Выражения (III.9) и (III.11) указывают на наличие непосредственной связи параметров $P_{п\tau}$ и $P_{пк}$ не с k_v , как для межзернового нефтегазонасыщенного коллектора, а соответственно с $k_{п\tau}$ и $k_{пк}$.

Расчетные зависимости $P_{пк} = f(k_{пк})$ и $P_{пк} = f(k_v)$ для различных значений $k_{пмз} = \text{const}$ свидетельствуют о том, что с ростом $k_{пк}$ при полном насыщении каверн нефтью (газом) $P_{пк}$ растет; рост $P_{пк}$ с уменьшением k_v в кавернозной породе происходит медленнее, чем в межзерновой (см. рис. 70 и 75). Аппроксимируя связи $P_{пк} = f(k_{пк})$ для кавернозной породы выражением (III.5), убеждаемся, что для них характерны значения $n < 1$. Эти расчеты подтверждаются экспериментальными данными Л. И. Орлова и А. С. Пестрикова [63, 68]. Зависимости $P_{пк} = f(k_v)$ для трещинно-кавернозного коллектора и кавернозных пород близки.

Для пород с пустотами выщелачивания сложной формы зависимость $P_{пк} = f(k_v)$ должна иметь промежуточный характер между типичными связями $P_{пк} = f(k_{пк})$ для межзерновых и кавернозно-трещинных карбонатных коллекторов. Получить такую зависимость на образцах пород, из-за особенностей строения этих коллекторов, невозможно.

В зависимостях $P_{пк} = f(k_v)$ для трещинных и кавернозных пород k_v определяется в основном содержанием остаточной воды в порах непроницаемой матрицы. Однако для подсчета запасов важнее знать коэффициент нефте(газо)насыщения эффективных трещин, каверн и пустот выщелачивания. По данным метода сопротивлений, как и других геофизических методов, эту задачу в настоящее время решить нельзя. Обычно $k_{пк}$ эффективных

вторичных пустот берут условно, выбирая одно из значений в интервале 0,85—1 [58, 59].

Зависимости $P_n = f(k_v)$ для кавернозно-порово-трещинных коллекторов также являются промежуточными между зависимостями для межзерновых и кавернозных пород. Основное затруднение в определении k_v таких коллекторов по удельному сопротивлению ρ_n обусловлено тем, что вид связи $P_n = f(k_v)$ суще-

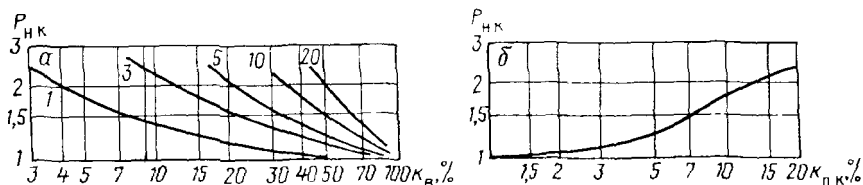


Рис. 75. Расчетные зависимости параметра $P_{нк}$ от коэффициента водонасыщения k_n для модели кавернозной породы.

а — $P_{нк} = f(k_n)$ для различных значений $k_{н мз} = \text{const}$ (шифр кривых — $k_{н к}$ в %);
б — $P_{нк} = f(k_{н к})$

ственно зависит от соотношения $k_{н мз}$, $k_{н к}$, $k_{н т}$, поэтому для расчета $k_{нг}$ надо располагать семейством графиков $P_n = f(k_v)$ для различных соотношений $k_{н мз}$, $k_{н к}$, $k_{н т}$ и иметь надежные данные для выбора графика, наилучшим образом отвечающего данному коллектору. В связи с этим установление $k_{нг}$ в сложном карбонатном коллекторе по удельному сопротивлению нецелесообразно; оптимальным является способ расчета $k_{нг}$, основанный на знании отдельных компонент общей пористости — $k_{н мз}$, $k_{н к}$, $k_{н т}$. Величину $k_{нг}$ породы рассчитывают по формуле

$$k_{нг} = \frac{k_{н мз} k_{н к} (1 - k_{н к} - k_{н т}) + k_{н т к} (k_{н к} + k_{н т})}{k_{н}} \quad (\text{III.12})$$

где $k_{н мз}$, $k_{н т к}$ — коэффициенты нефтегазонасыщения соответственно межзерновых пор проницаемой матрицы и системы трещин и пустот, включая каверны; $k_{н} = k_{н мз} + k_{н т} + k_{н к}$ — общая пористость.

Все параметры, значения которых надо поставить в формулу (III.12) для расчета $k_{нг}$, определяют на основе комплексной интерпретации данных электрометрии, ядерных и акустических методов с учетом материалов непосредственного исследования керна (см. гл. V).

Учет термобарических условий. Влияние термобарических условий на вид связи $P_n = f(k_v)$ изучено недостаточно. Немногочисленные исследования этого вопроса дают противоречивую информацию [30, 39]. В настоящее время можно лишь отметить, что для межзерновых терригенных и карбонатных коллекторов (чистых и слабоглинистых) влиянием термобарических условий на связь $P_n = f(k_v)$ можно пренебречь.

В глинистых (как с рассеянной, так и слоистой глинистостью) терригенных и сложных карбонатных коллекторах, содержащих трещины, влияние термобарических условий на зависимость $P_n = f(k_i)$ может оказаться существенным. Характерно, что эффективное давление и температура оказывают противоположное действие, поэтому суммарное влияние обоих факторов может оказаться меньше влияния одного из них или каждого, взятого в отдельности [30, 39].

Определение коэффициента нефтегазонасыщения в однородном межзерновом коллекторе. При определении $k_{нг}$ по удельному сопротивлению породы выполняют следующие операции: 1) оценивают ρ_n нефтегазонасыщенного коллектора; 2) рассчитывают ρ_{n-100} этого коллектора при 100%-ном его водонасыщении пластовой водой; 3) вычисляют P_n , выбирают зависимость $P_n = f(k_n)$, отвечающую данному объекту, находят k_n и $k_{нг}$ по параметру P_n .

Установление ρ_n удельного сопротивления продуктивного нефтегазонасыщенного коллектора. Величину ρ_n устанавливают способами, изложенными в соответствующих руководствах по диаграммам бокового электрического зондирования [44], индукционного зонда [45] или комплекта двух индукционных зондов с различным радиусом исследования [28, 65], экранированного зонда или комплекта экранированных зондов с различным радиусом исследования [4, 65]. В последнее десятилетие разработаны и широко применяются программы определения ρ_n с помощью ЭВМ в системах автоматической интерпретации данных промысловой геофизики [74].

Надежное значение $k_{нг}$ по данным метода сопротивлений можно получить при соблюдении следующих условий: 1) величина ρ_n , установленная в результате интерпретации диаграмм метода сопротивлений, соответствует удельному сопротивлению неизменной части продуктивного коллектора; 2) при определении ρ_n в исследуемом пласте учтены искажающие влияния на показания конечной мощности пласта и тонких высокоомных плотных прослоев, которые могут быть расположены в кровле или подошве пласта, а также на небольшом расстоянии от кровли или подошвы; 3) в случае определения ρ_n по диаграммам эффективного сопротивления экранированных или индукционных зондов используемые диаграммы должны быть получены эталонированными приборами и иметь надежную шкалу сопротивлений (проводимости). Остановимся на наиболее типичных ошибках, обусловленных несоблюдением каждого из этих условий.

Несоответствие величины ρ_n , полученной в результате интерпретации, удельному сопротивлению неизменной части коллектора, чаще всего является следствием глубокого проникновения фильтрата глинистого раствора в коллектор, при котором сфера исследования наибольшими зондами не распространяется на неизменную часть коллектора. Такая ситуация обычно возникает:

- а) при несоблюдении оптимального времени между бурением и геофизическими исследованиями в интервале коллектора;
б) при использовании глинистого раствора низкого качества с большой водоотдачей.

В практике промыслово-геофизических исследований нередко присутствуют оба фактора, способствующие резкому снижению эффективности геофизических исследований. В этих условиях наиболее типичны следующие ошибки при оценке характера насыщения коллекторов и определении $k_{нг}$.

1. Водоносный коллектор при наличии глубокого повышающего проникновения пресного фильтрата оценивается как продуктивный. Такая ошибка типична для слабо изученных районов поискового и разведочного бурения и может привести к резкому завышению геологических запасов нефти и газа; она нередко допускалась при подсчете запасов месторождений газа в Якутии.

2. Нефтеносный или газоносный коллектор в случае глубокого понижающего проникновения относят к непродуктивному, занижая геологические запасы месторождения. Такая ошибка возможна при использовании в качестве промывочной жидкости минерализованной технической воды; она допускалась в Башкирии и других районах Волго-Урала в период бурения скважин на технической воде с применением поверхностно-активных веществ, а также в районах с использованием минерализованных растворов — Средняя Азия, Иркутский амфитеатр и др.

3. Глубокое повышающее проникновение в продуктивный коллектор приводит к завышению ρ_n и соответствующего значения $k_{нг}$, что обуславливает завышение геологических запасов. Случай, типичный для многих районов с глинистыми коллекторами, характеризуемых повышающим проникновением, — Северный Кавказ, Днепровско-Донецкая впадина, Тюменская область, Мангышлак.

4. Глубокое понижающее проникновение способствует занижению ρ_n , соответствующего значения $k_{нг}$ и, следовательно, геологических запасов. Такая ошибка типична для районов, указанных в пункте 2.

Очевидно, что ошибки в объективной оценке запасов могут быть особенно велики в случаях, рассмотренных в пунктах 1 и 2. Сведение к минимуму указанных ошибок обеспечивается при использовании оптимальной технологии бурения, рациональном применении прямых методов (газометрия, испытатели пластов на трубах и кабеле).

Отсутствие учета искажающего влияния конечной мощности пласта-коллектора или тонких высокоомных прослоев, расположенных вблизи пласта, чаще всего обуславливает занижение удельного сопротивления ρ_n коллектора при определении его по диаграммам БЭЗ, а следовательно, занижение параметра $k_{нг}$ и в худшем случае — оценку продуктивного коллектора как водоносного. Влияние плотных прослоев на величину ρ_n , определяемую по БЭЗ,

в некоторых случаях невозможно учесть и исключить из-за неблагоприятного расположения таких прослоев по отношению к коллектору (прослой находится выше, ниже и внутри интерпретируемого пласта). В этом случае, типичном для продуктивных пластов некоторых месторождений Западной Сибири и других районов, надежно определить ρ_n можно только по диаграммам комплекса фокусированных зондов.

Систематическая эталонировка экранированных и индукционных зондов обеспечивает регистрацию диаграмм этих зондов в правильном масштабе. За период освоения и внедрения в производство этих высокоэффективных методов в различных районах были получены диаграммы по большому числу скважин, однако лишь часть этого материала подвергалась количественной интерпретации совместно с данными БЭЗ. В тех случаях, когда этот материал не интерпретировался, отсутствовал стимул для получения качественных диаграмм, в связи с чем даже по отдельным крупным месторождениям в течение ряда лет были получены диаграммы БК и индукционного метода, не подлежащие количественной интерпретации ввиду неправильного масштаба сопротивлений, а иногда и отсутствия шкалы сопротивлений. Нередко в таких скважинах не были получены и диаграммы БЭЗ, поскольку полагали, что комплекс БК-ИМ позволяет решать задачи БЭЗ; в этом случае возможность определения $k_{нг}$ вообще отсутствует. Учитывая изложенное, следует иметь в виду, что изъятие БЭЗ из обязательного комплекса в любом районе, кроме тех, где БЭЗ неинформативно (Белоруссия, Иркутский амфитеатр), недопустимо до тех пор, пока не налажена тщательная эталонировка приборов и количественная интерпретация диаграмм экранированных и индукционных зондов.

Расчет удельного электрического сопротивления $\rho_{нп}$ при 100%-ном водонасыщении. Удельное электрическое сопротивление $\rho_{вп}$ рассчитывают по формуле (II.7) с использованием известных значений P_n и $\rho_{\text{с}}$. Величину P_n получают по зависимости $P_n = f(k_n)$, составленной с учетом термобарических условий для данного типа коллектора в соответствии с коэффициентом пористости k_n , установленным по геофизическим данным или представительному керну. Значение $\rho_{\text{с}}$ определяют одним из способов, описанных в гл. II. Использовать величину $\rho_{нп}$, установленную в законтурных скважинах, для расчета параметра P_n в продуктивных пластах не рекомендуется.

Вычисление параметра P_n , определение величины $k_{нг}$. Используя известные значения ρ_n и $\rho_{нп}$, по формуле (III.3) рассчитывают параметр P_n . Далее по эталонному для данного типа коллекторов графику $P_n = f(k_e)$ или по номограмме, общей зависимости $P_n = f(k_e)$ для основных типов коллектора, вводят k_n и по формуле (III.2) рассчитывают соответствующее значение $k_{нг}$ (рис. 76). Для чистых

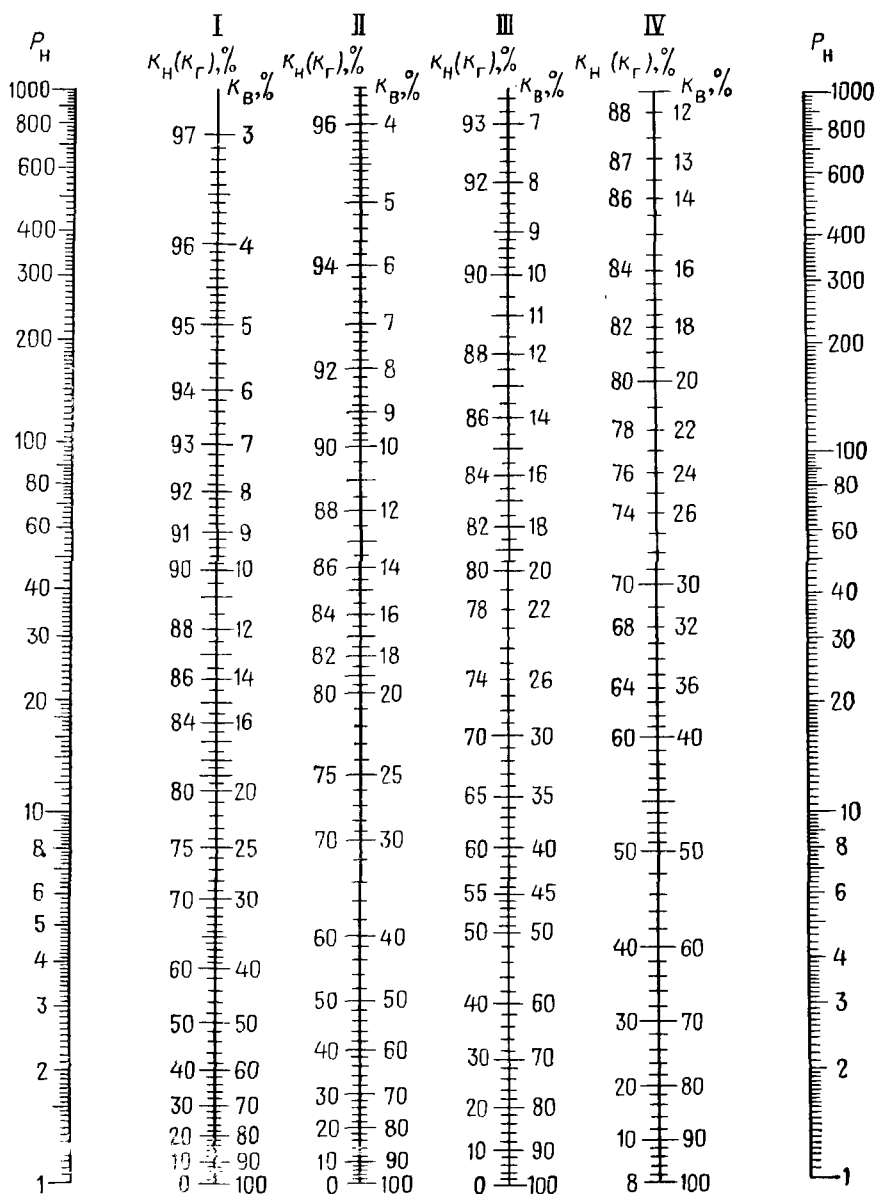


Рис. 76. Номограмма для определения водо- и нефтегазонасыщения пород по параметру P_H (по В. Н. Дахнову).

I — карбонатные коллекторы; **II** — песчано-глинистые коллекторы: гидрофильные, **III** — слабогидрофобные, **IV** — гидрофобные

коллекторов используют зависимость $P_n = f(k)$, составленную по данным лабораторных исследований образцов из этого коллектора.

Для глинистых коллекторов с рассеянной глинистостью выбирают график из семейства зависимостей $P_n = f(k_b)$ для данного геологического объекта, соответствующий определенному интервалу изменения параметра $\alpha_{СП}$ или коллекторских свойств (типа приведенных на рис. 70, 71).

При неправильном выборе графика $P_n = f(k)$ для установления $k_{иг}$ возможны следующие типичные ошибки: а) $k_{нг}$ глинистого коллектора определяют по зависимости $P_n = f(k_b)$ для чистого коллектора — это ведет к занижению получаемого значения $k_{нг}$ по сравнению с истинным; б) $k_{нг}$ чистого коллектора рассчитывают по одной из зависимостей для глинистого коллектора, при этом $k_{нг}$ завышается.

Сравнение полученного значения k_z с $k_{z,св}$ и k_v для данного типа коллекторов позволяет прогнозировать результат испытания коллектора. Если значение k_z близко или равно $k_{v,св}$, коллектор находится в зоне предельного нефтегазонасыщения залежи; при $k_{p,св} < k_z < k_v^*$ коллектор расположен в недонасыщенной зоне массивной залежи или соответствует отдельному пласту небольшой мощности либо линзе — также недонасыщенной. В первом случае коллектор при опробовании даст чистую нефть или газ; во втором случае наиболее вероятно также получение чистого продукта. При $k_z > k_v^*$ опробование позволит получить приток обводненной продукции или чистую воду.

Величина $k_{p,св}$ для каждой группы коллекторов известна, если имеются графики типа изображенных на рис. 70 и 71. Коэффициент $k_{v,св}$ можно также определить: а) по зависимости между $\alpha_{СП}$ и $k_{v,св}$, полученной по результатам лабораторных исследований или на основе сопоставления данных геофизики и представительного керна (рис. 77); б) с помощью семейства кривых зависимости $k_{v,св}$ от k_n для различных значений $k_{пр} = \text{const}$ или по зависимости $k_{v,св}$ от k_n , установленной по материалам изучения керна из исследуемого объекта (рис. 78).

Рассмотренный ранее способ, основанный на использовании семейства графиков $P_n = f(k_i)$ для различных величин $\alpha_{СП} = \text{const}$ или $k_{пр} = \text{const}$, уже содержит в себе информацию о связи между $\alpha_{СП}$ и $k_{v,св}$ или $k_{v,св}$ и $k_{пр}$, но в этом случае для промежуточных значений $\alpha_{СП}$ или $k_{пр}$ приходится находить коэффициент k_n и $k_{v,св}$ путем интерполяции между графиками $P_n = f(k_b)$. Наиболее оптимальным является совместное использование семейства графиков $P_n = f(k_i)$ для различных значений $\alpha_{СП} = \text{const}$ и зависимости $\alpha_{СП} = f(k_{v,св})$ или семейства графиков $P_n = f(k_p)$ для различных значений $k_{пр} = \text{const}$ или $k_n = \text{const}$ и зависимостей между $k_{p,св}$ и $k_{пр}$, $k_{v,св}$ и k_n при определении k_v и $k_{v,св}$ с целью последующего прогноза результатов испытания.

При наличии в продуктивной залежи нефте- и газонасыщенных коллекторов разделить их по данным только метода сопротивлений нельзя. Эта задача может быть решена по диаграммам нейтронных методов, полученных в обсаженной трубами скважине в условиях полного расформирования зоны проникновения в коллекторах, с учетом данных геофизических исследований, выполненных в необсаженном стволе. После разделения продуктивных

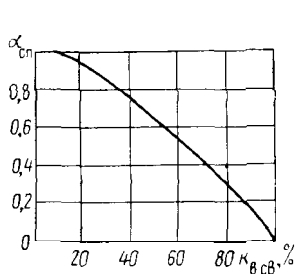


Рис. 77. Зависимость параметра $\alpha_{СП}$ от коэффициента водонасыщения $k_{в св}$, составленная по экспериментальным данным для терригенных коллекторов Западной Сибири (по Н. А. Скибицкой)

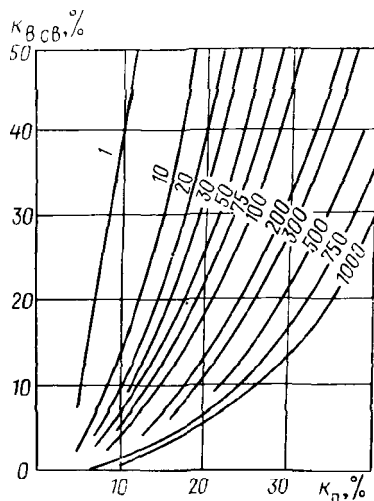


Рис. 78. Расчетные зависимости коэффициента водонасыщения $k_{в св}$ от коэффициента пористости $k_{п}$ при различных значениях $k_{пр}$ (шифр кривых — $k_{пр}$ в мД) для модели чистого межзернового коллектора (по С. Д. Пирсону [65])

пластов залежи в разрезе скважины на газоносные и нефтеносные для каждой из этих групп используют соответственно значения k_t и k_n , установленные методом сопротивлений.

В практике встречаются также залежи, где продуктивные коллекторы содержат одновременно нефть и газ: газовое месторождение Кара-Даг, в котором имеется окисленная неподвижная нефть в коллекторах; месторождения Самотлор, Федоровское Тюменской области с газовыми шапками, содержащими в диспергированном виде подвижную нефть; Оренбургское газовое месторождение, содержащее нефть на участках залежи с пониженными коллекторскими свойствами. В этом случае возникает сложная задача раздельного определения k_t и k_n и подсчета запасов газа и нефти. Задача может быть решена на основе комплексной интерпретации данных электро- и радиометрии: 1) по результатам измерений в не обсаженной трубами скважине по удельному сопротивлению коллектора определяют коэффициент нефтегазонасыщения; 2) по материалам многократных повторных измерений в обсаженной трубами скважине нейтронными методами, при усло-

вии, что последний замер выполнен в условиях полностью расформированной зоны проникновения, устанавливают k_r одним из способов, изложенных в настоящей главе; 3) величину k_n вычисляют как разность $k_n = k_{пг} - k_r$; 4) величину k_n сравнивают с критическим значением k_n^* для двухфазной системы газ — нефть (см. рис. 72); если $k_n < k_n^*$, коллектор при испытании даст чистый газ, если $k_n > k_n^*$, вместе с газом будет получена нефть,

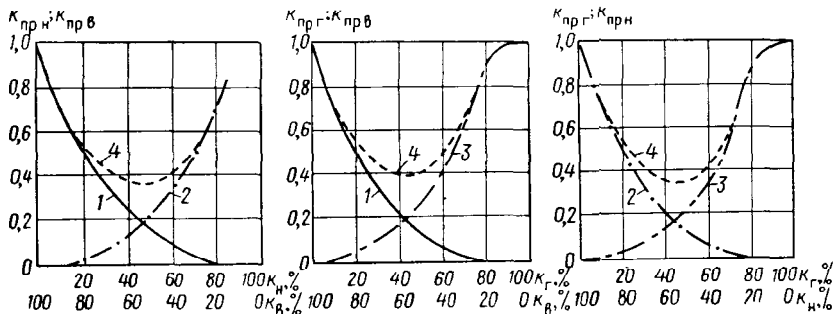


Рис. 79. Зависимости коэффициентов относительной проницаемости $k_{пр в}$, $k_{пр г}$ от коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщения (k_v , k_n , k_r). 1 — $k_{пр в} = f(k_v)$; 2 — $k_{пр н} = f(k_n)$; 3 — $k_{пр г} = f(k_r)$; 4 — зависимость суммы $k_{пр в} + k_{пр н} + k_{пр г}$ от k_v , k_n , k_r

содержание которой можно прогнозировать по соотношению k_n и k_r с учетом кривых фазовой проницаемости.¹

Пример 11. Определить коэффициент нефтенасыщения терригенного коллектора, если известны: удельное сопротивление коллектора $\rho_{п} = 25$ Ом·м по диаграмме индукционного метода; коэффициент пористости $k_p = 25\%$ по данным акустического метода; удельное сопротивление пластовой воды $\rho_v = 0,2$ Ом·м при температуре пласта; относительная амплитуда $\alpha_{СП} = 0,9$; эталонная зависимость $P_n = f(k_n)$ (кривая на рис. 72, а для $\alpha_{СП} = 0,9$). По номограмме на рис. 41, используя шкалу для склепированных песчаников, находим значение $P_n = 9$, соответствующее $k_n = 25\%$. По формуле (11.5) рассчитываем $\rho_{пп} = 9 \cdot 0,2 = 1,8$ Ом·м. Вычисляем $P_n = 25/1,8 = 14$ и по кривой $P_n = f(k_n)$ на рис. 72, а для $\alpha_{СП} = 0,9$ находим соответствующее значение $k_n = 19\%$. Следовательно, $k_n = 81\%$.

Поскольку для изучаемого коллектора $k_{в св} = 16\%$, $k_n^* = 40\%$, то $k_{в св} < k_n < k_n^*$ и данный пласт при опробовании даст чистую нефть.

Пример 12. Установить, содержит ли газонасыщенный терригенный коллектор нефть, и дать прогноз результатам испытания коллектора, если известны: коэффициент газонасыщения коллектора $k_r = 60\%$ по данным нейтронного гамма-метода; коэффициент пористости коллектора $k_p = 30\%$ по данным ГГМ и акустического метода; удельное сопротивление пластовых вод $\rho_v = 0,15$ Ом·м; удельное сопротивление коллектора $\rho_{п} = 40$ Ом·м по диаграмме индукционного зонда; относительная амплитуда $\alpha_{СП} = 1$.

¹ Впервые такие определения были выполнены во ВНИИЯГТ в сотрудничестве с Главгемгеологией в скважинах месторождения Самотлор; они и позволили установить присутствие нефти в газовой шапке месторождения (Е. В. Карус, Л. Г. Петросов, 1976 г.).

По соответствующим зависимостям $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ и $P_{\text{н}} = f(k_{\text{н}})$ рассчитываем $\rho_{\text{п}} = 1,35 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $P_{\text{н}} = 30$, $k_{\text{в}} = 16\%$. Вычисляем коэффициент нефтегазонасыщения $k_{\text{нг}} = 100 - k_{\text{в}} = 84\%$. Сравнивая $k_{\text{нг}}$ и $k_{\text{г}}$, видим, что $k_{\text{нг}} > k_{\text{г}}$, следовательно, коллектор содержит нефть, причем $k_{\text{н}} = 24\%$.

Принимая весь объем пор, занимаемый углеводородами, за единицу, вычисляем доли этого объема, приходящиеся на газ $k_{\text{г}} = 72\%$ и нефть $k_{\text{н}} = 28\%$. По кривым относительной проницаемости для двухфазной системы нефть — газ (рис. 79) находим: $k_{\text{пр г}} = 0,55$, $k_{\text{пр н}} = 0$; коллектор при испытании даст чистый газ.

Рассмотренный пример показывает, что для газоносных коллекторов, содержащих нефть одновременно с газом, возможно существенное завышение запасов газа, если вместо истинного значения $k_{\text{г}}$ использовать величину $k_{\text{нг}}$, полученную по данным метода сопротивлений.

Определение коэффициента нефтегазонасыщения в пачке, представленной чередованием прослоев продуктивного коллектора и неколлектора. Наиболее типичным примером такой пачки является слоистый глинистый коллектор, в котором тонкие прослои нефти или газонасыщенного песчаника, песка или алевролита чередуются с прослоями чистой глины или глины с примесью песчаных и алевроитовых частиц. Такой терригенный коллектор, который иногда называют коллектором со слоистой глинистостью в отличие от коллектора с рассеянной глинистостью, встречается в отложениях различного возраста ряда нефтегазонасыщенных районов. Характерными примерами такого коллектора служат продуктивные нефтеносные отложения палеогена и нижнего мела месторождений Кубани, Ставрополя, Северного Дагестана, неогена месторождений о-ва Сахалин, газоносные отложения сеномана месторождений севера Тюменской области, подсолевые отложения девона месторождений Шебелинской группы, отложения хадумского горизонта и нижнего майкопа газовых месторождений Ставрополя. Для слоистых глинистых коллекторов типичны: а) низкое электрическое удельное сопротивление продуктивной пачки $\rho_{\text{п}}$, иногда мало отличающееся от удельного сопротивления глин $\rho_{\text{гл}}$ и водоносных коллекторов $\rho_{\text{п}}$ в данном разрезе; б) возможность получения промышленных притоков нефти и газа даже при высокой глинистости пачки.

Электрическое удельное сопротивление $\rho_{\text{п}}$ связано (по В. Н. Дахнову) с электрическими удельными сопротивлениями нефтегазонасыщенных $\rho_{\text{нг}}$ и глинистых $\rho_{\text{гл}}$ прослоев соотношением

$$\frac{1}{\rho_{\text{п}}} = \frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - \chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{нг}}}, \quad (\text{III.13})$$

где $\chi_{\text{гл}}$ — относительное содержание по мощности в пачке глинистых прослоев [25, 26]. Величину $\chi_{\text{гл}}$ нельзя отождествлять ни с массовой $s_{\text{гл}}$, ни с объемной $k_{\text{гл}}$, ни с относительной $\eta_{\text{гл}}$ рассеянной глинистостью (см. раздел, посвященный геофизическим методам определения глинистости). Лишь в частном случае (редко встречающемся на практике), когда коэффициенты пористости песчаных и глинистых прослоев равны $k_{\text{п нп}} = k_{\text{п гл}}$

и минеральная плотность песчаных и глинистых частиц одинакова $\delta_{пп} = \delta_{пгл}$, величина $\chi_{гл}$ будет равна $c_{гл}$.

Обычно $\rho_{гл} < \rho_{пп}$, поэтому $\rho_{п} < \rho_{пп}$. Шунтирующее влияние глинистых прослоев тем заметнее, чем больше различие $\rho_{гл}$ и $\rho_{пп}$ и выше $\chi_{гл}$. В первом приближении в качестве значения $\rho_{гл}$ в уравнении (III.13) используют электрическое удельное сопротивление глин $\rho_{гл\text{ в м}}$, вмещающих продуктивную пачку. В действительности величина $\rho_{гл\text{ п}}$ для прослоев в пачке должна быть несколько выше $\rho_{гл\text{ в м}}$, поскольку глинистые прослои в пачке содержат рассеянные в объеме песчаные и алевритовые частицы, повышающие удельное сопротивление глины.

Рассмотрим способы определения эффективной мощности пачки $h_{эф}$. Очевидно, если h — мощность всей пачки, величину $h_{эф}$ можно рассчитать по формуле

$$h_{эф} = h(1 - \chi_{гл}), \quad (\text{III.14})$$

поскольку относительные содержания по мощности в пачке песчаных $\chi_{пп}$ и глинистых $\chi_{гл}$ прослоев связаны выражением $\chi_{пп} + \chi_{гл} = 1$. Таким образом, задача определения $h_{эф}$ сводится к расчету $\chi_{гл}$. Значение $\chi_{гл}$ устанавливают по диаграммам метода собственных потенциалов или гамма-метода, способами, описанными в гл. IV. Определив h по данным комплекса промыслово-геофизических методов, подставляют значения h и $\chi_{гл}$ в формулу (III.14) и вычисляют $h_{эф}$.

Коэффициент нефтегазонасыщения рассчитывают только для прослоев коллектора. Эту величину $k_{гг\text{ пр}}$ можно использовать в формуле подсчета запасов, поскольку известна эффективная мощность пачки $h_{эф}$; параметры $k_{пп\text{ пр}}$ и $h_{эф}$ характеризуют один и тот же объект, поэтому их можно подставить в качестве сомножителей в указанную формулу. Для определения $k_{гг\text{ пр}}$ продуктивных прослоев выполняют следующие операции: 1) устанавливают $\rho_{пп}$ пачки по диаграммам методов сопротивлений (предпочтительнее БЭЗ или индукционный); 2) задаются величиной $\rho_{гл}$, основываясь на изложенных выше соображениях; 3) получают по диаграммам методов глинистости $\chi_{гл}$; 4) подставляют $\rho_{пп}$, $\rho_{гл}$ и $\chi_{гл}$ в уравнение (III.13) и решают его относительно $\rho_{пп}$; 5) вычисляют по $\rho_{пп}$ значение $k_{гг\text{ пр}}$ способом для однородного пласта-коллектора, предварительно определив $\rho_{пп}$ песчаных прослоев по данным керна или независимых геофизических измерений.

Найденный таким образом коэффициент $k_{гг}$ характеризует нефтегазонасыщенность прослоев коллектора. Значение $k_{гг\text{ п}}$, пересчитанное на всю мощность,

$$k_{гг\text{ п}} = k_{гг\text{ пр}}\chi_{пп} = k_{гг\text{ пр}}(1 - \chi_{гл}). \quad (\text{III.15})$$

Для облегчения расчета $k_{гг\text{ пр}}$ можно воспользоваться графиками $\rho_{пп}/\rho_{гл} = f(\chi_{гл})$ для различных значений $\rho_{пп}/\rho_{гл} = \text{const}$ (рис. 80), полученными в соответствии с уравнением (III.13).

Пример 13. Определить $k_{нп}$ песчаных прослоев в слоистом глинистом коллекторе, если известно, что $\rho_{п} = 4$ Ом·м, $\rho_{гг} = 2$ Ом·м, $\chi_{гг} = 0,4$, а $\rho_{п}$ песчаных прослоев составляет 1 Ом·м. Рассчитываем $\rho_{п}/\rho_{гг} = 2$; наносим на семейство графиков на рис. 80 точку с координатами $\rho_{п}/\rho_{гг} = 2$ и $\chi_{гг} = 0,4$; через эту точку проходит расчетная кривая с шифром $\rho_{нп}/\rho_{гг} = 7$. Вычисляем $\rho_{нп} = 14$ Ом·м; поскольку $\rho_{гг} = 1$ Ом·м, $P_{н} = 14$. По шкале для гидрофильных песчаных коллекторов номограммы на рис. 76 находим значение $k_{нпр} = 0,76$, соответствующее $P_{н} = 14$. Пересчитанное на всю мощность пачки значение $k_{нп}$ составит $0,76 (1 - 0,4) = 0,46$.

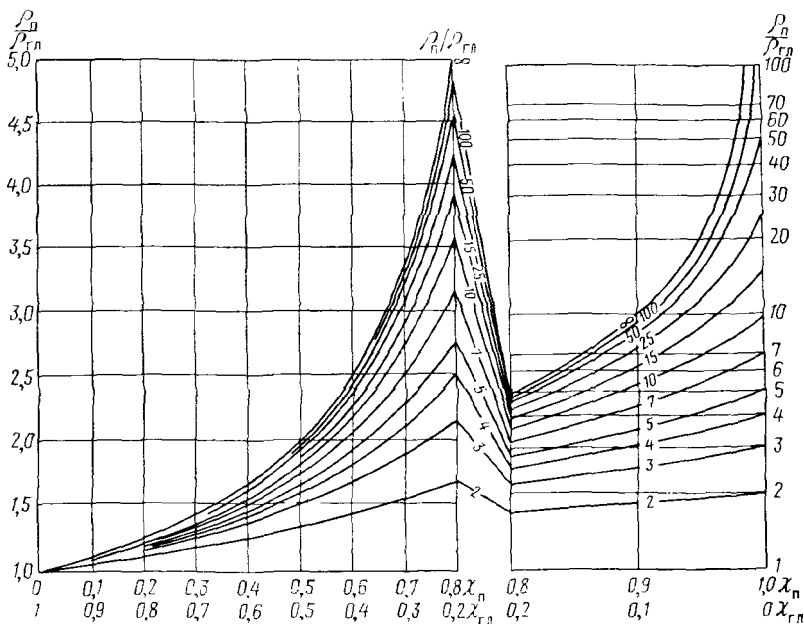


Рис. 80. Зависимости отношения $\rho_{п}/\rho_{гг}$ от параметра $\chi_{п} = 1 - \chi_{гг}$ и $\chi_{гг}$. Шифр кривых — $\rho_{нп}/\rho_{гг}$ (по В. Н. Дахнову)

Если величина $\chi_{гг}$ известна, допускают следующий расчет параметров $k_{нг}$ и $k_{нф}$ пачки. Задаваясь различными произвольными значениями $\rho_{нп}$, которые характеризуют изменение $k_{нпр}$ песчаных прослоев в широких пределах, и подставляя эти значения $\rho_{нп}$ и известную величину $\rho_{гг}$ в уравнение (III.13), вычисляют параметр $\chi_{гг}$, соответствующий каждому из заданных значений $\rho_{нп}$. Далее вычисляют для каждого заданного удельного сопротивления $\rho_{нп}$ соответствующую ему долю песчаных прослоев в пачке $\chi_{п} = 1 - \chi_{гг}$ и получают несколько пар значений $k_{нпр}$ и $\chi_{п}$, произведение которых $k_{нпр} \chi_{п} = k_{нп}$ является коэффициентом нефтенасыщения пачки в соответствии с (III.15). Расчеты показывают, что величина эта меняется незначительно даже при колебании $\rho_{нп}$ и $\chi_{п}$ в широких пределах, поэтому для приближенных определений можно использовать среднее из полученных та-

ким образом значений $k_{нп}$ и применять его в формуле подсчета запасов по данному геологическому объекту при условии, что в качестве эффективной берется вся мощность пачки.¹

При прочих равных условиях (надежность установления $\rho_{нп}$ песчаных прослоев $\rho_{п}$ пачки) точность расчета $k_{нгпр}$ и $k_{нгп}$ слоистого глинистого коллектора определяется надежностью применяемых для расчета значений $\rho_{гг}$. Используя в качестве $\rho_{гг}$ удельное сопротивление вмещающих пачку глин, мы допускаем систематическую погрешность в определении $\rho_{нп}$ (и, следовательно, $k_{нгпр}$ и $k_{нгп}$) в сторону занижения, если $\rho_{ггп} > \rho_{гг}$. Погрешность тем больше, чем значительнее $\rho_{ггп}$ отличается от $\rho_{гг}$.

В разрезах отдельных нефтяных и газовых месторождений встречаются слоистые терригенные коллекторы, содержащие прослой двух видов — глинистые низкоомные с $\rho_{гг}$ и низкопористые неглинистые высокоомные $\rho_{пл}$ (например, плотные песчаники или алевролиты с карбонатным цементом), причем удельное сопротивление $\rho_{пл}$ плотных прослоев может быть соизмеримо с $\rho_{нп}$ и даже превышать $\rho_{нп}$. Для такого сложного коллектора справедливы уравнения

$$\frac{1}{\rho_{п}} = \frac{\chi_{пл}}{\rho_{пл}} + \frac{\chi_{гг}}{\rho_{гг}} + \frac{\chi_{п}}{\rho_{нп}}; \quad (\text{III.16})$$

$$H_{эф} = H (1 - \chi_{пл} - \chi_{гг}), \quad (\text{III.17})$$

где $\chi_{пл}$ — доля по мощности плотных прослоев в пачке.

Величину $\chi_{пл}$ устанавливают в каждом пересечении как долю суммы всех плотных прослоев в пачке, выделенных по данным микроэлектрических методов (микрозондов или микроэкрапированного зонда). При отсутствии диаграмм микроэлектрических методов пользуются приближенным значением $\chi_{пл}$, рассчитанным по данным анализа керна в скважинах с высоким процентом выноса керна из исследуемого объекта. Величину $\rho_{пл}$ определяют также по результатам микроэлектрических методов, непосредственным измерением $\rho_{пл}$ на образцах в лаборатории или расчетным путем исходя из пористости плотных прослоев по керну. Подставляя в уравнения (III.16) и (III.17) найденные параметры глинистых и плотных прослоев, вычисляют $\rho_{нп}$, $k_{нгпр}$ и $k_{нгп}$. Таким образом, если не учитывать наличия плотных прослоев в пачке, то будет допущена существенная систематическая погрешность в определении $h_{эф}$ в сторону завышения, незначительная — в установлении $k_{нгп}$ (если $\rho_{пл}$ и $\rho_{нп}$ различаются мало) и существенная систематическая — в вычислении $k_{нгп}$, также в сторону завышения, если $\rho_{пл} > \rho_{нп}$. Типичным примером таких сложных слоистых коллекторов служат отдельные продуктивные пласты месторождений Жетыбай и Узень Южного Мангышлака.

¹ Положительные данные использования такого расчета накоплены кафедрой промысловой геофизики МИНХ и ГП при подсчете запасов газа по месторождениям Шебелинка (1958 г.) и Джанкойское (1963 г.).

Пример 14. 1. Рассчитать электрическое удельное сопротивление $\rho_{\text{пл}}$ прослоев терригенного продуктивного коллектора в пакке, представленной чередованием коллекторов с неколлекторами — высокоомными плотными с карбонатным цементом ($\rho_{\text{пл}} = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$), глинистыми низкоомными ($\rho_{\text{п}} = 2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). Известны: относительное содержание по мощности высокоомных прослоев $\chi_{\text{пл}} = 0,2$ по МБК, глинистых прослоев $\chi_{\text{гл}} = 0,3$ по СП, электрическое удельное сопротивление пакки $\rho_{\text{п}} = 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ по диаграмме индукционного зонда. Решая уравнение (III.16) относительно $\rho_{\text{пл}}$, находим $\rho_{\text{пл}} = 12,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

2. Определить $k_{\text{нг}}$ продуктивных прослоев, если известны: $k_{\text{п}} = 25\%$, $\rho_{\text{в}} = 0,07 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Коллектор относится к слабоцементированным гидрофильным песчанкам. Используя соответствующие зависимости (см. рис. 41, 76), находим: $P_{\text{п}} = 9$, $\rho_{\text{пл}} = 0,63 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $P_{\text{н}} = 20$, $k_{\text{в}} = 15\%$, $k_{\text{нг}} = 80\%$. По величине $k_{\text{нг}}$ коллектор является промышленно-продуктивным.

ИМПУЛЬСНЫЕ НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ

Общие положения. Импульсные нейтронные методы (ИНМ) основаны на регистрации интенсивности тепловых нейтронов (ИННМ) или гамма-квантов радиационного захвата (ИНГМ) при одном или нескольких значениях времени задержки t_i после облучения породы коротким импульсным потоком быстрых нейтронов.

При достаточно большом времени задержки (более 0,7—1,2 мс в зависимости от модификации метода, диаметра и заполнения скважины) интенсивность регистрируемого излучения описывается формулой

$$N = N_0 e^{-\frac{t}{\tau_k}} = N_0 e^{-\lambda_k t}, \quad (\text{III.18})$$

где τ_k — кажущееся среднее время жизни тепловых нейтронов, стремящееся при $t \rightarrow \infty$ к истинному значению среднего времени жизни τ ; $\lambda_k = 1/\tau_k$ — декремент затухания поля тепловых нейтронов.

При указанных выше значениях t отличие кажущихся параметров τ_k и λ_k от их истинных значений τ и $\lambda = 1/\tau$ редко превышает 10—15%.

Величина N_0 , имеющая смысл начальной интенсивности излучения, зависит от длины зонда, пористости пласта, диаметра, конструкции и заполнения скважины. Используя отношение показаний N_1 и N_2 при двух временах задержки t_1 и t_2 , можно исключить N_0 :

$$N_1/N_2 = \exp [-\lambda_k (t_1 - t_2)]. \quad (\text{III.19})$$

Отсюда находим кажущийся параметр пласта

$$\lambda_k = \frac{\ln N_1 - \ln N_2}{t_2 - t_1} \quad (\text{III.20})$$

используемый далее для определения характера насыщения и коллекторских свойств пластов.

Рассмотрим зависимость λ от свойств пласта и условий измерений, а также связь λ с λ_k .

Декремент затухания поля тепловых нейтронов (в однородной среде в целом) λ есть произведение макроскопического сечения поглощения нейтронов в среде Σ на скорость тепловых нейтронов v :

$$\lambda = v\Sigma. \quad (\text{III.21})$$

При нормальных условиях $v = 2,2 \cdot 10^5$ см/с.

Величина Σ может быть определена по формуле

$$\Sigma = \sum_i N_i \sigma_i = \sum_j V_j \Sigma_j = \sum_j m_j \Sigma_j^{(m)}, \quad (\text{III.22})$$

где N_i — число атомов i -го типа в 1 см³ среды; σ_i — сечение поглощения атомов i -го типа; V_j и m_j — объем и масса отдельных составляющих (например, кварца, кальцита, воды и т. д.) в 1 см³ среды; Σ_j и $\Sigma_j^{(m)}$ — суммарное сечение всех атомов в единице объема и единице массы j -й составляющей среды.

Уравнение (III.22) после умножения на v имеет вид

$$\lambda = \sum_j V_j \lambda_j = \sum_j m_j \lambda_j^{(m)}, \quad (\text{III.23})$$

где λ_j — декремент затухания в j -й составляющей среды; $\lambda_j^{(m)}$ — то же, в воображаемой среде того же состава, но единичной плотности.

В табл. 11, 12 приводятся значения λ_j и $\tau_j = 1/\lambda_j$ для некоторых веществ.

ТАБЛИЦА 11. СРЕДНЕЕ ВРЕМЯ ЖИЗНИ ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНОВ τ И ДЕКРЕМЕНТ ЗАТУХАНИЯ λ ДЛЯ НЕКОТОРЫХ МИНЕРАЛОВ (ПО Д. М. СРЕБРОДОЛЬСКОМУ И ДР.)

Минерал	Состав	δ , г/см ³	τ_j , мс	λ_j , мс ⁻¹
Кварц	SiO ₂	2,65	1,1	0,9
Кальцит	CaCO ₃	2,7	0,63	1,59
Доломит	CaMg(CO ₃) ₂	2,9	0,96	1,04
Ангидрит	CaSO ₄	2,9	0,36	2,78
Гипс	CaSO ₄ · 2H ₂ O	2,3	0,25	4,0
Галит	NaCl	2,15	0,006	1,67
Ортоклаз	K(AlSi ₃ O ₈)	2,6	0,30	3,3
Альбит	Na(AlSi ₃ O ₈)	2,6	0,63	1,59
Авортит	Ca(Al ₂ Si ₂ O ₈)	2,6	0,66	1,51
Сидерит	FeCO ₃	4,3	0,09	1,1
Каолинит	Al ₂ O ₃ · 2SiO ₂ · 2H ₂ O	2,6	0,36	2,78
Монтмориллонит	Al ₂ O ₃ · 4SiO ₂ · 4H ₂ O	2,1	0,40	2,5
Вода пресная	H ₂ O	1,0	0,207	4,83
Вода пластовая (в зависимости от минерализации)	H ₂ O + NaCl	1,0—1,2	0,04—0,2	4,83—25
Нефть	C _n H _{2n}	0,85	0,21	4,75
Газ (в зависимости от давления)	CH ₄	0,028—0,28	0,3—3,0	0,33—3,3

ТАБЛИЦА 12. ПРИМЕРНЫЕ ПРЕДЕЛЫ ИЗМЕНЕНИЯ ВРЕМЕНИ ЖИЗНИ τ И ДЕКРЕМЕНТА ЗАТУХАНИЯ λ НЕЙТРОНОВ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Горная порода	τ_j , мс	λ_j , мс ⁻¹
Песчаники, насыщенные пресной водой ($c < 15$ г/л) или нефтью ($k_n > 0,9$)	0,3—0,65	1,5—3,5
Песчаники, насыщенные соленой водой ($c = 200$ г/л)	0,11—0,33	3—9
Песчаники, насыщенные соленой водой с коэффициентом нефтенасыщения $k_n = 50\%$	0,16—0,5	2—6
Газоносные песчаники	0,2—0,8	1,2—5
Известняки, насыщенные соленой водой ($c = 200$ г/л)	0,16—0,6	1,7—6
Глины	0,1—0,25	4—10
Гранит	0,25—0,3	3,3—4

При необходимости расчета по формуле (III.22) λ для других веществ значения σ_i отдельных элементов могут быть взяты из книги [48].

Величину λ_b (в мс⁻¹) для воды, содержащей c (в г/л) NaCl, рассчитывают по формуле

$$\lambda_b = 4.83 + 0.077c. \quad (\text{III.24})$$

Эта формула дает удовлетворительные результаты и для смеси солей с преобладанием NaCl. При этом под c подразумевается суммарное содержание хлоридов.

Для нефти $C_x H_y$ с плотностью (при пластовых условиях) δ_n

$$\lambda_n = 4.83 \frac{9y}{12x + y} \delta_n = \frac{43.5y}{12x + y} \delta_n. \quad (\text{III.25})$$

Так, для нафтеновых нефтей $C_n H_{2n}$

$$\lambda_n = 6.2 \delta_n. \quad (\text{III.26})$$

Эта формула может быть использована для приближенного расчета λ_n тяжелых нефтей и другого состава. Однако в случае легких нефтей, в том числе нефтей с высоким газовым фактором, значение λ_n , вычисленное по формуле (III.26), оказывается несколько заниженным.

Величину λ_r для газа также можно рассчитать по формуле (III.25). Однако удобнее сначала рассчитать влажность газа w_r (см. гл. II) и определить

$$\lambda_r = 4.83 w_r. \quad (\text{III.27})$$

В области применимости формулы $w_r = p/623$, т. е. при $t = 20 \div 40^\circ \text{C}$

$$\lambda_r = 0.775 \cdot 10^{-2} p. \quad (\text{III.28})$$

Рассмотрим частные случаи использования формулы (III.23) применительно к некоторым типам горных пород.

Для водоносных пород с пористостью k_p

$$\lambda = \lambda_{тв} (1 - k_p) + \lambda_v k_p, \quad (III.29)$$

где $\lambda_{тв}$ и λ_v — декремент затухания для твердой фазы и воды.
Для нефтеносных пород с коэффициентом нефтенасыщения k_n

$$\lambda = \lambda_{тв} (1 - k_n) + \lambda_\phi k_n; \quad (III.30)$$

здесь декремент затухания поля тепловых нейтронов в поровом флюиде

$$\lambda_\phi = \lambda_v (1 - k_n) + \lambda_n k_n. \quad (III.30')$$

Если порода не чистая, т. е. ее скелет состоит из нескольких составляющих различного состава, значение $\lambda_{тв}$ вычисляют по формуле, аналогичной (III.23). Например, для глинистых кварцевых песчаников

$$\lambda_{тв} = \frac{\lambda_{кв} (1 - k_p - k_{гл}) + \lambda_{гл} k_{гл}}{1 - k_p} = \lambda_{кв} (1 - c_{гл}) + \lambda_{гл} c_{гл}, \quad (III.31)$$

где $\lambda_{кв}$ и $\lambda_{гл}$ — декремент затухания для кварца и глинистой фракции.

Для неглинистых доломитизированных известняков

$$\lambda_{тв} = V_n \lambda_n + V_d \lambda_d = \frac{m_n}{\delta_n} \lambda_n + \frac{m_d}{\delta_d} \lambda_d; \quad (III.32)$$

здесь V_n , V_d — объемная доля кальцита CaCO_3 и доломита CaMgCO_3 соответственно; m_n и m_d — их массовая доля; δ_n , δ_d — их плотность.

Связь кажущегося декремента затухания λ_k с истинным декрементом затухания λ для пласта изучалась экспериментально В. П. Одиноким, Д. М. Сребродольским и др., однако для сравнительно небольшого числа случаев. Поэтому при интерпретации результатов измерений для достаточно высоких значений t ($\geq 1,5$ — 2 мс) относительно небольшим различием λ_k и λ обычно пренебрегали.

В последнее время А. Л. Поляченко и В. Г. Цейтлиным приближенно рассчитаны величины λ_k для различных условий. Используя эти данные, мы построили графики зависимостей для внесения поправок в значения λ_k , полученные при ИНМ (рис. 81). Графики построены для зонда с $l = 40$ см и для времен задержки более 1,2 мс. При меньших значениях t поправка резко возрастает и приближенно может быть определена по формулам, приводимым в работе [82]. На рис. 81 приведены значения поправки $\Delta\lambda$ для пластов с водородным индексом $w = 10\%$ и значения дополнительной поправки $\Delta\lambda'$ для пластов с разными величинами w .

Истинную величину λ определяют по формуле

$$\lambda = \lambda_k - \Delta\lambda - \Delta\lambda'. \quad (III.33)$$

Декремент затухания нейтронов в скважине λ_c представляет собой эффективное значение λ сложной среды, включающей скважинный прибор, жидкость в скважине и обсадную колонну. Его величина может быть приближенно вычислена как средне-взвешенная с весами, пропорциональными доле сечения скважины, занятой прибором, жидкостью и колонной.

Отличие длины зонда от принятого при построении рис. 81 можно с удовлетворительной точностью учесть путем прибавле-

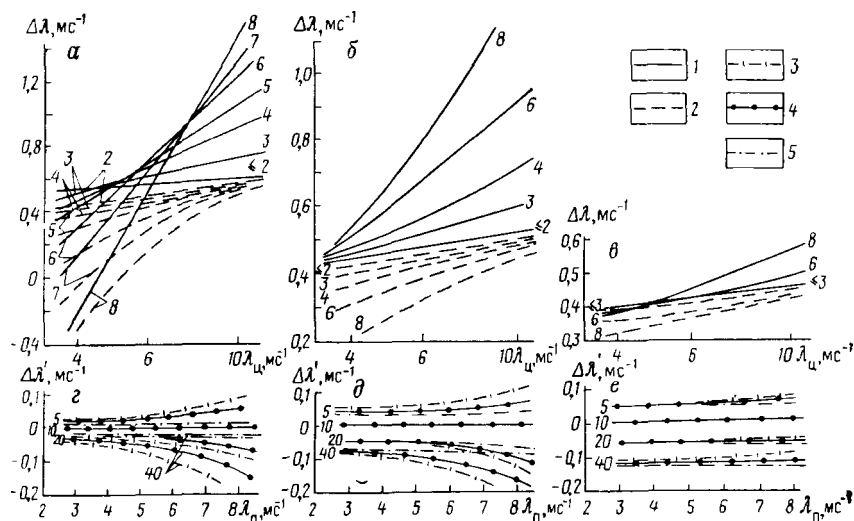


Рис. 81. Поправки, вносимые в величину кажущегося декремента затухания нейтронов λ_k при ИННМ.

Зависимости $\Delta\lambda$ от $\lambda_{ц}$ при $\omega = 10\%$: а — $d_c = 300$ м, б — $d_c = 250$ мм, в — $d_c = 200$ мм; шифр кривых — $\lambda_{ц}$ в мс^{-1} ; зависимости $\Delta\lambda'$ от $\lambda_{ц}$: г — $d_c = 300$ мм, д — $d_c = 250$ мм, е — $d_c = 200$ мм; шифр кривых — ω в %; 1 — $\lambda_c = 5 \text{ мс}^{-1}$; 2 — $\lambda_c = 25 \text{ мс}^{-1}$; 3 — $\lambda_{ц} = 4 \text{ мс}^{-1}$; 4 — $\lambda_{ц} = 6 \text{ мс}^{-1}$; 5 — $\lambda_{ц} = 10 \text{ мс}^{-1}$

ния к λ_k поправки $\Delta\lambda' = 0,02(l - 40)$, где l — длина зонда (в см).

Следует заметить, что значения λ_k и λ близки и введение поправки по графикам рис. 81 оправдано лишь в случае слабого поглощения, когда среднее время жизни нейтронов в пласте τ больше, чем в скважине τ_c . При $\tau < \tau_c$ расхождение между λ_k и λ может быть весьма большим независимо от t . Методики количественной интерпретации для такого случая нет, а эффективность ИННМ в таких условиях низка даже в применении к решению качественных задач.

В случае слабого поглощения интерпретация данных несколько упрощается, если воспользоваться замеченной В. А. Новгородовым и другими линейностью зависимости λ_k от λ : при постоянной пористости $\lambda_k = a\lambda + b$, причем коэффициент a часто близок к 1.

Для λ_{κ} , так же как и для λ , отмечается практически линейная связь с k_n , но с некоторыми фиктивными (кажущимися) значениями декрементов затухания для твердой фазы $\lambda_{\kappa \text{ ТВ}}$ и порового флюида $\lambda_{\kappa \text{ Ф}}$:

$$\lambda_{\kappa} = \lambda_{\kappa \text{ ТВ}} (1 - k_n) + \lambda_{\kappa \text{ Ф}} k_n = \lambda_{\kappa \text{ ТВ}} + (\lambda_{\kappa \text{ Ф}} - \lambda_{\kappa \text{ ТВ}}) k_n. \quad (\text{III.34})$$

Существенно, что отличие λ_{κ} от λ заключается в основном в отличии $\lambda_{\kappa \text{ ТВ}}$ от $\lambda_{\text{Т}}$, а значения $\lambda_{\kappa \text{ Ф}} - \lambda_{\text{Т}}$ и $\lambda_{\text{Ф}} - \lambda_{\text{ТВ}}$ обычно различаются меньше, что позволяет при приближенной интерпретации заменять $\lambda_{\kappa \text{ Ф}} - \lambda_{\kappa \text{ ТВ}}$ в выражении (III.34) на истинное значение $\lambda_{\text{Ф}} - \lambda_{\text{ТВ}}$ или (при $\lambda_{\text{Ф}} \gg \lambda_{\text{Т}}$) $\lambda_{\kappa \text{ Ф}}$ на $\lambda_{\text{Ф}}$.

Величина $\lambda_{\kappa \text{ ТВ}}$ превышает $\lambda_{\text{ТВ}}$ (в случае $\tau_c < \tau$) тем больше, чем меньше время задержки t и длина зонда, чем больше различие между λ_c и λ .

При $\lambda_c > \lambda_c > \lambda$ (где λ_c — декремент затухания в цементе) различие между $\lambda_{\text{ТВ}}$ и $\lambda_{\kappa \text{ ТВ}}$ слабо зависит от изменения свойств среды, не нарушающего указанных неравенств. В этом случае $\lambda_{\kappa \text{ ТВ}}$ (в мс^{-1}) с точностью примерно $\pm 0,05$ мс может быть принято равным (при $l = 40$ см)

$$\lambda_{\kappa \text{ ТВ}} \approx \lambda_{\text{ТВ}} + 0,5. \quad (\text{III.35})$$

С учетом линейного характера связи $\lambda_{\kappa} = f(k_n)$ легко определить $\lambda_{\kappa \text{ ТВ}}$ и $\lambda_{\kappa \text{ Ф}}$ по экспериментальным данным. Для этого по оси ординат откладывают значения λ_{κ} для нескольких водоносных пластов без зоны проникновения и с известным значением пористости k_n . Через поле таких точек с координатами (k_n, λ_{κ}) проводят прямую линию, которая на оси ординат отсекает величину $\lambda_{\kappa \text{ ТВ}}$, а наклон прямой составляет $\lambda_{\kappa \text{ Ф}} - \lambda_{\kappa \text{ ТВ}}$.

Определение коэффициента нефтенасыщения комплексом ПННМ и метода пористости. Способы установления коэффициента нефтенасыщения пластов импульсными методами, разработанные под руководством Ф. А. Алексеева, Я. Н. Басина и Д. М. Сребродольского, основаны на различии значений λ для нефти и пластовой воды, поэтому такое определение возможно лишь при значительной минерализации пластовой воды — не менее 50—70 г/л (с уменьшением минерализации вод точность определения k_n уменьшается); при отсутствии зоны проникновения фильтрата глинистого раствора и восстановления минерализации связанной воды до первоначального (или хотя бы до значительного и известного) значения. В связи с этим желательно вскрытие пласта на минерализованной воде.

С уменьшением коэффициентов пористости и нефтенасыщения точность определения k_n уменьшается. В настоящее время есть опыт определения k_n при $k_n > 10 \div 15\%$ (если $c_b = 200 \div 250$ г/л) и $k_n > 15 \div 20\%$ (если $c_b = 100-150$ г/л).

Под фиктивным коэффициентом нефтенасыщения подразумевается величина $k_{n \text{ Ф}} = 1 - c_{\text{Ф}}/c_a = 1 - c_n/(k_n c_a)$, которая как бы соответствует части флюида, не обеспеченной хлором [здесь

$c_{\text{п}}$ и $c_{\text{ф}}$ — содержание хлора в единице объема породы и порового пространства (флюида); $c_{\text{в}}$ — хлоросодержание пластовой воды].

Фиктивная величина нефтенасыщения, определяемая по показаниям ИНМ при наличии проникновения пресного фильтрата, может также представлять интерес, но для оценки фильтрационных свойств пластов. В хороших коллекторах обычно происходит более полное опреснение связанной воды в прискважинной зоне, и они характеризуются близкими к единице значениями фиктивного нефтенасыщения, т. е. очень малым содержанием хлора. В плохих коллекторах значительная часть хлора остается в зоне проникновения, и они отмечаются низкими значениями $k_{\text{нф}}$ [53, 60].

Порядок определения $k_{\text{н}}$ и $k_{\text{нф}}$ идентичен и осуществляется одним из следующих способов.

Способ истинных значений λ . Коэффициент $k_{\text{н}}$ вычисляют по формулам (III.30) и (III.30'), где под λ подразумевают истинную величину λ , получаемую в результате введения поправок за влияние скважинных факторов и ограниченное время задержки. Величина $\lambda_{\text{тв}}$ может быть определена по результатам химического анализа керна.

Если $\lambda_{\text{тв}}$ существенно меняется по площади и разрезу, например за счет нерастворимого остатка в карбонатах или глинистой фракции в песчаниках, влияние указанных факторов можно в принципе исключать, если значение $\lambda_{\text{гл}}$ этих примесей от пласта к пласту остается достаточно постоянным. Исключение их влияния основывается на следующих предпосылках.

Декремент затухания глинистого пласта

$$\begin{aligned}\lambda &= \lambda_{\text{ск}} (1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) + k_{\text{гл}} \lambda_{\text{гл}} + k_{\text{п}} \lambda_{\text{ф}} = \\ &= \lambda_{\text{ск}} (1 - k_{\text{п}}) + \lambda_{\text{ф}} k_{\text{п}} + k_{\text{гл}} (\lambda_{\text{гл}} - \lambda_{\text{ск}}),\end{aligned}\quad (\text{III.36})$$

где $\lambda_{\text{ск}}$ — декремент затухания в чистом скелете с нулевым содержанием глинистой фракции.

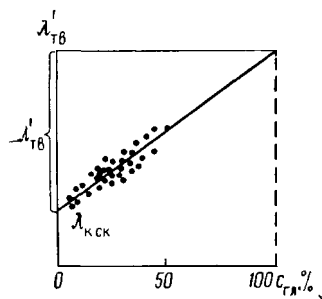
В выражении (III.36) первые два слагаемых соответствуют λ неглинистого пласта той же пористости и с тем же насыщением, что и исследуемый, а слагаемое $\Delta\lambda = k_{\text{гл}} (\lambda_{\text{гл}} - \lambda_{\text{ск}})$ есть поправка за влияние глинистости. Для приведения результатов измерений к условиям неглинистого пласта следует из значения λ вычесть поправку $k_{\text{гл}} (\lambda_{\text{гл}} - \lambda_{\text{ск}})$. Аналогично учитывается нерастворимый остаток в карбонатах.

Способ кажущихся значений λ . Величину $k_{\text{н}}$ находят по той же формуле, но под параметром λ подразумевают его измеренное (кажущееся) значение $\lambda_{\text{к}}$, под $\lambda_{\text{тв}}$, $\lambda_{\text{н}}$ и $\lambda_{\text{н}}$ — их кажущиеся значения $\lambda_{\text{к тв}}$, $\lambda_{\text{к н}}$ и $\lambda_{\text{к н}}$, определяемые аналогично описанному выше.

Поправку за влияние глинистости вводят путем вычитания из $\lambda_{\text{к}}$ величины $k_{\text{гл}} (\lambda_{\text{к гл}} - \lambda_{\text{к ск}})$. При небольшой глинистости

($k_{г.л} < 10 \div 15\%$) в формуле для поправки вместо $\lambda_{к.г.л}$ и $\lambda_{к.ск}$ можно использовать их истинные (например, рассчитанные по минеральному или химическому составу) значения. При больших значениях $k_{г.л}$ следует сначала определить кажущиеся значения $\lambda_{к.г.л}$ и $\lambda_{к.ск}$ для соответствующих скважинных условий.¹ Для этого необходимо иметь результаты измерений λ_k против ряда водоносных пластов с известными величинами k_n и $k_{г.л}$. Сначала

Рис. 82. График зависимости декремента затухания $\lambda'_{тв}$ от глинистости $c_{г.л}$, построенный по экспериментальным данным



вычисляют приближенное значение декремента затухания твердой фазы (включая и глинистую фракцию):

$$\lambda'_{тв} = \frac{\lambda_k - \lambda_{г.л} k_n}{1 - k_n}, \quad (\text{III.37})$$

где λ_k — расчетное значение декремента для пластовой воды.

Далее строят (рис. 82) зависимость $\lambda'_{тв}$ от $c_{г.л} = k_{г.л}/(1 - k_n)$. Пересечение средней линии на таком рисунке с осью ординат ($c_{г.л} = 0$) дает величину $\lambda_{ск}$ для неглинистого скелета. Наклон кривой, т. е. $\Delta\lambda'_{тв} = \lambda'_{тв}(c_{г.л} = 100\%) - \lambda'_{тв}(c_{г.л} = 0)$, выражает приближенное значение разности $\lambda_{к.г.л} - \lambda_{к.ск}$.

Чтобы получить более точные значения $\lambda_{к.ск}$ и $\lambda_{к.г.л}$, поступают следующим образом [54, 60].

По водоносным пластам с минимальной глинистостью и различной пористостью строят линию $\lambda_{к.ч} = f(k_n)$ для чистых водоносных пластов, величины $\lambda_{к.ч}^*$ для которых определяют по формуле

$$\lambda_{к.ч} = \lambda_k - k_{г.л} \Delta\lambda'_{тв}. \quad (\text{III.38})$$

Поскольку речь идет об относительно чистых пластах с малым коэффициентом $k_{г.л}$ ($\leq 5-10\%$), такое введение поправок является достаточно точным. Затем для каждого из оставшихся пластов с повышенной глинистостью вычисляют разность $\Delta\lambda_k = \lambda_k - \lambda_{к.ч}(k_n)$, где $\lambda_{к.ч}(k_n)$ получают по линии водоносных пластов.

¹ Аналогично поступают, если величина $\lambda_{г.л}$ просто неизвестна.

По этим данным и строят график $\Delta\lambda_{\kappa} = f(k_{г\lambda})$, используемый далее при интерпретации для внесения поправки за влияние глинистости. Обычно указанный график близок к прямой линии и его наклон составляет $\lambda_{г\lambda} - \lambda_{\kappa\text{ск}}$.

При отсутствии данных по коллекторам, достаточных для таких построений, в качестве приближенного значения $\lambda_{г\lambda}$ берут $\lambda'_{г\lambda}$ для глинистых прослоев.

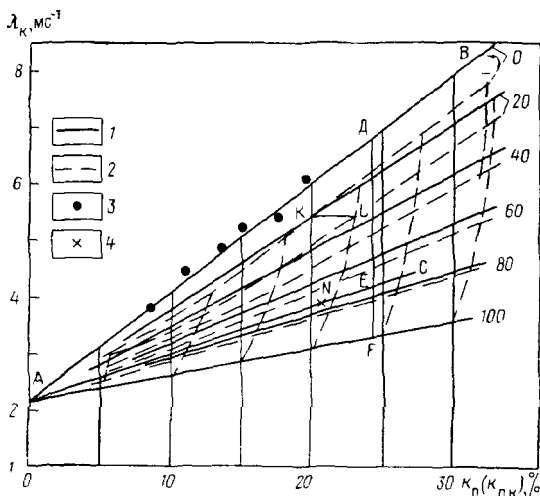


Рис. 83. Пример построения палетки для определения коэффициента нефтенасыщения k_n (шифр кривых — k_n в %) по данным импульсного и стационарного нейтронных методов.

1 — $\lambda_{\kappa} = f(k_{г\lambda})$; 2 — $\lambda_{\kappa} = f(k_{п\kappa})$; пласты: 3 — водоносные, 4 — нефтеносные

Графический способ. Используют кажущееся значение λ_{κ} . Можно оперировать не истинными, а кажущимися значениями пористости по НГМ или ННМ без предварительного учета влияния хлоросодержания пластового флюида [60]. Это важно, поскольку до интерпретации значения k_n и k_v не известны и корректное внесение поправки за хлоросодержание невозможно.

Этот способ особенно целесообразен при наличии в разрезе скважины не менее двух водоносных и одного нефтеносного опорных пластов с известными значениями k_n и k_v .

Сначала рассмотрим порядок построения графика зависимости λ_{κ} от k_n и k_v , предполагая, что нам известно точное значение k_n .

1. По величинам λ_{κ} , k_n (а в случае заметной глинистости — также и $k_{г\lambda}$) для нескольких водоносных пластов строят линию $\lambda_{\kappa} = f(k_n)$ водоносных неглинистых пластов АВ.

2. По известным значениям λ_{κ} для ряда нефтеносных пластов (при необходимости исправленным за влияние глинистости) строят сетку прямых линий для $k_n > 0$. Если известны значения k_n и k_v лишь для одного нефтеносного пласта, то через точку N (рис. 83), соответствующую этому пласту, проводят линию АС для указанного нефтеносного пласта. Чтобы построить сетку линий для $k_n = 10, 20, 30, \dots, 100\%$, расстояние ДЕ по вертикали (при любом k_n) между линиями АВ и АС делят на k_n . Полученная величина есть длина вертикального отрезка ДF,

конец F которого лежит на линии для $k_n = 100\%$. Разделив отрезок DF на десять частей, получаем точки, через которые проходят линии искомой сетки.

Если имеется большее число пластов с известными значениями k_n и $k_{пн}$, целесообразно поступить иначе.

Для всех пластов следует вычислить $\Delta\lambda_n/k_{пн} = (\lambda_n - \lambda_{квп})/k_{пн}$, где $\lambda_{квп}$ — величина λ_n для водоносного пласта с пористостью, равной пористости данного пласта. Ее находят по линии AB , исходя из известного значения $k_{пн}$. По величинам $\Delta\lambda_n/k_{пн}$ и известным коэффициентам k_n строят среднюю линию зависимости $\Delta\lambda_n/k_{пн}$ от k_n . Ордината этой линии при $k_n = 1$ есть величина $\lambda_{кн} - \lambda_{кв}$. Зная последнюю, легко построить линию $\lambda_{кн} = \lambda_{квп} + k_{пн}k_n(\lambda_{кн} - \lambda_{кв})$ при разных значениях k_n .

При полном отсутствии опорных нефтеносных пластов с известным коэффициентом k_n сетку прямых $k_n = \text{const}$ строят с использованием истинного (расчетного) значения $\lambda_n - \lambda_{кв}$ вместо кажущегося значения $\lambda_{кн} - \lambda_{кв}$.

Подобную палетку можно строить также по расчетным значениям λ для водоносных и нефтеносных пластов различной пористости, вводя предварительно поправку $\Delta\lambda_n = \lambda_n - \lambda$, находимую по рис. 81.

Описанный способ удобен, когда известны истинные значения $k_{пн}$, например по данным керна или геофизического метода, не чувствительного к характеру насыщения пласта (акустический, нейтронный методы при наличии глубокой зоны проникновения фильтрата и т. п.). Если показания метода пористости зависят также от насыщения пласта, то точное значение $k_{пн}$ нельзя получить до оценки k_n . Тогда удобнее использовать кажущиеся значения $k_{пн}$, не исправленные за k_n .

Чтобы построить зависимость $\lambda_n = f(k_{пн})$, исходя из зависимости $\lambda_n = f(k_n)$, необходимо поступить следующим образом. При данной величине $k_{пн}$ для значений $k_n = 10, 20, 30, \dots, 100\%$ следует найти поправки $\Delta k_{пн}$ за влияние нефтенасыщения. При нейтронных методах — это поправка за влияние хлора. Если минерализация воды c , то поправка за нефтенасыщение k_n определяется как поправка для водоносного пласта при минерализации $(1 - k_{пн})c$. Эти поправки откладывают вправо (если $k_{пн} > k_{пн}$) или влево ($k_{пн} < k_{пн}$) от точки с координатами $(k_{пн}, \lambda_n)$. По совокупности полученных точек проводят линию $k_{пн} = \text{const}$. Такое построение повторяют для ряда значений $k_{пн}$, после чего через совокупность полученных точек для постоянных значений k_n проводят также линии $k_n = \text{const}$. После такого перестроения следует считать, что по оси абсцисс теперь отложены величины $k_{пн}$ (см. рис. 83).

При исследовании стационарными нейтронными методами скважин, простоявших длительное время, наблюдается также влияние на показания осолонения цементного кольца. Эта поправка для водоносных пластов по В. А. Новгородову [60] и другим

может быть при ННМ-Г в 2 раза выше, чем поправка за содержание хлора в пласте. Однако полагают, что цементный камень, имевший ранее контакт с нефтью, осолоняется очень медленно, поэтому против нефтеносных пластов, в том числе обводняющихся, эту поправку вводить не следует. Ее надо вводить лишь при построении линии водоносных пластов. В этом случае k_n для построения линии водоносных пластов находят путем введения поправки за влияние хлора как в пласте, так и в цементе, но затем при перестроении графиков для $k_n \neq 0$ в графики $\lambda_k = f(k_{nk})$ поправку Δk_n определяют в предположении, что цемент не осолонен.

Определение коэффициента газонасыщения. Определение k_r по данным ИНМ основано на различии декрементов затухания в газе λ_g и в воде λ_w . Указанное различие (а следовательно, эффективность методики) растет с ростом минерализации вод и уменьшением пластового давления. Меньшая плотность газа по сравнению с нефтью и связанное с этим пониженное значение λ_r позволяют расширить возможности метода в сторону более пресных пластовых вод. Если при очень высоких пластовых давлениях ограничения в минерализации для вод практически такие же, как и для нефти, то при $p = 200$ кгс/см² эти требования менее жесткие (20—30 г/л при $k_n \approx 20\%$), а при p менее 100 кгс/см² и $k_n = 20 \div 30\%$ коэффициент k_r в неглинистых пластах можно определять независимо от $c_{\text{г}}$.

Ограничения, связанные с наличием зоны проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт, такие же, как и при определении k_n . Опробование методики на ряде объектов (Н. Н. Марьенко и др.) показало, что сохранение устойчивого опреснения связанной воды после расформирования зоны не исключает возможности определения k_r , если пластовое давление невелико, а пористость пластов не слишком мала. Однако обычно обязательно надо знать среднюю минерализацию связанной воды (смешанной с фильтратом) в зоне исследования методом.

Рассмотренные выше расчетные способы получения коэффициента нефтенасыщения полностью могут быть применены и к определению k_r , если в формулах (III.30) и (III.30') λ_n заменить на λ_r .

Это относится и к построению графиков зависимости $\lambda_k = f(k_n)$ при разных значениях k_r (сплошные линии на рис. 83). Однако перестроение графиков в графики зависимости от кажущейся пористости $k_{n\text{к}}$ имеет некоторые особенности. Кажущаяся пористость газоносных пластов, определенная по палеткам для пластов, насыщенных пресной водой, отличается от истинной пористости по трем причинам, которые по важности могут быть расположены в следующей последовательности:

а) меньшее содержание водорода в газе по сравнению с водой; поправка за этот фактор $\Delta w_1 = -k_n k_r (1 - w_r)$;

б) пониженная плотность газоносного пласта по сравнению

с водоносным с той же влажностью; соответствующая поправка $\Delta w_{пл}$ определяется по рис. 57;

в) присутствие хлора в связанной воде; поправка за этот фактор Δw_2 может быть приближенно получена по рис. 56 в предположении, что это водоносный пласт с пористостью

$$k'_п - k_п - k_п k_г (1 - w_г) \pm \Delta w_{пл}, \quad (III.39)$$

а минерализация воды

$$c'_в = \frac{c_в k_п (1 - k_г)}{w}, \quad (III.40)$$

где $c_в$ — истинная минерализация связанной воды.

После нахождения указанной поправки вычисляют суммарную поправку $\Delta k_п = k_{пн} - k_п = \Delta w_1 + \Delta w_{пл} + \Delta w_2$ за влияние всех трех факторов. Следует помнить, что поправки Δw_1 и $\Delta w_{пл}$ отрицательны; поправка же Δw_2 для ННМ-Т независимо от $k'_п$ и для НГМ при $k'_п < 15-20\%$ положительна, для НГМ при $k'_п > 15-20\%$ отрицательна.

Полученную суммарную поправку $\Delta k_п$ откладывают на графике зависимости $\lambda_k = f(k_п)$ при $k_г = \text{const}$ влево от точки $(\lambda_k, k_п)$, лежащей на линии $\lambda_k = f(k_п)$ для соответствующего значения $k_г$, если поправка отрицательна, и вправо, если она положительна. Через полученную систему точек для ряда значений $k_п$ и значений $k_г = 10, 20, 30, \dots, 100\%$ проводят новую сетку линий $k_г$ и $k_п$. При интерпретации данных по полученной палетке следует считать, что по оси абсцисс теперь отложена величина $k_{пк} = k_{пн}$.

Описанный порядок интерпретации относится к случаю, когда измерения стационарным нейтронным методом, так же как и ИНМ, проведены при отсутствии зоны проникновения фильтрата глинистого раствора. Он имеет смысл лишь при высокой минерализации вод (более 100 г/л). Иначе точность определения $k_г$ по такой схеме мала и целесообразнее ИНМ комплексовать с другими методами определения $k_п$, например гамма-гамма-методом или акустическим.

Если диаграммы стационарных методов получены в необсаженной скважине (или сразу после ее крепления) при наличии достаточно глубокой зоны проникновения фильтрата глинистого раствора, комплексование ИНМ и НГМ (или ННМ) более эффективно, а поправки в $k_п$ следует вводить, исходя из среднего значения остаточного коэффициента газонасыщения в зоне проникновения для пластов с заданными коллекторскими свойствами.

В заключение отметим, что при известном значении $k_п$ для определения $k_г$ могут быть использованы и показания одного из дифференциальных или интегрального каналов, а также отношение показаний указанных каналов при двух размерах зонда. Показания дифференциального канала пригодны для установления $k_п$. Указанные выше ограничения этих методов могут быть

распространены и на случай их использования при определении k_r . Также требуется построение палеток зависимости показаний от k_r и k_n строго для заданных условий.

Как и в случае стационарных методов, возможно нахождение k_r по палеткам зависимости показаний интегрального канала, дифференциального канала при малых значениях t , а также отношения показаний при двух зондах (независимо от времени задержки) от пористости с введением соответствующих поправок за плотностной эффект.

СТАЦИОНАРНЫЕ НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ

Возможность определения коэффициента газонасыщения пластов стационарными нейтронными методами обусловлена меньшим водородосодержанием газа по сравнению с нефтью или водой. Чем меньше пластовое давление p , тем ниже плотность и водородосодержание газа (см. гл. II), тем при прочих равных условиях легче и точнее оценка газонасыщения по данным НГМ и ННМ. При давлении более 400—500 кгс/см² различие в водородосодержании газа и жидкости становится столь малым, что надежное определение k_r в этих условиях указанными методами возможно лишь в редких случаях. Эффективность методов снижается также по мере увеличения глинистости и загипсованности пластов.

Поскольку размер зоны исследования нейтронными методами близок к обычной глубине проникновения фильтра глинистого раствора, определить k_r можно лишь после расформирования зоны проникновения, т. е. обычно через некоторое время после крепления скважины, реже в необсаженном трубами стволе в пластах, «запечатанных» зоной кольтматации.

Порядок интерпретации материалов при определении k_r в основном подобен порядку и интерпретации при установлении k_n (см. гл. II). Полностью аналогичны рассмотренному в гл. II операции выделения пластов, введения поправки за нелинейность аппаратуры, за влияние интегрирующей ячейки, фона естественного излучения (при НГМ). Влияние диаметра скважины и обсадной колонны учитывается использованием палеток для соответствующей конструкции скважины.

Дальнейшие операции при интерпретации зависят в основном от вида опорных пластов и параметров, для которых построены палетки определения влажности (или иногда прямо коэффициента газонасыщения). В настоящее время в основном применяются четыре разновидности таких методик, которые мы рассмотрим в той последовательности, в которой они были предложены.

Способ опорных пластов с пористостью, совпадающей с пористостью исследуемого газонасыщенного пласта (Ф. А. Алексеев, Л. Б. Берман, Я. Н. Басин и др. [88]).

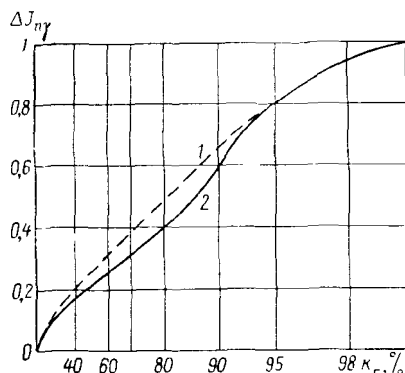
Если I_1 и I_2 — показания данного метода в газоносном и водоносном пластах той же пористости, что и исследуемый пласт,

то параметр $\Delta J = (I - I_2)/(I_1 - I_2)$ в некотором интервале изменения свойств пласта и конструкции скважины зависит практически лишь от коэффициента газонасыщения.

Если скважинные условия против всех трех пластов одинаковы, то коэффициент газонасыщения определяют по графику $\Delta J = f(k_r)$, приведенному на рис. 84. При построении этого графика предполагалось, что коэффициент газонасыщения опорного

Рис. 84. Зависимость показаний НГМ (счетчики с кадмиевым окружением) в единицах относительного разностного параметра $\Delta J_{н\gamma}$ от коэффициента газонасыщения k_r (по Ф. А. Алексееву, Л. Б. Берману и др.).

1 — НГМ-60; 2 — НГМ-80



пласта $k_{г\text{оп}}$ равен 99%. Если коэффициент газонасыщения опорного пласта k_r , а показания против него $I_{\text{оп}}$, то по рис. 84 находят значение $\Delta J_{н\gamma} = \Delta J_{\text{оп}}$, соответствующее k_r , а показания I_1 , отвечающие опорному пласту с $k_{г\text{оп}} = 99\%$, находят из уравнения

$$\frac{I_{\text{оп}} - I_2}{I_1 - I_2} = \Delta J_{\text{оп}}. \quad (\text{III.41})$$

т. е.

$$I_1 = I_2 + \frac{I_{\text{оп}} - I_2}{\Delta J_{\text{оп}}}. \quad (\text{III.42})$$

Если в дальнейшем при расчете ΔJ под I_1 подразумевать величину, вычисленную по последней формуле, то k_r находится непосредственно по рис. 84.

Можно также перестроить масштаб палетки на рис. 84 таким образом, чтобы можно было вместо I_1 использовать показания $I_{\text{оп}}$ против опорного пласта с другим значением газонасыщения k_r . Для этого приняв ординату точки палеточной кривой с абсциссой $k_{г\text{оп}}$ за единицу, строят новую шкалу на оси ординат.

Способ газоносного и глинистого опорных пластов (К. М. Абдуллаев, Ш. К. Гергедава, Р. А. Резванов [1]). Способ применим независимо от соотношения коэффициентов пористости опорного и исследуемого пластов.

Коэффициент k_r пласта с пористостью k_n , которому соответствуют показания I , определяют как абсциссу точки на кривой

с шифром $k_{п}$ (см. палетки на рис. 85), ордината которых равна

$$\Delta J = \frac{I - I_{г.л.}}{I_1 - I_{г.л.}}, \quad (\text{III.43})$$

где $I_{г.л.}$ — показания против неразмытых глин; I_1 — показания против пласта с $k_{п} = 25\%$, $k_{г} = 95\%$.

Если параметры опорного пласта другие ($k_{п\text{оп}}$ и $k_{г\text{оп}}$), а показания против него равны $I_{оп}$, то величину I_1 для расчета

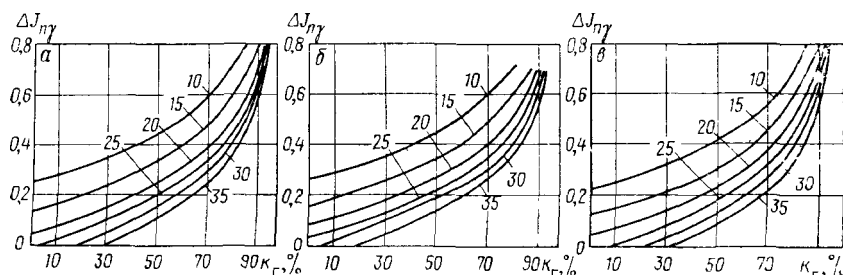


Рис. 85. Палетки для определения коэффициента газонасыщения пластов $k_{г}$ по значениям относительного разностного параметра $\Delta J_{n\gamma}$.

а — НМ-Т-40; *б* — НМ-Т-40; *в* — НМ-60; шифр кривых — $k_{п}$ в %

ΔJ находят по соотношению (III.42), при этом I_2 заменяют на $I_{г.л.}$, а под $\Delta J_{оп}$ понимают ординату точки с абсциссой $k_{г\text{оп}}$ на кривой с шифром $k_{п\text{оп}}$ (рис. 85).

Палетки на рис. 85 построены для условий месторождения Газли ($p_{пл} = 60$ кгс/см²) и скважин с диаметром 192 мм. Однако они могут быть применены для приближенного определения $k_{г}$ (при $k_{г} \geq 40 \div 50\%$) и на других месторождениях (пластовое давление до 150—200 кгс/см²) и при других значениях диаметра скважины — от 140 до 250 мм.

При отсутствии пластов неразмытых глин можно в качестве второго опорного пласта взять каверны. При $k_{г} > 50\%$ это практически не скажется на точности определения коэффициента газонасыщения.

При применении рассмотренных методик не учитывается влияние на показания глинистости и они могут быть использованы при интерпретации данных для неглинистых пластов. Для повышения эффективности методик в глинистых коллекторах мы предлагаем следующий приближенный способ учета влияния глинистости.

Если пренебречь аномалией плотности глинистых минералов и некоторым влиянием химического состава, то водоносный пласт с пористостью $k_{п}$ и глинистостью $k_{г.л.}$ эквивалентен по нейтронным свойствам чистому пласту с пористостью

$$k_{п\phi} = k_{п} + k_{г.л.}w_{св.} \quad (\text{III.44})$$

Тот же пласт при коэффициенте газонасыщения k_r (в долях от объема пор) может рассматриваться с учетом нейтронных характеристик как пласт с пористостью $k_{пф}$ и коэффициентом газонасыщения

$$k_{гф} = k_r k_{пф} \quad (\text{III.45})$$

Если опорный газоносный пласт имеет глинистость $k_{гд}$, то, прежде чем вычислить показания стандартного опорного пласта I_1 , необходимо по формулам (III.44) и (III.45) найти фиктивные значения пористости $k'_{пф}$ и газонасыщения $k'_{гф}$ реального газонасыщенного опорного пласта. Далее при расчете I_1 под $\Delta J_{оп}$ понимают ординату точки с абсциссой $k_r = k'_{гф}$ на кривой с шифром $k_{пф} = k'_{пф}$ (на палетке рис. 85).

При определении k_r для исследуемого пласта по формуле (III.44) вычисляют фиктивную пористость $k_{пф}$ и, используя кривую с шифром $k_{пф} = k_{пф}$ на рис. 85 находят $k_r = k_{гф}$.

Истинную газонасыщенность пласта вычисляют по формуле

$$k_r = k_{гф} \frac{k_{пф}}{k_{пф}} \quad (\text{III.46})$$

Следует отметить, что рис. 85 был построен путем сопоставления показаний нейтронных методов с коэффициентом газонасыщения, определенным по данным электрических методов. Поэтому влияние плотностного эффекта здесь в среднем было учтено, хотя кривые для пористости, значительно отличающейся от средней пористости для Газли (28%), носят несколько приближенный характер.

Способ водородного индекса (В. Н. Дахнов [26], С. П. Омесь).

Для определения k_r этим способом используют палетку пористости и уравнения (II.46) и (II.47), связывающие водородный индекс (ВИ) пласта с пористостью и коэффициентами газонасыщения и глинистости.

Кажущаяся пористость газоносного пласта $k_{пн}$, определяемая по обычным палеткам пористости для чистых водоносных пластов (см. гл. II), считается равной ВИ газоносного пласта:

$$k_{пн} = w = k_{пф} [w_{в} (1 - k_r) + w_r k_r] + k_{гд} w_{св} \quad (\text{III.47})$$

Отсюда при известных значениях $k_{пф}$, $k_{гд}$, $w_{св}$, w_r , $w_{в}$ можно получить

$$k_r = \frac{k_{пн} - k_{гд} w_{св} - k_{пф} w_{в}}{k_{пф} (w_r - w_{в})} \quad (\text{III.48})$$

Недостаток этой методики — игнорирование плотностных эффектов, обусловленных газонасыщением и глинистостью. Поэтому при высоких k_r и низких $k_{гд}$ эта методика обуславливает завышение k_r , а при низких k_r и высоких $k_{гд}$, наоборот, — занижение k_r .

Способ эффективной (кажущейся) влажности (Р. А. Резванов [70]). Является усовершенствованным вариантом способа Дахнова. Здесь также сначала определяют кажущуюся пористость пласта $k_{пн}$ (по рис. 86) в предположении, что он представляет собой чистый водоносный пласт (см. гл. II). Далее в $k_{пн}$ по правилам, рассмотренным в гл. II, вводят поправки за скважинные условия, минерализацию вод, литологию и температуру пласта.

В дальнейшем мы под $k_{пн}$ будем понимать кажущуюся пористость (влажность), исправленную за влияние всех этих факторов. Для определения k_r по такой исправленной величине $k_{пн}$ и известному значению $k_{пф}$ можно использовать рис. 57 или 87.

1. Определение k_r по рис. 87.

В случае неглинистых коллекторов k_r находят непосредственно по рис. 87. Под $k_{пф}$ в этом случае понимают истинную пористость $k_{пн}$. Искомая величина k_r будет равна $k_{гф}/(1 - w_r)$, где $k_{гф}$ — шифр кривой $k_{гф} = \text{const}$, проходящей через точку пересечения линии $k_{пф} = \text{const}$ с вертикалью, имеющей абсциссу $k_{пн}$.

Более точное определение k_r обеспечивается, если предварительно найти $\Delta w_{пл}$, т. е. ординату указанной точки пересечения, и воспользоваться формулой

$$k_r = \frac{k_{пн} - k_{пн} + \Delta w_{пл}}{k_{пн}(1 - w_r)}. \quad (\text{III.49})$$

Если глинистость пласта $k_{гд} \neq 0$, то под $k_{пф}$ следует понимать эффективную влажность полностью водонасыщенного пласта, т. е.

$$k_{пф} = k_{пн} + k_{гд}w_{св} + \Delta w_{плгд};$$

причем $\Delta w_{плгд}$ выражает здесь влияние плотностного эффекта лишь глинистой фракции и определяется по рис. 57 согласно рекомендациям гл. II. Найденная в этом случае непосредственно по рис. 87 величина $k_{гф}$ имеет иной смысл, и k_r вычисляется по формуле

$$k_r = \frac{k_{гф}k_{пф}}{k_{пн}(1 - w_r)}. \quad (\text{III.50})$$

2. Определение k_r по рис. 57 более сложно, поскольку требует последовательных приближений, но в случае глинистых коллекторов дает большую точность.

Водородный индекс w и аномалия плотности неглинистого газоносного пласта $\Delta\delta$ могут быть получены по формулам

$$w = k_{пн}[1 - k_r(1 - w_r)]; \quad (\text{III.51})$$

$$\Delta\delta = -k_{пн}k_r[\delta_{ск} - w_r(\delta_{ск} - \delta_r) - \delta_r], \quad (\text{III.52})$$

где δ_r — плотность газа в пластовых условиях.

Рис. 86. Зависимость показаний нейтронных методов ΔJ от пористости $k_{пл}$ (влажности) водоносного пласта (по Я. Н. Басину и др.).

1 — НГМ-60 (известняки); 2 — ННМ-Т (песчаники); аппаратура ДРСТ-1: шифр кривых — диаметр скважины (колонны) в мм

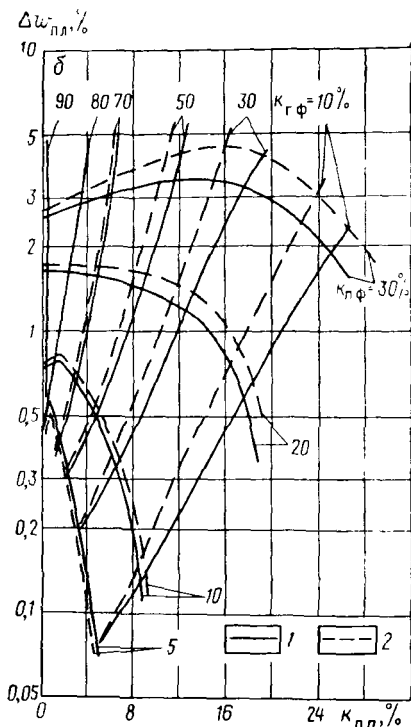
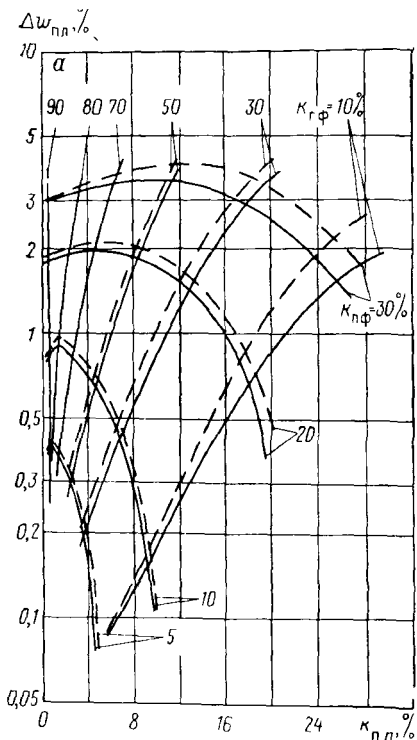
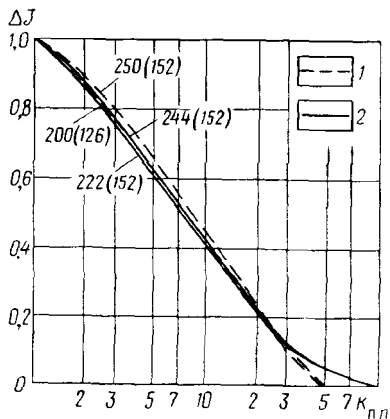


Рис. 87. Палетка для определения фиктивного коэффициента газонасыщения $\kappa_{гф}$ и поправки за плотностной эффект $\Delta w_{пл}$.

Минерализация воды (в г/л NaCl): а — 0; б — 200; 1 — ННМ-Т; 2 — НГМ-60

Поскольку величина k_r заранее неизвестна, то вычисление аномалии плотности $\Delta\delta$, а следовательно, установление плотностного эффекта $\Delta w_{пл}$ с использованием рис. 57 возможно лишь путем последовательных приближений. Первое приближение к k_r определяют из соотношения (III.49), полагая $\Delta w_{пл} = 0$, т. е. пренебрегая плотностным эффектом. По найденному приближенному значению k_r вычисляют аномалию плотности $\Delta\delta$ и по рис. 57 находят приближенное значение плотностного эффекта $\Delta w_{пл}$. Подставив в (III.49) уточненную величину водородного индекса $w = k_{пн} - \Delta w_{пл}$, находят уточненное значение k_r и т. д.

Водородный индекс и аномалия плотности глинистых пластов могут быть вычислены по формулам

$$w = k_{п} [1 - k_r (1 - w_r)] + k_{гл} w_{св}; \quad (\text{III.53})$$

$$\Delta\delta = k_{гл} \Delta\delta_{гл} - k_{п} k_r [\delta_{ск} - w_r (\delta_{ск} - \delta_n) - \delta_r]. \quad (\text{III.54})$$

Определить k_r также можно лишь путем последовательных приближений.

Первое приближение k_r находят по формуле (III.53), беря вместо w величину $k_{пн}$.

До настоящего времени предполагалось, что температура исследуемых пород и опорных сред различается несущественно. Иначе следует вводить поправки η_t , z_t и Δ_c , учитывающие изменение нейтронных параметров воды с использованием палеток на рис. 59 и 64. Однако порядок введения поправки для газоносных пластов несколько отличается от учета влияния температуры для пластов, насыщенных водой. Это связано с тем, что поправка за расширение воды с повышением температуры (см. рис. 64) в газоносных пластах относится лишь к связанной воде, а зависимость водородного индекса газа от температуры учитывается при расчете w_r по формуле (II.45).

В соответствии с этим для определения k_r следует вместо (III.53) использовать уравнение

$$w = k_{п} \left[\frac{1}{v_t} - k_r \left(\frac{1}{v_t} - w_r \right) \right] + k_{гл} w_{св}, \quad (\text{III.53}')$$

а выражение

$$k_{пн} = w + \Delta w_{пл}$$

заменить на

$$k_{пн} = \frac{w}{\eta_t} + \Delta w_{пл} - \Delta_c. \quad (\text{III.55})$$

В качестве первого приближения к w используется величина $(k_{пн} + \Delta_c) \eta_t$, а k_r рассчитывается по формуле

$$k_r = \frac{\frac{k_{пн}}{v} + k_{гл} w_{св} - w}{k_{пн} \left(\frac{1}{v} - w_r \right)}. \quad (\text{III.53}''')$$

Используя это приближенное значение k_r , по (III.54) рассчитывают $\Delta\delta$, а по рис. 57 находят $\Delta\omega_{пл}$. Пересчитав по формуле (III.55) новое приближение к ω , осуществляют итерационный процесс с повторным вычислением k_r по (III.53') и т. д.

Способ неявного учета пористости и глинистости пород (Р. А. Резванов, 1973 г.). В этом способе используются частные зависимости $I = f(k_r)$, построенные для некоторых районов рядом авторов путем сопоставления показаний нейтронных методов с величиной k_r , полученной по керну или по электрическому сопротивлению. Однако факт неявного учета глинистости и пористости авторами этих палеток, по-видимому, не был осознан в полной мере и поэтому теоретическое обоснование метода (и соответственно определение границ применимости метода) до 1973 г. не было дано. Более глубокий анализ природы этого способа позволил нам также предложить другой порядок построения указанных палеток с использованием лишь данных анализа керна.

Рассматриваемый способ пригоден в случаях, когда наблюдается достаточно тесная корреляционная связь между коэффициентом газонасыщения и коэффициентами пористости и (или) глинистости. Лишь в этом случае можно строить непосредственно графики зависимости показаний нейтронного метода от коэффициента газонасыщения, формально игнорируя пористость и глинистость пород. В действительности при построении палетки путем сопоставления коэффициентов газонасыщения с экспериментальными значениями показаний метода против соответствующих пластов (или со значениями эффективной влажности серии образцов, рассчитанных с учетом их пористости, глинистости и газонасыщения) происходит неявный учет средних значений k_n и $k_{гн}$, соответствующих данной величине k_r . Поскольку корреляционную связь можно ожидать только для начального значения k_r предельно газонасыщенных пластов, описанная методика пригодна, строго говоря, лишь для них, а в применении к обводняющимся пластам она может давать заниженные величины k_r .

Рассмотрим два пути построения зависимости $\Delta J = f(k_r)$ конкретно для данных отложений.

1. Сопоставление ΔJ по ряду пластов с коэффициентом газонасыщения, определенным по данным анализа керна или результатам электрических методов. Число пластов в зависимости от разброса точек должно составлять несколько десятков и охватывать (по возможности равномерно) весь интервал изменения k_r для пластов данного объекта. Керна должен быть тщательно привязан к разрезу и представлен (не менее двух образцов на 1 м, а для маломощных пластов — не менее пяти-шести на пласт).

Допустимо использование для определения k_r графиков зависимости k_r от k_n и (или) $k_{гн}$, если указанная зависимость достаточно тесна и существует удовлетворительная методика установления k_n или $k_{гн}$.

2. Построение при наличии представительных определений k_p , $k_{гд}$ и k_r , выполненных на одних и тех же образцах, сначала зависимости эффективной влажности (кажущейся пористости по данным нейтронного метода) $k_{пн}$ от k_r . Для этого по известным значениям k_p , $k_{гд}$, k_r , $w_{св}$ и $\Delta_{гд}$, используя формулу (III.53), рассчитывают ВИ (w) газоносного пласта. Далее по формуле (III.54) вычисляют аномалию плотности $\Delta\delta$, а по полученным величинам w и $\Delta\delta$ на рис. 57 находят плотностной эффект $\Delta w_{пл}$ для требуемой модификации метода (НГМ, ННМ-Т). Складывая алгебраически w и $\Delta w_{пл}$, определяют $k_{пн}$, а по совокупности значений $k_{пн}$ для нескольких десятков образцов получают зависимость $k_{пн} = f(k_r)$.

Возможно (но менее точно) построение подобной зависимости по величинам $k_{пн}$, рассчитанным для регулярного ряда значений k_r (например, $k_r = 0; 10; \dots; 100\%$) и средних значений k_p и $k_{гд}$, найденных по графикам зависимости $k_r = f(k_p)$ и $k_r = f(k_{гд})$.

Пример зависимости $k_{пн} = f(k_r)$, построенной таким образом для месторождения Медвежье, показан на рис. 88. При этом из-за отсутствия детальных данных о $w_{св}$ и $\Delta_{гд}$ они были приняты условно равными 0,25 и 0,55 соответственно (см. гл. II).

Для перехода от зависимости $k_{пн} = f(k_r)$ к палетке $\Delta J = f(k_r)$ необходимо иметь палетку пористости для чистых коллекторов и данных скважинных условий, а также выбрать опорные пласты и определить их кажущуюся пористость. Данный этап проиллюстрируем также на примере месторождения Медвежье.

На рис. 86 приведены зависимости $\Delta J = f(k_p) = f(k_{пн})$ для НГМ-60 и ННМ-Т. Как видно из рис. 86, указанные зависимости при использовании относительного разностного параметра ΔJ очень слабо зависят от литологии пласта и конструкции скважины. Поэтому их можно применять для практически всех распространенных значений диаметра скважины.

В качестве опорных пластов на месторождении Медвежье можно взять газоносный пласт с известным значением k_r и глинистые песчаники и алевролиты с практически нулевым газонасыщением, залегающие внутри продуктивной толщи, которым на диаграммах обычно соответствуют минимальные показания НМ при номинальном диаметре. Расчет, аналогичный предыдущему, дает для таких пород среднее значение $k_{пн} = 35\%$.

Выбрав опорные пласты, графики для определения k_r строят следующим образом. По известным значениям k_r и рис. 88 находят $k_{пн}$ для опорного пласта и исследуемых пластов с рядом значений k_r , например, 10; 20; \dots ; 100%. По рис. 86 находят ΔJ для величин $k_{пн}$, полученных для опорных и исследуемых пластов с заданными значениями k_r . Далее для них вычисляют параметры $\Delta J = (q - q_2)/(q_1 - q_2)$, где q , q_1 , q_2 — отсчеты ΔJ для исследуемого и опорных пластов ($q_1 > q_2$), а по значениям

ΔJ и k_r — строят искомый график зависимости $\Delta J = f(k_r)$ для данной пары опорных пластов. Задаваясь различным набором газоносных опорных пластов, можно получить более универсальную палетку, приведенную на рис. 89.

Порядок определения k_r пласта при известных значениях $k_{r\text{оп}}$ и ΔJ ясен из примера, приведенного на рис. 89.

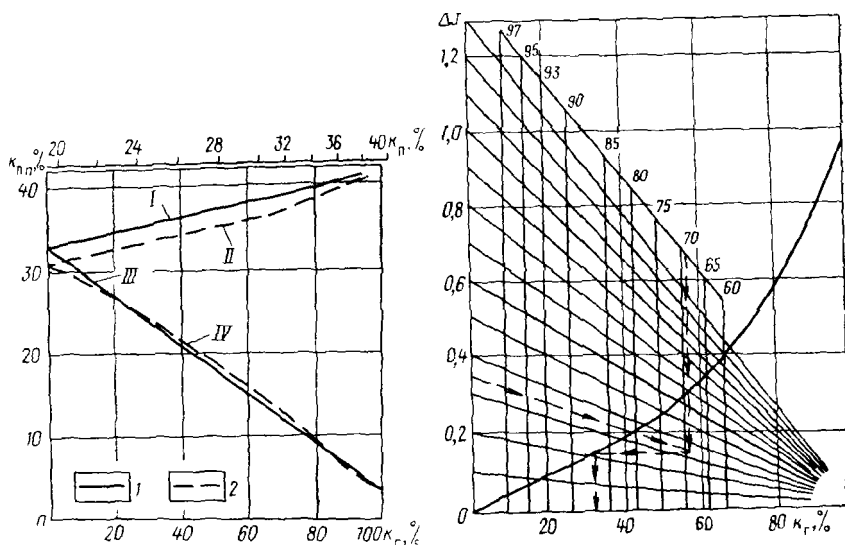


Рис. 88. Зависимость кажущейся влажности $k_{пп}$ водоносных и газоносных пластов месторождения Медвежье от их пористости $k_{п}$ и газонасыщения k_r .

1 — НГМ; 2 — ННМ; пласты: I, II — водоносные, III, IV — газоносные

Рис. 89. Палетки для определения коэффициента газонасыщения k_r на месторождении Медвежье по данным НГМ.

Параметр кривых — $k_{r\text{оп}}$ в %. На рисунке приведен пример решения задачи: $\Delta J = 0,34$, $k_{r\text{оп}} = 69\%$. Ответ: $k_r = 32\%$

Пример 15. Определить коэффициент газонасыщения k_r неглинистого песчаника пористостью 20%, если показания НГМ-60 I = 12 000 имп/мин;

Опорные пласты: неразмывтая глина, показания $I_{г\text{л}} = 5500$ имп/мин. газоносный пласт с $k_r = 90\%$, $k_{п} = 28\%$, показания $J_{\text{оп}} = 22 500$ имп/мин. Остальные условия соответствуют условиям рис. 85.

1. По рис. 85, в для опорного пласта с $k_{п} = 28\%$ и $k_r = 90\%$ находим $\Delta J_{\text{оп}} = 0,62$.

2. По формуле (III.42) с заменой I_2 на $I_{г\text{л}}$ вычисляем показания для стандартного опорного пласта, принятого при построении палетки:

$$I_1 = I_{г\text{л}} + \frac{I_{\text{оп}} - I_{г\text{л}}}{\Delta J_{\text{оп}}} = 5500 + \frac{22 500 - 5500}{0,62} = 32 900 \text{ имп/мин}$$

3. Вычисляем ΔJ для исследуемого пласта

$$\Delta J = \frac{I - I_{г\text{л}}}{I_1 - I_{г\text{л}}} \approx \frac{12 000 - 5500}{32 900 - 5500} \approx 0,237.$$

4. По кривой с шифром, равным пористости исследуемого пласта 20%, на рис. 85, в находим для $\Delta J = 0,237$ значение $k_r \approx 53\%$.

Пример 16. Определить коэффициент газонасыщений k_r песчаника с пористостью 30%, с коэффициентом объемной глинистости $k_{г.л} = 15\%$. Показания $I = 14\ 000$ имп/мин. Содержание связанной воды в глинистой фракции 7%, плотность глинистой фракции $\delta_{г.л} = 2,63$ г/см³.

Опорные пласты: а) водоносный известняк, $k_n = 25\%$, $k_{г.л} = 10\%$; показания $I'_1 = 9300$ имп/мин; б) газоносный песчаник, $k_n = 25\%$, $k_{г.л} = 10\%$, $k_r = 85\%$, показания $I'_2 = 18\ 000$ имп/мин.

Температура всех пластов близка к 170° С (отличие не более 5° С). Минерализация пластовых вод 150 г/л, плотность 1,11 г/см³. Пластовое давление $p = 300$ кгс/см². Скважина диаметром 20 см обсажена колонной диаметром 124 мм. Метод НГМ-60.

При интерпретации для стандартной среды, к условиям которой приводятся все показания, целесообразно брать чистый, неглинистый песчаник, поскольку два из приведенных пластов — песчаники.

Порядок обработки следующий.

1. Вычисляем эффективную влажность первого опорного пласта — водоносного известняка (различием водородного индекса пластовой и пресной воды пренебрегаем).

Водородный индекс глинистой фракции в объемных единицах $w_{св} = 0,07 \cdot 2,63 = 0,184$.

Истинная влажность пласта

$$w = k_n + k_{г.л} w_{св} = 0,25 \cdot 1 + 0,1 \cdot 0,184 = 0,268 = 26,8\%.$$

Аномалия плотности за счет глинистости согласно формуле (II.57) $\Delta \delta_{г.л} = k_{г.л} \Delta_{г.л}$, где $\Delta_{г.л} = \delta_{г.л} - w_{св} \delta_{в} - \delta_{ск} (1 - w_{св}) = 2,63 - 0,184 \cdot 1,11 - 2,65 (1 - 0,184) \approx 0,3$. Отсюда $\Delta \delta_{г.л} = 0,1 \cdot 0,3 = 0,03$.

По кривой с шифром $\Delta \delta = 0,03$ на рис. 57 при $w = 26,8\%$ находим поправку за аномалию плотности

$$\Delta w_{п.л} = 1\% = +0,01.$$

Поправка за литологию согласно рис. 58 при $w = 0,268 = 26,8\%$ и карбонатности $c_k = 1 = 100\%$ равна $\Delta w_{лит} = 3\% = +0,03$. Для исследуемого пласта $c_k \approx 1 - k_{г.л} = 0,9$ и $\Delta w_{лит} = 0,027$.

Окончательно эффективная (кажущаяся) влажность пласта согласно (II.71)

$$k_{п.л} = w + \Delta w_{п.л} + \Delta w_{лит} = 0,268 + 0,01 + 0,027 \approx 0,30 \approx 30\%.$$

2. Вычисляем эффективную влажность второго опорного пласта — газоносного песчаника.

Согласно (II.45), принимая $z = 0,9$, определим водородный индекс газа в пластовых условиях:

$$w_r \approx \frac{1,6 \cdot 10^{-3} T_{0p}}{T_{p0}} = 1,6 \cdot 10^{-3} \frac{273 \cdot 300}{(273 + 170) \cdot 0,9} = 0,33.$$

Аналогично плотность газа в пластовых условиях

$$\delta_r = 0,72 \cdot \frac{T_{0p}}{T_{p0} z} = 0,15 \text{ г/см}^3.$$

Согласно (II.65)

$$\Delta\delta = -k_{\Gamma}k_{\Pi}\Delta_{\Gamma} + k_{\Gamma\Delta}\Delta_{\Gamma}, \quad \text{где } \Delta_{\Gamma} = \delta_{\text{св}} - w_{\Gamma}(\delta_{\text{св}} - \delta_{\text{в}}) - \delta_{\Gamma} = \\ = 2,65 - 0,33(2,65 - 1,11) - 0,15 \approx 1,98.$$

Отсюда $\Delta\delta = -0,85 \cdot 0,25 \cdot 1,98 + 0,1 \cdot 0,3 = -0,40$.
Истинная влажность пласта

$$w = k_{\Pi} + k_{\Gamma\Delta}w_{\text{св}} - k_{\Gamma}k_{\Pi}(1 - w_{\Gamma}) = \\ = 0,25 + 0,1 \cdot 0,184 - 0,85 \cdot 0,25(1 - 0,33) = 0,127 = 12,7\%.$$

С учетом $\Delta\delta$ и w , по рис. 57 находим $\Delta w_{\text{пл}} = -3,6\% = -0,036$
Эффективная влажность опорного пласта

$$k_{\Pi n} = w + \Delta w_{\text{пл}} = 0,127 - 0,036 = 0,091 = 9,1\%$$

3. По величине $k_{\Pi n}$ опорных пластов на рис. 86 находим $q_1 = \Delta J$ и $q_2 = \Delta J_2$ для опорных пластов: $q_1 = 0,4$; $q_2 = 0,45$.

4. Используя q_1 и q_2 и показания в опорных пластах I'_1 и I'_2 , по (II.72) вычисляем I_1 и I_2 для стандартных опорных пластов, принятых при построении палетки на рис. 86:

$$I_1 = \frac{I'_2 q_2 - I'_1 q_1}{q_2 - q_1} = \frac{9300 \cdot 0,45 - 18000 \cdot 0,4}{0,45 - 0,4} = 6850;$$

$$I_2 = I_1 + \frac{I'_2 - I'_1}{q_2 - q_1} = 6850 + \frac{18000 - 9300}{0,45 - 0,4} = 31750.$$

5. Вычисляем параметр ΔJ для исследуемого пласта:

$$\Delta J = \frac{I - I_1}{I_2 - I_1} = \frac{14000 - 6850}{31750 - 6850} = 0,29.$$

6. По рис. 86 находим кажущуюся пористость для пласта: $k_{\Pi n} = 0,15 = 15\%$.

7. Пренебрегая различием в величинах w и $k_{\Pi n}$ и решая уравнение (III.53), получаем приближенное значение k_{Γ} :

$$k_{\Gamma} = \frac{1 - \frac{w}{k_{\Pi}} + k_{\Gamma\Delta}w_{\text{св}}}{1 - w_{\Gamma}} \approx \frac{1 - \frac{k_{\Pi n}}{k_{\Pi}} + k_{\Gamma\Delta}w_{\text{св}}}{1 - w_{\Gamma}} = \\ = \frac{1 - \frac{0,15}{0,30} + 0,15 \cdot 0,184}{1 - 0,33} = 0,79.$$

8. Используя последнюю величину k_{Γ} , вычисляем приближенное значение $\Delta\delta$, а далее по $k_{\Pi n}$ и $\Delta\delta$ на рис. 57 находим приближенное значение $\Delta w_{\text{пл}}$:

$$\Delta\delta = k_{\Gamma\Delta}\Delta_{\Gamma} - k_{\Pi}k_{\Gamma}\Delta_{\Gamma} = 0,15 \cdot 0,3 - 0,3 \cdot 0,79 \cdot 1,98 = -0,42;$$

$$\Delta w_{\text{пл}} = -6,5\% = -0,065.$$

9. Определяем второе приближение к истинной влажности

$$w = k_{\text{п}} n - \Delta w_{\text{пл}} = 0,15 - (-0,065) = 0,215.$$

Соответственно второе приближение для $k_{\text{г}}$

$$k_{\text{г}} = \frac{1 - \frac{0,215}{0,3} + 0,15 \cdot 0,184}{1 - 0,33} = 0,47.$$

10. Второе приближение для $\Delta \delta$ и $\Delta w_{\text{пл}}$

$$\Delta \delta = 0,15 \cdot 0,3 - 0,3 \cdot 0,47 \cdot 1,98 = -0,24;$$

$$\Delta w_{\text{пл}} = -3,6\% = -0,036.$$

11. Следующие приближения для w и $k_{\text{г}}$:

$$w = 0,15 - (-0,036) = 0,186;$$

$$k_{\text{г}} = \frac{1 - \frac{0,186}{0,3} + 0,15 \cdot 0,184}{1 - 0,33} = 0,61.$$

Повторив еще раз итерационные процессы вычисления $\Delta \delta$, $\Delta w_{\text{пл}}$, w и $k_{\text{г}}$, получаем сначала $k_{\text{г}} = 0,54$, далее $k_{\text{г}} = 0,59$; последняя величина при дальнейшей итерации не изменяется.

Итак, результат интерпретации $k_{\text{г}} = 0,59 = 59\%$.

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

Глинистость коллектора характеризуется долей минерального скелета породы, которая представлена глинистыми минералами и по гранулометрическому составу относится к фракции зерен с размерами $d_3 < 0,01$ мм [26, 80].

Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием $c_{гг}$ (массовая глинистость) в твердой фазе породы фракции с $d_3 < 0,01$ мм, выражаемым в процентах или долях единицы:

$$c_{гг} = \frac{m_{<0,01}}{m_{твф}}, \quad (IV.1)$$

где $m_{<0,01}$ — масса фракции $d_3 < 0,01$ мм; $m_{твф}$ — масса твердой фазы породы, включая и фракцию $d_3 < 0,01$ мм.

Для характеристики объемного содержания глинистого материала в породе используют коэффициент объемной глинистости $k_{гг}$ (объемная глинистость), который при равенстве минеральных плотностей $\delta_{ск} = \delta_{гг}$ частиц скелетной и глинистой фракций

$$k_{гг} = c_{гг} (1 - k_{п}). \quad (IV.2)$$

Если $\delta_{ск} \neq \delta_{гг}$, то для расчета $k_{гг}$ применяют выражение

$$k_{гг} = \frac{1 - k_{п}}{\frac{1}{c_{гг}} \frac{\delta_{гг}}{\delta_{ск}} + 1}; \quad (IV.3)$$

величина $k_{гг}$ также выражается в процентах или долях единицы.

В петрофизике и промысловой геофизике используют также параметр относительной глинистости

$$\eta_{гг} = \frac{k_{гг}}{k_{гг} + k_{п}}, \quad (IV.4)$$

характеризующий степень заполнения глинистыми частицами пространства между скелетными зернами и выражаемый в долях единицы.

Глинистый материал в коллекторе занимает отдельные обособленные участки, образуя агрегаты глинистых частиц, пронизанные субкапиллярами, с коэффициентом пористости $k_{пгг}^1$

¹ Ранее эту величину мы обозначали $k_{пц}$ и называли коэффициентом пористости цемента [11].

по отношению к объему этих агрегатов. Объемное содержание в коллекторе агрегатов глинистых частиц — глинистого цемента — характеризуется коэффициентом агрегатной объемной глинистости $k_{г\text{л} а}$

$$k_{г\text{л} а} = \frac{k_{г\text{л}}}{1 - k_{п\text{ гл}}} \quad (\text{IV.5})$$

Очевидно, что всегда $k_{г\text{л} а} > k_{г\text{л}}$, поскольку $k_{п\text{ гл}} > 0$. Понятия объемной и агрегатной объемной глинистости смешивать не следует, что, к сожалению, допускают отдельные авторы.

Зная $k_{п}$, $k_{г\text{л}}$, $k_{п\text{ гл}}$, можно оценить предельное значение эффективной пористости $k_{п\text{ эф}}$ межзернового коллектора с глинистым цементом заполнения пор:

$$k_{п\text{ эф}} = k_{п} - \frac{k_{г\text{л}}k_{п\text{ гл}}}{1 - k_{п\text{ гл}}} \quad (\text{IV.6})$$

Параметры $c_{г\text{л}}$, $k_{г\text{л}}$, $k_{г\text{л} а}$, $\eta_{г\text{л}}$ характеризуют рассеянную глинистость в межзерновых коллекторах. В полимиктовых песчаниках и алевролитах часть глинистого материала содержится в преобразованных зернах полевого шпата, в обломках глинистых пород, которые при гранулометрическом анализе попадают в скелетную фракцию и глинистый материал этих зерен не входит в величины $c_{г\text{л}}$ и $k_{г\text{л}}$. В вулканогенных коллекторах часто вообще не удается выделить глинистую фракцию при обычном гранулометрическом анализе, в то время как глинистые минералы нередко составляют значительную часть матрицы такого коллектора.

В слоистом глинистом коллекторе параметр $\chi_{г\text{л}}$ характеризует относительное содержание по мощности глинистых прослоев. В общем случае, если коэффициенты пористости песчаных и глинистых прослоев неодинаковы ($k_{п\text{ п}} \neq k_{п\text{ гл}}$), параметры $\eta_{г\text{л}}$ и $\chi_{г\text{л}}$ связаны соотношением

$$\eta_{г\text{л}} = \frac{\chi_{г\text{л}}(1 - k_{п\text{ гл}})}{\chi_{г\text{л}} + k_{п\text{ п}}(1 - \chi_{г\text{л}})} \quad (\text{IV.7})$$

При $k_{п\text{ гл}} = k_{п\text{ п}} = k_{п}$ согласно (IV.7) $\eta_{г\text{л}} = \chi_{г\text{л}}(1 - k_{п})/(\chi_{г\text{л}} \times (1 - k_{п}) + k_{п})$ и $\chi_{г\text{л}} = c_{г\text{л}}$.

В карбонатных породах глинистые минералы входят в нерастворимый остаток, содержание которого в породе характеризуется параметрами $c_{но}$, $k_{но}$, $\eta_{но}$, которые по формальному смыслу аналогичны параметрам $c_{г\text{л}}$, $k_{г\text{л}}$, $\eta_{г\text{л}}$ для глинистой фракции терригенной породы.

Необходимость выделения глинистой фракции скелета породы в виде отдельной компоненты обусловлена рядом причин.

1. Глинистые минералы в осадочных породах присутствуют обычно в тонкодисперсном состоянии и обладают огромной поверхностью, которая адсорбирует катионы и молекулы воды, образующие слой воды с аномальными свойствами толщиной в десятки и сотни ангстрем. Аномальные слои соизмеримы по

толщине с размерами субкапилляров между глинистыми частицами, занимают большую часть их объема и значительную долю общего объема пор глинистого коллектора. По физическим свойствам аномальные слои отличаются от воды, поэтому даже в водонасыщенном глинистом коллекторе следует рассматривать в объеме пор две доли этого объема с различными свойствами, причем доля с аномальными свойствами тем больше, чем выше глинистость породы и активность глинистых минералов.

Аномальные слои воды оказывают существенное влияние на физические свойства глинистого коллектора (проницаемость, сжимаемость, электрическое удельное сопротивление, скорость распространения и энергия упругих волн, диэлектрическая проницаемость), обуславливая их отличие от соответствующих свойств чистого коллектора.

2. Глинистые минералы содержат химически связанную воду в кристаллической решетке, радиоактивные элементы в кристаллической решетке и адсорбированные на поверхности. От этих особенностей глинистых минералов при заметном содержании их в коллекторе в значительной степени зависит нейтронные свойства и естественная радиоактивность породы.

3. Присутствующие в коллекторе глинистые минералы ввиду отмеченных особенностей оказывают существенное влияние на коллекторские свойства и водонасыщенность, на характер корреляционных связей между геофизическими и подсчетными параметрами.

В связи с этим разработаны и используются геофизические методы определения параметров глинистости для решения следующих задач. Зная глинистость и пористость породы, устанавливают, является ли порода коллектором, а для коллектора оценивают проницаемость, предельную эффективную пористость и содержание связанной воды. Располагая данными о глинистости, корректируют показания геофизических методов с учетом глинистости, а при определении коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения используют корреляционные связи и палетки, учитывающие глинистость коллектора.

Необходимо отметить, что методика экспериментального определения массовой глинистости $c_{гд}$, широко применяемая в лабораториях производственных и исследовательских организаций, имеет существенные недостатки:

а) навеска измельченной породы перед гранулометрическим анализом обрабатывается 5—10%-ной соляной кислотой, что приводит к растворению и удалению из анализируемой пробы не только карбонатных соединений, но и ряда высокодисперсных компонент, представленных глинистыми минералами (лептохлориты, некоторые минералы группы монтмориллонита и др.), гидроокислами железа и алюминия;

б) в полимиктовых и вулканогенных песчаниках и алевролитах часть глинистых минералов входит в состав скелетных

зерен пород, которые при гранулометрическом анализе вместе с глинистым минералом, который они содержат, попадают во фракцию $d_z > 0,01$ мм.

Ввиду этих недостатков стандартного гранулометрического анализа часть глинистых минералов и другие высокодисперсные минеральные компоненты оказываются неучтенными при анализе и не входят в величину $c_{гг}$. Следовательно, параметр $c_{гг}$ и его производные — $k_{гг}$, $\eta_{гг}$ не характеризуют полностью содержание высокодисперсного материала в породе, особенно в сложных полимиктовых и вулканогенных коллекторах.

Даже для наиболее простого типа терригенного коллектора — кварцевых песчаников и алевролитов при отсутствии в них растворимых высокодисперсных минералов — величина $c_{гг}$ характеризует только массовое содержание, но не активность глинистого материала, которая в зависимости от его минерального состава может изменяться в 5—10 раз и более.

Для объективной характеристики эффективного содержания глинистого материала и других высокодисперсных компонент в коллекторе необходимы другие параметры, устанавливаемые по данным геофизических исследований скважин: относительные амплитуды СП — $\alpha_{СП}$ и ГМ ΔJ_γ , связанные с ними диффузионно-адсорбционная активность $A_{да}$ и удельная радиоактивность q_γ породы; удельная Q_n и приведенная q_n емкость катионного обмена; удельная $Q_{ггг}$ и приведенная $q_{ггг}$ гигроскопическая влажность.

Параметры Q_n и q_n характеризуют количество миллиграмм-эквивалентов обменных катионов, содержащихся соответственно в 1 см³ породы и 1 см³ пор.

Параметры Q_g и q_g определяют соответственно количество грамм-молекул воды в 1 см³ породы и в 1 см³ пор. Величины Q_g и q_g , Q_n и q_n пропорциональны полной адсорбционной поверхности породы S_a , поэтому они являются наиболее объективными характеристиками величины S_a , выражаемой в см² на 1 см³, и ее отношения к объему пор S_a/k_n . Корреляционные связи геофизических параметров $A_{да}$, $\alpha_{СП}$, ИСФ, q_γ , ΔJ_γ , а также величины $k_{в св}$ с параметрами Q_n , Q_g , q_n , q_g значительно теснее, чем с различными параметрами глинистости. К сожалению, параметры Q_n , q_n , Q_g , q_g не нашли пока широкого применения в практике использования данных промысловой геофизики в подсчете запасов, хотя в ряде отечественных [11, 88] и зарубежных [18, 95] работ были показаны очевидные преимущества применения этих параметров по сравнению с параметрами глинистости. Однако ввиду тесной связи между величинами $\alpha_{СП}$, ИСФ, ΔJ_γ и параметрами, характеризующими дисперсность породы, эти геофизические параметры можно с успехом использовать в качестве характеристик глинистости коллектора, причем более объективных, чем величины $c_{гг}$, $k_{гг}$ и их производные. Примеры такого применения геофизических параметров глинистости приводились

ранее: палетки графиков $\Pi = f(\rho_{\phi})$ и семейства зависимостей $P_n = f(k_v)$ для различных значений $\alpha_{СП}$.

В большинстве предложенных и используемых в практике подсчета запасов уравнений, зависимостей, палеток предусматривается все же использование различных параметров глинистости. В связи с этим остановимся на геофизических способах оценки этих параметров, учитывая, однако, что область применения их (как и уравнений, в которые они входят) ограничена в основном межзерновыми кварцевыми коллекторами с достаточно однородным составом глинистого цемента при отсутствии других высокодисперсных компонент. Лишь с определенными ограничениями можно оценивать параметры глинистости (в их стандартном понимании) в разрезах, представленных полимиктовыми песчаниками и алевролитами и карбонатными породами.

МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ СОБСТВЕННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Кварцевые терригенные коллекторы с рассеянной глинистостью. Относительная амплитуда $\alpha_{СП}$ аномалии потенциалов собственной поляризации в коллекторе, используемая обычно при количественной интерпретации диаграмм СП, связана с диффузионно-адсорбционной активностью пласта-коллектора $A_{дап}$ и вмещающих пород $A_{давм}$ соотношением

$$\alpha_{СП} = 1 - \frac{A_{п}}{A_{авм}} \quad (IV.8)$$

При стабильной характеристике $A_{давм}$ вмещающих пород (глин, плотных глинистых алевролитов) и постоянстве минерализации и химического состава пластовых вод в исследуемом интервале разреза $\alpha_{СП}$ определяется значением $A_{дап}$ и является мерой содержания в породе глинистого материала. Величины $A_{да}$ и $\alpha_{СП}$ менее тесно связаны с параметрами $c_{гд}$ и $k_{гд}$ и более тесно — с параметрами $\eta_{гд}$, q_p (рис. 90). В связи с этим определять параметры $c_{гд}$ и $k_{гд}$ непосредственно по диаграммам СП нецелесообразно, поскольку более надежные значения $c_{гд}$ и $k_{гд}$ можно получить, установив по диаграмме СП $\eta_{гд}$, а затем рассчитав $c_{гд}$ или $k_{гд}$ по соотношению между $\eta_{гд}$, $k_{гд}$ и k_p (используя значение k_p , полученное по данным одного из методов пористости).

При таком определении параметров глинистости по диаграмме СП выполняют следующие операции.

I. Устанавливают величину $\alpha_{СП}$ в изучаемом коллекторе, рассчитывая ее по формуле (II.40). Значения E_s и $E_{s\max}$ получают в соответствии с рекомендациями, изложенными в гл. II.

II. Выбирают корреляционную связь между $\alpha_{СП}$ и $\eta_{гд}$, соответствующую данному геологическому объекту. При этом возможны следующие варианты.

Корреляционную связь между $\alpha_{СП}$ и $\eta_{ГЛ}$ получают путем сопоставления значений $\alpha_{СП}$ по пластам, охарактеризованным представительным керном, и средних значений k_n по этим же пластам, рассчитанных по керну.

Связь между $\alpha_{СП}$ и $\eta_{ГЛ}$ выбирают на основании лабораторных определений $A_{да}$ и $c_{ГЛ}$ на образцах керна, последующего расчета $\alpha_{СП}$ по формуле (IV.8), $\eta_{ГЛ}$ по формуле (IV.4) и сопоставления полученных значений $\alpha_{СП}$ и $\eta_{ГЛ}$.

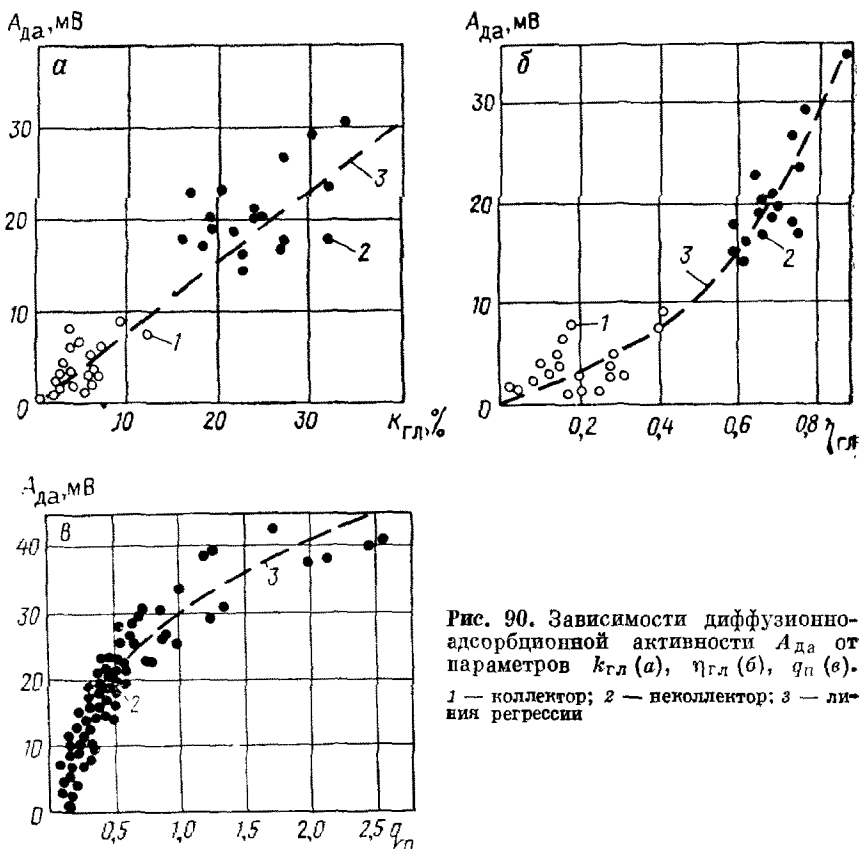


Рис. 90. Зависимости диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ от параметров $k_{ГЛ}$ (а), $\eta_{ГЛ}$ (б), $q_{ГЛ}$ (в). 1 — коллектор; 2 — неколлектор; 3 — линия регрессии

При отсутствии связи между $\alpha_{СП}$ и $\eta_{ГЛ}$ для исследуемого объекта пользуются связью между этими параметрами для отложений, близких по литологии и составу пластовых вод к исследуемым. Для пород с рассеянной глинистостью характерны три основных типа зависимости между $\alpha_{СП}$ и $\eta_{ГЛ}$.

1. Глинистый материал имеет среднюю и низкую активность ($Q_{100} = 2 \div 10$ мг. экв./100 г), пластовые воды минерализованные ($c_v \geq 100$ г/л). Этим условиям соответствуют выпуклые кривые $\alpha_{СП} = f(\eta_{ГЛ})$. Такие зависимости типичны для терригенных

продуктивных отложений палеозоя Волго-Уральской области, Днепровско-Донецкой впадины, мезозоя Южного Мангышлака (см. рис. 10).

2. Глинистый материал имеет среднюю активность ($Q_{100} = 5 \div 20$ мг·экв/100 г), пластовые воды слабоминерализованные ($c_v = 15 \div 25$ г/л). Этим условиям соответствуют графики $\alpha_{сп} = f(\eta_{гл})$, близкие к прямой, соединяющей точки с координатами $\alpha_{сп} = 1, \eta_{гл} = 0$ и $\alpha_{сп} = 0, \eta_{гл} = \eta_{гл\max}$ (предельное значение), или слегка выпуклые, расположенные выше этой прямой (см. рис. 10). Подобные зависимости характерны для продуктивных отложений мезозоя Западной Сибири и Якутии (рис. 91).

3. Глинистый материал высокоактивный ($Q_{100} > 20$ мг·экв/100 г), пластовые воды слабоминерализованные ($c_v = 10 \div 25$ г/л) — графики зависимостей $\alpha_{сп} = f(\eta_{гл})$ вогнутые. Они характерны для третиных продуктивных отложений о-ва Сахалин, отложений неогена Северного Кавказа, содержащих значительное количество минералов группы монтмориллонита и смешаннослойных гидрослюд (см. рис. 10).

График зависимости $\alpha_{сп} = f(\eta_{гл})$ для любого геологического

объекта состоит из двух участков, определяемых диапазоном значений $\eta_{гл}$: а) $0 < \eta_{гл} < \eta_{гл}^*$ — коллекторы; б) $\eta_{гл}^* < \eta_{гл} < \eta_{гл\max}$ — неколлекторы. Значение $\eta_{гл}^*$ (см. гл. I) колеблется от 0,3 до 0,6, увеличиваясь с ростом степени метаморфизма отложений, связанной с возрастом отложений и глубиной их залегания. Величины $\eta_{гл\max}$, при которых практически выходят на асимптоту зависимости $\alpha_{сп} = f(\eta_{гл})$, изменяются от 0,6 до 0,95 для различных отложений, при этом минимальные значения соответствуют неглубоко залегающим молодым отложениям (например, неоген Северного Кавказа), максимальные — плотным глубоко залегающим глинистым сланцам и аргиллитам.

Очевидно, что независимо от тесноты корреляционной связи $\alpha_{сп}$ и $\eta_{гл}$ более благоприятны для определения $\eta_{гл}$ по величине $\alpha_{сп}$ в коллекторах связи второго и третьего вида и менее благоприятными — первого.

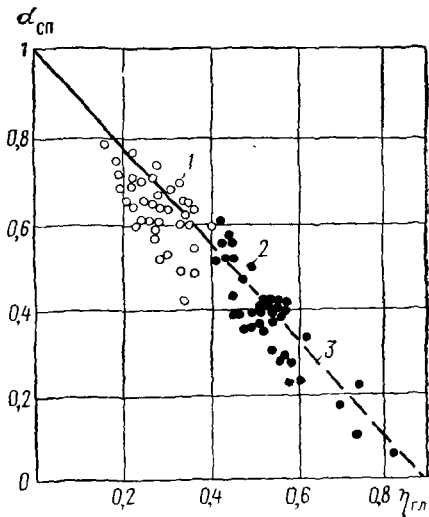


Рис. 91. Зависимость параметра $\alpha_{сп}$ от глинистости $\eta_{гл}$ для продуктивных терригенных отложений Западной Сибири.

1 — коллектор; 2 — неколлектор; 3 — линия регрессии

III. По выбранной для данного геологического объекта связи $\alpha_{СП} = f(\eta_{г.л})$ в соответствии с величиной $\alpha_{СП}$ определяют параметр $\eta_{г.л}$.

IV. Используя значение коэффициента пористости k_n , известное по данным одного из геофизических методов, рассчитывают

$$k_{г.л} = \frac{k_n \eta_{г.л}}{1 - \eta_{г.л}} \quad (IV.9)$$

и по формуле (IV.2) $c_{г.л}$.

В уравнения, связывающие показания методов пористости (НГМ, акустического метода) с коэффициентом k_n , обычно входит величина $k_{г.л}$, влияние которой необходимо учесть для корректного определения k_n . Это создает предпосылки для составления и решения системы уравнений, объединяющей зависимости $I_{n\gamma} = f(w_\Sigma, k_{г.л})$ и $\alpha_{СП} = f(\eta_{г.л})$ или $\Delta T = f(k_n, k_{г.л})$ и $\alpha_{СП} = f(\eta_{г.л})$, которые выполняют аналитически или графически, используя специальные палетки и номограммы. В результате такого решения получают значения $k_{г.л}$ и k_n , рассчитанные с учетом глинистости коллектора [58].

Целесообразно комплексное использование диаграмм СП и ГМ для одновременного определения параметров $k_{г.л}$ и k_n на основе решения системы уравнений $\Delta J_\gamma = f(k_{г.л})$ и $\alpha_{СП} = f(\eta_{г.л})$. Комплексная интерпретация диаграмм СП и ГМ обеспечивает более надежное установление параметров глинистости, поскольку при этом обеспечивается взаимный контроль данных о глинистости каждого из этих методов с одновременным определением величины k_n , более надежной, чем при нахождении ее по диаграммам только одного из этих методов, например СП. Комплексная интерпретация диаграмм СП и ГМ с целью определения k_n и $k_{г.л}$ в терригенном или k_n и $k_{но}$ в карбонатном разрезах возможна, если показания методов обусловлены в основном влиянием удельной поверхности S породы, величиной $k_{г.л}$ (для ГМ) и отношением S/k_n (для СП). В отложениях с аномальной радиоактивностью, связанной с содержанием битумов ураниевых руд и другими факторами, ГМ нельзя использовать для определения $k_{г.л}$, поэтому и комплексная интерпретация диаграмм СП и ГМ нецелесообразна [39].

Полимиктовые терригенные коллекторы с рассеянной глинистостью. Для этих пород в основном справедливы положения о связи между параметрами $\alpha_{СП}$ и $\eta_{г.л}$, изложенные для кварцевых терригенных коллекторов. Небольшие различия в характере связей заключаются в том, что при получении зависимости $\alpha_{СП} = f(\eta_{г.л})$ для полимиктовых отложений вследствие указанных выше недостатков стандартной методики определения $c_{г.л}$ в расчетных значениях $\eta_{г.л}$, используемых для сопоставления с $\alpha_{СП}$, не будет учитываться часть глинистого материала, приуроченного к пелитизированным зернам полевого шпата и обломкам пород; это может несколько исказить зависимость $\alpha_{СП} = f(\eta_{г.л})$.

Однако поскольку глинистый материал (каолинит) в скелетных зернах обычно обладает низкой активностью, его влиянием в первом приближении можно пренебречь [39].

Карбонатные породы с рассеянным содержанием нерастворимого остатка. В карбонатных отложениях глинистый материал содержится в нерастворимом остатке, составляя примерно 20—70% по массе от нерастворимого остатка.

Содержание нерастворимого остатка в карбонатной породе характеризуется параметром $c_{но}$, $k_{но}$, $\eta_{но}$, смысл которых аналогичен смыслу параметров $c_{гл}$, $k_{гл}$, $\eta_{гл}$ по отношению к глинистой фракции в терригенных коллекторах.

В связи с этим по диаграммам СП в карбонатных отложениях определяют $\eta_{но}$ так же, как определяют $\eta_{гл}$ по величине $\alpha_{СП}$ в терригенных отложениях [11, 58]. Путем совместного решения уравнений $\alpha_{СП} = f(\eta_{но})$ и $\Delta T_n = f(k_n, k_{но})$, $\alpha_{СП} = f(\eta_{но})$ и $I_{n\gamma} = f(w_\Sigma, k_{но})$ для карбонатных пород находят значения $k_{но}$ и k_n , исправленные за влияние нерастворимого остатка.

По данным метода СП в комплексе с данными методов пористости в карбонатном разрезе выделяют участки с пониженным и повышенным содержанием нерастворимого остатка. Информация о содержании нерастворимого остатка в карбонатных отложениях не только играет вспомогательную роль для более корректной интерпретации диаграмм методов пористости, но и является важнейшей при решении задачи о типе коллектора, его емкостных и фильтрационных свойствах. При наличии благоприятных факторов в карбонатных породах с низким значением $\eta_{но} < 0,1$ наиболее вероятно протекание процессов интенсивного выщелачивания карбонатного вещества, формирующих высокопродуктивные коллекторы с развитой вторичной пористостью. В интервалах разреза, представленных плотными породами с повышенным значением $\eta_{но} > 0,5$ (при небольших абсолютных величинах $c_{но} < 10\%$), также при наличии благоприятных условий весьма вероятно возникновение систем трещин, но без последующего их расширения за счет процессов выщелачивания, т. е. формирование чисто трещинного коллектора [58].

Терригенный коллектор, содержащий глинистый материал в виде прослоев. Модель такого коллектора рассмотрена в гл. III. Содержание глинистого материала в нем, при отсутствии глинистого цемента в прослоях, характеризуется долей $\chi_{гл}$ общей мощности h пачки, приходящейся на прослой глины. Формально параметр $\chi_{гл}$ аналогичен параметру $k_{гл}$ для коллекторов с рассеянной глинистостью — он также характеризует объемное содержание в слоистом коллекторе агрегатов (прослоев) глинистого материала с учетом его пористости $k_{п\ гл}$.

Существенные различия между коллекторами со слоистой и рассеянной глинистостью заключается в следующем: а) величина $k_{п\ гл}$ в прослоях слоистого коллектора примерно равна пористости глин, вмещающих пачку, т. е. для большинства

продуктивных горизонтов она составляет 10—30%, тогда как $k_{гг}$ в агрегатах рассеянной глинистости обычно выше 40% и для многих продуктивных коллекторов составляет 50—70%; б) даже при значительных величинах $\chi_{гг} > 0,5$, соответствующих большшинству продуктивных горизонтов области $\eta_{гг} > 0,6$, порода сохраняет свойства коллектора, в то время как отложения с рассеянной глинистостью при $\eta_{гг} > 0,5$ обычно являются неколлектором.

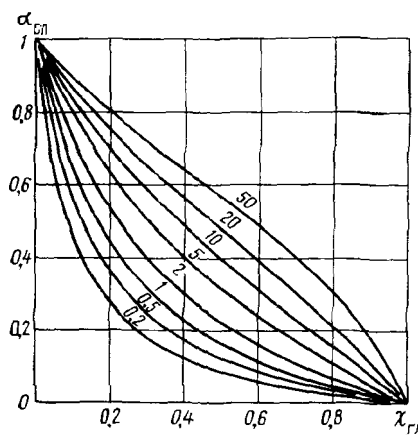


Рис. 92. Палетка для определения параметра $\chi_{гг}$ по величине $\alpha_{СП}$ в слоистом глинистом коллекторе (по А. Долю).

$\rho_{п}/\rho_{гг} = 5$; шифр кривых — $\rho_{п}/\rho_{зп}$

Параметр $\chi_{гг}$ в слоистом глинистом коллекторе определяется по методике Доля путем решения предложенного им уравнения относительно $\chi_{гг}$:

$$\alpha_{СП} = \frac{\lg \frac{u+q}{1+q}}{\lg u}, \quad (IV.10)$$

где

$$u = \rho_{п}/\rho_{зп}, \quad q = \frac{\chi_{гг}}{1-\chi_{гг}} \frac{\rho_{п}}{\rho_{гг}}. \quad (IV.11)$$

Величины $\rho_{п}$ и $\rho_{зп}$ характеризуют электрическое удельное сопротивление неизменной части и зоны проникновения в каждом прослое коллектора [18]. Путем использования выражений (IV.10), (IV.11) получены расчетные кривые $\alpha_{СП} = f(\chi_{гг})$ для различных отношений $\rho_{п}/\rho_{зп} = \text{const}$, сгруппированные в семейства с различными значениями $\rho_{п}/\rho_{гг} = \text{const}$ (рис. 92).

Определение по диаграмме СП параметра $\chi_{гг}$ в слоистом коллекторе сводится к следующему.

1. Рассчитывают $\alpha_{СП}$ в пачке, представляющей слоистый коллектор. Для этого, как и при расчете $\alpha_{СП}$ в пластах-коллекторах с рассеянной глинистостью, необходимо иметь пласт чистого или слабоглинистого коллектора с максимальной амплитудой СП.

2. Находят электрические параметры $\rho_{п}$, $\rho_{зп}$, $\rho_{гг}$ и вычисляют значения u и q по формулам (IV.10) и (IV.11). Величины $\rho_{п}$ и $\rho_{зп}$

берут аналогичными для чистых и слабоглинистых однородных коллекторов, имеющих в данном продуктивном горизонте, или определяют измерением на образцах керна из прослоев коллектора пачки, либо рассчитывают по формулам (III.3) — (III.5), задаваясь характеристиками коллектора k_p , k_n , ρ_n и зоны проникновения k_{nz} , ρ_{vf} . Величина $\rho_{гг}$ должна быть равной удельному сопротивлению глин, вмещающих пачку.

3. Выбирают палетку, шифр которой — $\rho_p/\rho_{гг}$ — соответствует вычисленному. По кривой $\alpha_{СП} = f(\chi_{гг})$ для заданного отношения $\rho_p/\rho_{зп}$ находят величину $\chi_{гг}$, соответствующую $\alpha_{СП}$ пачки. Если вычисленное отношение $\rho_p/\rho_{зп}$ не соответствует ни одному шифру кривых на палетке, параметр $\chi_{гг}$ для указанного значения $\alpha_{СП}$ определяют путем интерполяции между графиками $\alpha_{СП} = f(\chi_{гг})$ с ближайшими значениями $\rho_p/\rho_{зп}$.

При сопоставлении результатов определения глинистости слоистого коллектора по диаграммам СП и ГМ необходимо помнить, что в общем случае $k_{пп} \neq k_{пгг}$ и в соответствии с формулой (IV.7) $\chi_{гг СП} \neq c_{гг ГМ}$. Только при $k_{пп} = k_{пгг}$, что характерно для молодых слабоуплотненных отложений, $\chi_{гг СП} = c_{гг ГМ}$. При $k_{пп} = k_{пгг}$ для пересчета $\chi_{гг}$ в обычные параметры глинистости $\eta_{гг}$, $k_{гг}$, $c_{гг}$ можно воспользоваться соотношением (IV.7).

Пример 17. Определить по диаграмме СП относительную $\eta_{гг}$ и объемную $k_{гг}$ глинистость песчаника, если известно, что $\alpha_{СП} = 0,8$; связь между $\alpha_{СП}$ и $\eta_{гг}$ выражается зависимостью на рис. 91; $k_p = 22\%$ по данным акустического метода. По зависимости между $\alpha_{СП}$ и $\eta_{гг}$ находим $\eta_{гг} = 0,18$. Учитывая соотношение (I.3), рассчитываем $k_{гг} = 5\%$. Порода является коллектором, поскольку $\eta_{гг} < \eta_{гг}^*$.

Пример 18. Определить по диаграмме СП относительное $\eta_{но}$, объемное $k_{но}$ и массовое $c_{но}$ содержание нерастворимого остатка в известняке, пористость которого по данным ГМ составляет 15%. Известно, что $\alpha_{СП} = 0,8$; связь между $\alpha_{СП}$ и $\eta_{но}$ выражается кривой 4 на рис. 10. Находим $\eta_{но} = 0,1$, $k_{но} = 1,8\%$, $c_{но} = 2,1\%$.

Пример 19. Определить по диаграмме СП относительное содержание по мощности $\chi_{гг}$ глинистых прослоев в слоистом песчано-глинистом продуктивном коллекторе при следующих известных параметрах: относительная амплитуда $\alpha_{СП} = 0,3$; электрическое удельное сопротивление песчаных прослоев в неизменной части коллектора $\rho_{пп} = 15 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, песчаных прослоев в зоне проникновения $\rho_{зп} = 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (по МБК), прослоев глины $\rho_{гг} = 3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Рассчитываем отношения: $\rho_{пп}/\rho_{гг} = 5$; $\rho_{пп}/\rho_{зп} = 3$. По палетке на рис. 92 для заданных значений $\rho_{пп}/\rho_{зп} = 3$ и $\alpha_{СП} = 0,3$ получаем $\chi_{гг} = 0,45$.

ГАММА-МЕТОД

Общие положения. Палетки зависимости показаний ГМ от глинистости. Определение глинистости терригенных пород и нерастворимого остатка карбонатов по данным гамма-метода возможно благодаря большей радиоактивности глинистой фракции (нерастворимого остатка) по сравнению с остальной частью твердой фазы горных пород. Высокая активность песчано-алевролитовой

фракции полимиктовых песчаников, не благоприятствует установлению их глинистости по данным ГМ.

Однако в некоторых случаях можно определить глинистость и в породах, песчано-алевритовая фракция которых содержит минералы с повышенной активностью (калиевые полевые шпаты, глауконит и др.), если, например, радиоактивность песчано-алевритовой фракции достаточно постоянна, а активность намного ниже активности глинистой фракции, или, наоборот, изменение активности песчано-алевритовой фракции тесно связано с изменением глинистости.

В карбонатном разрезе иногда встречаются пласты, высокая активность которых (зачастую более высокая, чем в чистых глинах) не связана с содержанием нерастворимого остатка, а обусловлена, например, сорбированием радиоактивных веществ окисленной нефтью и битумами, а иногда и другими физико-химическими причинами. Поэтому использование данных ГМ для оценки глинистости и нерастворимого остатка требует предварительного изучения связи между этими параметрами и радиоактивностью пород. Такое изучение возможно на образцах горных пород либо путем сопоставления показаний ГМ в типичных разрезах с глинистостью, определенной по данным керна или других геофизических методов, чувствительных к глинистости (нерастворимому остатку) горных пород. Радиоактивность пород со слабо-радиоактивным скелетом (известняки, многие доломиты, пески и песчаники с небольшим содержанием полевых шпатов и других минералов с повышенной радиоактивностью) и соответственно показания ГМ в таких породах обычно достаточно тесно связаны с их глинистостью.

Эта связь близка к квадратичной [71]:

$$I_{\gamma} = I_{\phi} + \frac{\delta_{\text{тр}}}{\delta} \left[b_0 (1 - k_{\Pi}) + b_1 k_{\text{ГЛ}} - b_2 \frac{k_{\text{ГЛ}}^2}{1 - k_{\Pi}} \right], \quad (\text{IV.12})$$

где I_{ϕ} — фоновая составляющая показаний ГМ, обусловленная излучением скважины и фоном счетчиков; b_0 , b_1 , b_2 — коэффициенты, различные для разных объектов и определяемые радиоактивностью скелета и глинистой фракции, а также спектральными характеристиками излучения и счетчика; $\delta_{\text{тр}}$ и δ — плотность твердой фазы (включая и глинистую ее часть) и породы в целом.

Чтобы исключить вклад I_{ϕ} и существенно уменьшить влияние аппаратных факторов, показания ГМ выражают в виде относительного разностного параметра

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma \text{ min}}}{I_{\gamma \text{ max}} - I_{\gamma \text{ min}}}, \quad (\text{IV.13})$$

где $I_{\gamma \text{ max}}$ и $I_{\gamma \text{ min}}$ — максимальные и минимальные показания в данной скважине (приведенные к одинаковым скважинным усло-

виям), наблюдаемые соответственно против наиболее чистых глин и наименее глинистых разностей исследуемых пород.

Зависимость параметра ΔJ_γ от коэффициента глинистости $k_{г\text{л}}$ имеет вид

$$\Delta J_\gamma = \frac{\delta_{\text{тв}}}{\delta} \left[b'_0 (1 - k_{\text{п}}) + b'_1 k_{\text{г\text{л}}} - b'_2 \frac{k_{\text{г\text{л}}}^2}{1 - k_{\text{п}}} \right] - b_3, \quad (\text{IV.14})$$

где b'_0 , b'_1 и b'_2 — параметры, пропорциональные соответственно b_0 , b_1 и b_2 ; b_3 — параметр, зависящий от $I_{\gamma \text{ мин}}$, $I_{\gamma \text{ макс}}$.

Если величины $\delta_{\text{тв}} (1 - k_{\text{п}}) / \delta$ для исследуемых и опорных пластов близки, то соотношение (IV.14) для водо- и нефтенасыщенных пород значительно упрощается:

$$\Delta J = l_0 + \frac{l_1}{1 - k_{\text{п}}} k_{\text{г\text{л}}} + \frac{l_2}{(1 - k_{\text{п}})^2} k_{\text{г\text{л}}}^2 = l_0 + l_1 c_{\text{г\text{л}}} + l_2 c_{\text{г\text{л}}}^2, \quad (\text{IV.15})$$

где

$$l_i = b'_i \frac{\delta_{\text{тв}} (1 - k_{\text{п}})}{\delta}.$$

На вид зависимости (IV.15) влияют глинистость опорных пластов $k_{\text{г\text{л} \text{ мин}}}$, $k_{\text{г\text{л} \text{ макс}}}$, а также характер изменения радиоактивности глинистой фракции при увеличении ее содержания в породе. Поэтому вид этой зависимости желательно устанавливать для каждого исследуемого объекта путем сопоставления глинистости, определенной по керну с диаграммой ГМ либо с массовой, радиоактивностью q образцов. Использование последней упрощается тем, что при близости $\delta_{\text{тв}} (1 - k_{\text{п}}) / \delta$ для опорных и исследуемых пластов

$$\Delta J_\gamma = \Delta q = \frac{q - q_{\text{мин}}}{q_{\text{макс}} - q_{\text{мин}}}, \quad (\text{IV.16})$$

где q — радиоактивность сухой породы г·эков. Ра/г; $q_{\text{макс}}$, $q_{\text{мин}}$ — то же, для опорных пластов.

В более общем случае

$$\Delta J_\gamma \approx \frac{dq - d' q_{\text{мин}}}{d'' q_{\text{макс}} - d' q_{\text{мин}}}; \quad (\text{IV.17})$$

здесь d , d' , d'' — значения параметра $\delta_{\text{тв}} (1 - k_{\text{п}}) / \delta$ для исследуемого и опорных пластов.

Таким образом, если по результатам измерений на образцах построена зависимость $q = f(c_{\text{г\text{л}}})$ или $q = f(k_{\text{г\text{л}}})$, то по ней можно легко получить зависимость $\Delta J_\gamma = f(c_{\text{г\text{л}}})$. Для этого в формулы (IV.16) и (IV.17) следует подставить функцию $q(c_{\text{г\text{л}}})$ и параметры $q_{\text{макс}}$, $q_{\text{мин}}$, d , d' , d'' .

Если нельзя построить зависимости конкретно для исследуемых объектов, то можно воспользоваться усредненной зависимостью, построенной по данным В. В. Ларионова и приведенной на рис. 93.

Указанная зависимость построена в предположении, что глинистость опорных пластов равна нулю и 100%. Если их глинистость иная ($c_{г\text{л min}}$ и $c_{г\text{л max}}$), то зависимость $\Delta J_\gamma = f(c_{г\text{л}})$ может быть легко получена путем присвоения значений $\Delta J'_\gamma = 0$ и $\Delta J'_\gamma = 1$ соответственно ординатам кривой в точках с абсциссами $c_{г\text{л min}}$ и $c_{г\text{л max}}$. В качестве примера в правой части рис. 93 таким образом построена новая шкала $\Delta J'_\gamma$ для случая $c_{г\text{л min}} = 15\%$ и $c_{г\text{л max}} = 65\%$.

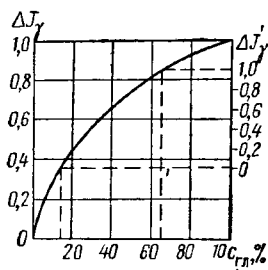


Рис. 93. Зависимость показаний гамма-метода в единицах относительного разностного параметра ΔJ_γ от глинистости горных пород $c_{г\text{л}}$

Учет скважинных условий. Параметр ΔJ_γ позволяет исключить влияние скважинных условий лишь в том случае, когда они одинаковы против всех трех пластов: исследуемого и двух опорных. Если скважинные условия против пластов различны, показания против всех пластов должны быть предварительно (до расчета ΔJ_γ) приведены к одинаковым условиям измерений.

Поправки вводятся в четырех существенно различных случаях: 1) сужение диаметра скважины за счет образования глинистой корки; 2) увеличение диаметра скважины (каверна) против пласта с относительно большой мощностью, точнее такой, при которой прибор заходит в каверну и скользит по ее стенке;

3) увеличение диаметра скважины, причем прибор удален от стенки скважины [это наблюдается при исследованиях против каверн, мощность которых меньше скважинного прибора или ненамного превышает его длину ($h \leq 2 \div 3$ м)];

4) исследование обсаженных трубами скважин.

При наличии глинистой корки наблюдается некоторое завышение показаний за счет радиоактивности глинистой корки, превышающей активность глинистого раствора. Это влияние наиболее существенно при небольшой активности горной породы. Поправка за этот фактор приближенно может быть введена следующими способами.

Первый способ основан на пренебрежении различием в степени поглощения гамма-квантов от глинистого раствора и глинистой корки. Для учета влияния корки используют формулы

$$I_{\text{испр}} = (I - I_\phi) \eta_{гк} + I_\phi; \quad (\text{IV.18})$$

здесь

$$\eta_{гк} = \frac{\eta_{\gamma} \left(\frac{q_{п}}{q_{pс}} \right)}{\eta_{\gamma} \left(\frac{q_{п}}{q_p} \right)}, \quad (IV.19)$$

где $\eta_{\gamma} (q_{п}/q_p)$ — поправка, определяемая по рис. 94 для $n = q_{п}/q_p$ ($q_{п}$ и q_p — радиоактивности пласта и глинистого раствора); $\eta_{\gamma} (q_{п}/q_{pс})$ — то же, для $n = q_{п}/q_{pс}$; $s = (1 - b) + b (\delta_{гк} - 1)/(\delta_p - 1)$; δ_p и $\delta_{гк}$ — плотность раствора и глинистой корки (обычно $\delta_{гк} = 1,7-1,8$ г/см³); $b = 4h_{гк} (d_c - h_{гк})/(d_c^2 - d_{пр}^2)$ ($h_{гк}$ — толщина глинистой корки; $d_{пр}$ — диаметр прибора).

Основная сложность использования этого способа заключается в оценке величины $n = q_{п}/q_p$. В качестве первого приближения можно принять величину

$$n = \frac{I_{\gamma} - I_{\phi}}{I_{\gamma ч} - I_{\phi}}, \quad (IV.20)$$

где I_{γ} и $I_{\gamma ч}$ — показания против исследуемого пласта и в чане с глинистым раствором; I_{ϕ} — фон радиометра, равный приближенно 0,5 мкГ/ч для ДРСТ и 1,5—2,0 мкР/ч для приборов типа НГГК.

При отсутствии специальных измерений в чане величину $I_{\gamma ч}$ можно принять равной

$$I_{\gamma ч} = I_{\phi} + \frac{\delta_p - 1}{\delta_{гл} - 1} \frac{\delta_{гл}}{\delta_p} (I_{\gamma гл} - I_{\phi}), \quad (IV.21)$$

где $I_{\gamma гл}$ — показания против неразмывших глин (или показания против размывших глин, приведенные к диаметру, равному диаметру прибора); $\delta_{гл}$ — минеральная плотность глин.

Если введение поправки $\eta_{гк}$ сильно изменяет показания I , то по значению $I_{испр}$ и формуле (IV.20) находят новое, исправленное значение n , а по нему и по формуле (IV.19) снова вычисляют $\eta_{гк}$. При необходимости такую итерацию повторяют.

Второй способ заключается в умножении I_{γ} на поправку $\eta_{гк}$, определяемую по рис. 95. Поправка рассчитана М. Д. Шварцманом для средней радиоактивности раствора, карбонатов и песчаников, равной соответственно 0,6; 0,5 и 2 мкГ/ч экв. Ra/г плотности раствора $\delta_p = 1,2-1,6$ г/см³; формально здесь не нужно знать n .

Подобная поправка, как указывалось, должна вноситься в показания как против исследуемого, так и против опорных пластов, если диаметр скважины против них номинальный и имеется глинистая корка. Учитывая невысокую точность определения поправки $\eta_{гк}$, при примерно равной величине глинистой корки против исследуемого и опорного пласта с малой активностью рекомендуется не вводить поправку ни против исследуемого, ни против опорного пласта.

Показания против мощных пластов с каверной приводят к случаю номинального диаметра скважины путем умножения на

$$\eta_d = \frac{\eta_\gamma(d_\phi)}{\eta_\gamma(d_n)}, \quad (IV.22)$$

где $\eta_\gamma(d_\phi)$ — поправка, находящаяся по рис. 94 для значения d_c , равного фактическому диаметру скважины d_ϕ ; $\eta_\gamma(d_n)$ — то же, для значения d_c , равного номинальному диаметру скважины.

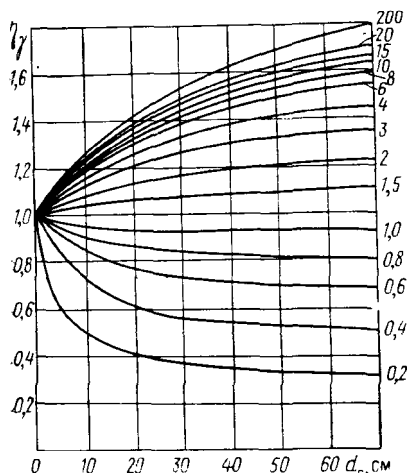
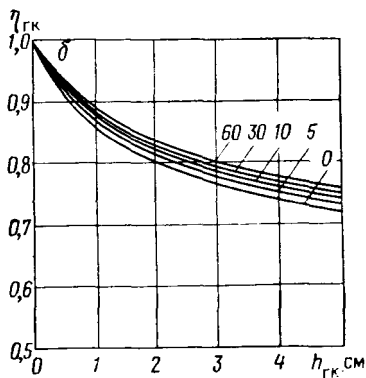
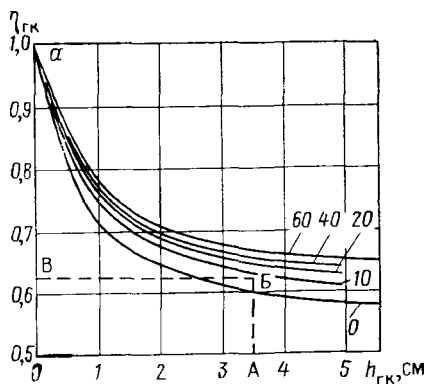


Рис. 94. Палетка для определения поправки η_γ , учитывающей влияние диаметра скважины d_c на показания ГМ (по В. В. Ларионову).

Прибор на стенке скважины. Шифр кривых — q_n/q_D

Рис. 95. Палетка для определения поправки $\eta_{гк}$, учитывающей влияние толщины глинистой корки $h_{гк}$ на показания ГМ (по М. Д. Шварцману).

Разрез: а — карбонатный, б — терригенный. Шифр кривых — $\Delta d = (d_c - d_{np})$ в см



Для приведения показаний к показаниям в скважине номинального диаметра в случае каверн малой мощности используют палетки рис. 96.

Поскольку влияние на показания самой обсадной колонны примерно одинаково против всех пластов, то палетки на рис. 96 (только при интерпретации по параметру ΔJ_γ) пригодны и для внесения поправок за каверну в обсаженных трубами скважинах. При этом шифры кривых показывают плотность цементного

камня. Так как ими не учитывается активность глинистого раствора, их использование для пластов с очень низкой радиоактивностью не дает удовлетворительных результатов. Эти палетки в основном следует применять для внесения поправок в показания против размытых глин и других высокоактивных пород.

Диаметр скважины против исследуемых пластов отличается от номинального чаще всего не более чем на 2—3 см, поэтому поправку за влияние скважины против них не вводят, а показания против пластов с большим увеличением диаметра (в первую очередь для опорных высокоглинистых пластов) приводят к условиям номинального диаметра скважины. Поскольку для высокоглинистых пластов неопределенность коэффициента n не играет слишком большой роли, значение $n = g_n/q_p$ приближенно может быть принято равным $\delta_p(\delta_{гг} - 1)/(\delta_p - 1)\delta_p/\delta_{гг}$, где $\delta_{гг}$ и δ_p — плотность глин и глинистого раствора до добавки утяжеляющих компонентов типа барита, гематита и т. п.

При необходимости введения поправок для пластов с умеренной радиоактивностью для повышения точности определения n можно пользоваться итерационным процессом, описанным нами выше, или формулой Ларионова [48].

Для учета влияния на показания крепления скважины можно применять также рис. 97. Хотя рис. 97 составлен для колонны диаметром $d_k = 150$ мм при интерпретации по параметру ΔJ_γ , он дает удовлетворительные результаты и при $d_k = 100$ —200 мм.

Порядок обработки данных ГМ при определении глинистости пластов. 1. Выделение пластов (определение границ пластов и отсчет значений ГМ). Осуществляется так же, как и в случае нейтронных методов (см. гл. II).

2. Внесение поправки в показания ГМ за влияние интегрирующей ячейки, если мощность пласта менее $vt/1200$.

При $h < 1$ м, кроме того, возможно искажение показаний за счет влияния соседних пластов. Соответствующие поправки приведены в работе [48]. Обычно в нефтяных скважинах пласты мощностью менее 1 м количественной интерпретации не подвергаются.

3. Введение (при необходимости) поправки за нелинейность аппаратуры.

4. Выбор опорных пластов. Выбирают два пласта с известной и существенно различной глинистостью (активность одного из пластов должна быть близка к минимальной, а различие в активности двух пластов не менее 40—50%). Кроме того, необходимо, чтобы они обладали достаточной мощностью и однородностью, близостью состава песчано-алевролитовой и глинистой фракции исследуемых и опорных пластов; для этого обычно опорные пласты выбирают вблизи исследуемых.

Последнее условие исключает возможность использования в качестве опорных таких низкоактивных пластов как хемогенные породы.

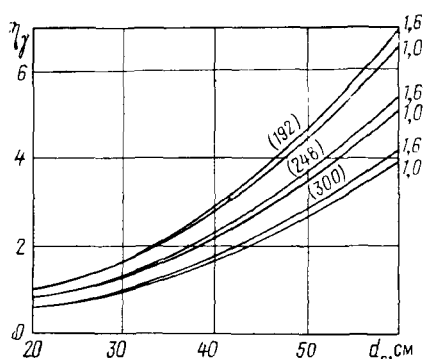
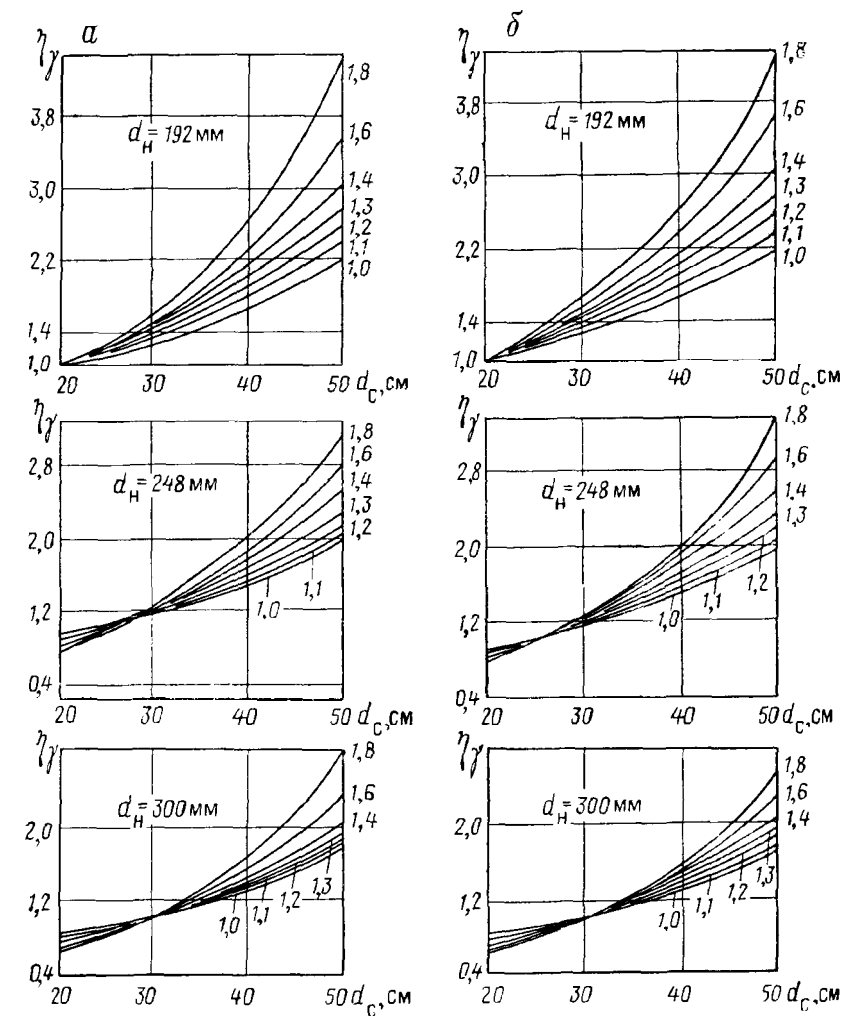


Рис. 96. Палетки для определения поправки $\eta\gamma$, учитывающей влияние диаметра скважины d_c на показания ГМ для случая измерений в необсаженной скважине с аппаратурой диаметром 102 мм (а) и 60 мм (б) (по В. В. Ларионову). Мощность пластов $h < 3,5$ м; шифр кривых — δ_p в г/см³

Рис. 97. Палетка для определения поправки $\eta\gamma$, учитывающей диаметр обсаженной трубами скважины d_c (по В. В. Ларионову). Диаметр прибора 102 мм.

Шифр кривых — δ_p в г/см³; в скобках указан номинальный диаметр скважины d_H в мм

5. Перестройка в соответствии с известными значениями $c_{г\text{л min}}$ и $c_{г\text{л max}}$ для опорных пластов шкалы ΔJ_γ на рис. 93.
6. Внесение поправки η_γ за влияние скважинных факторов по рис. 94—97.
7. Вычисление ΔJ_γ для исследуемого пласта и определение $c_{г\text{л}}$ по рис. 93.

Пример 20. Определить коэффициент глинистости песчаника, показания ГМ против которого $I_\gamma = 510$ имп/мин; толщина глинистой корки $h_{гк} = 1,5$ см. Опорные пласты: 1) песчаник с глинистостью $c_{г\text{л min}} = 15\%$, показания ГМ $I'_1 = 470$ имп/мин, толщина глинистой корки 2 см; 2) песчанистая глина с каверной фактическим диаметром $d_\phi = 50$ см, мощностью 5 м; показания $I'_2 = 650$ имп/мин; содержание глинистой фракции $c_{г\text{л max}} = 65\%$. Аппаратура с газоразрядными счетчиками типа СИ, диаметр прибора $d_{пр} = 6$ см (величину собственного фона приближенно можно принять $I_\phi = 1,5$ мкР/ч). Результаты эталонирования — 100 имп/мин на 1 мкР/ч. Показания в чане с глинистым раствором $I_\chi = 350$ имп/мин. Номинальный диаметр скважины $d_n = 248$ мм. Плотность глинистого раствора $\delta_p = 1,2$ г/см³.

Приведем показания к условиям номинального диаметра без глинистой корки.

1. Введем поправки в показания против каверны по рис. 94 (мощность каверны более 3 м и прибор находится на стенке скважины).

Величина $n = q_n/q_p \approx (I_2 - I_\phi)/(I_\chi - I_\phi) = (650 - 1,5 \cdot 100)/(350 - 1,5 \cdot 100) = 2,5$. Согласно рис. 94 значение η_γ равно 1,26 при $d_\phi = 50$ см и 1,2 при $d_n = 25$ см. Отсюда исправленное значение

$$I'_{2 \text{ испр}} = I'_2 \frac{\eta_\gamma(d_\phi)}{\eta_\gamma(d_n)} = 650 \cdot \frac{1,26}{1,12} = 680 \text{ имп/мин.}$$

Поскольку величина I'_2 изменилась несущественно, определенное значение $n = 2,5$ достаточно точно и последующих итераций не требуется.

2. Введем поправки за глинистую корку в остальных двух пластах. Параметр

$$b = \frac{4h_{гк}(d_c - h_{гк})}{d_c^3 - d_{пр}^2} = \frac{4 \cdot 1,5(25 - 1,5)}{625 - 36} = 0,25$$

при $h_{гк} = 1,5$ см; $s = (1 - b) \div b(\delta_{гк} - 1)/(\delta_p - 1) = 1,75$ (величину $\delta_{гк}$ приняли равной 1,8 г/см³).

Аналогично при $h_{гк} = 2$ см получим $b = 0,33$ и $s = 2$.

Приближенные значения n для соответствующих пластов равны

$$n \approx \frac{I - I_\phi}{I_\chi - I_\phi} = \frac{510 - 150}{350 - 150} = 1,8;$$

$$n_1 \approx \frac{470 - 150}{350 - 150} = 1,6.$$

Определив по рис. 94 $\eta_\gamma(n)$ и $\eta_\gamma(n/s)$, рассчитаем поправки за влияние глинистой корки:

$$\eta_{гк} = \frac{\eta_\gamma(n/s)}{\eta_\gamma(n)} = \frac{\eta_\gamma(1,03)}{\eta_\gamma(1,8)} = \frac{0,93}{1,1} = 0,84;$$

$$\eta_{гк1} = \frac{\eta_\gamma(0,8)}{\eta_\gamma(1,6)} = \frac{0,88}{1,07} = 0,82.$$

3. Вычислим исправленные значения показаний

$$I_{\text{испр}} = I_{\Phi} + \eta_{\text{гк}} (I - I_{\Phi}) = 150 + 0,84 (510 - 150) = 460;$$

$$I'_{1\text{испр}} = I_{\Phi} + \eta_{\text{гк1}} (I'_1 - I_{\Phi}) = 410 \text{ имп/мин.}$$

4. Используя уточненные значения $J_{\text{испр}}$ и $I'_{1\text{испр}}$, найдем следующее приближение к n , n_1 , $\eta_{\text{гк}}$ и $\eta_{\text{гк1}}$:

$$n = \frac{I_{\text{испр}} - I_{\Phi}}{I_{\text{ч}} - I_{\Phi}} = \frac{460 - 150}{350 - 150} = 1,55; \quad n_1 = \frac{410 - 150}{350 - 150} = 1,3;$$

$$\eta_{\text{гк}} = \frac{\eta_{\gamma} \left(\frac{1,55}{1,75} \right)}{\eta_{\gamma} (1,55)} = \frac{0,9}{1,06} = 0,84;$$

$$\eta_{\text{гк1}} = \frac{\eta_{\gamma} \left(\frac{1,3}{2} \right)}{\eta_{\gamma} (1,3)} = \frac{0,81}{1,01} = 0,8.$$

Новые исправленные значения

$$J'_{\text{испр}} = I_{\text{испр}} = 460 \text{ имп/мин,}$$

$$I'_{1\text{испр}} = 150 + 0,8 (470 - 150) = 408$$

несущественно отличаются от предыдущих, поэтому итерационный процесс на этом можно прервать.

Следует отметить, что многократные итерации оказываются необходимыми лишь в пластах с очень малыми значениями n . При $n > 1,5 \div 2$ можно вообще обойтись без итераций.

Поправки $\eta_{\text{гк}}$ по номограмме М. Д. Шварцмана для песчаников составляют 0,85 и 0,82 вместо 0,84 и 0,8 (рассчитанных выше).

Небольшое различие объясняется в основном тем, что палетки рис. 95 составлены для других значений n ($n = 0,8$ для рис. 95, а и $n = 3,3$ для рис. 95, б).

Используя исправленные значения I , I'_1 и I'_2 , а также величины $q_1 = \Delta J_1 = 0,36$ и $q_2 = \Delta J_2 = 0,85$ (см. рис. 93), соответствующие коэффициентам глинистости опорных пластов (15 и 65%), по формуле (II.72) вычисляем показания против опорных пластов с глинистостью нуль и 100%:

$$I_1 = \frac{I'_2 q_1 - I'_1 q_2}{q_1 - q_2} = \frac{680 \cdot 0,36 - 408 \cdot 0,85}{0,36 - 0,85} = 211 \text{ имп/мин;}$$

$$I_2 = I_1 + \frac{I'_1 - I'_2}{q_1 - q_2} = 211 + \frac{680 - 408}{0,49} = 767 \text{ имп/мин.}$$

По величине относительного разностного параметра для исследуемого пласта

$$\Delta J = \frac{I - I_1}{I_2 - I_1} = \frac{460 - 211}{767 - 211} = 0,45.$$

На рис. 93 находим значение глинистости $c_{\text{гл}} = 20\%$.

Можно поступить и иначе, построив новую шкалу ΔJ (см. рис. 93), для которой за нуль и единицу принять ординаты точек палетки, соответствующих значениям $c_{\text{гл}}$ для опорных пластов. При этом

$$\Delta J' = \frac{I - I'_1}{I'_2 - I'_1} = \frac{460 - 408}{680 - 408} = 0,19;$$

по указанной шкале для $\Delta J' = 0,19$ находим $c_{\text{гл}} = 20\%$.

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

В предыдущих главах рассмотрены геофизические способы определения важнейших подсчетных параметров — эффективной мощности, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения. Хотя формально каждый из способов заключается в установлении искомого подсчетного параметра по данным одного геофизического метода, по существу во всех способах предусматривается использование при определении любого подсчетного параметра данных более чем одного геофизического метода. Действительно, выделение коллектора и оценка характера насыщения, предшествующие установлению эффективной мощности, выполняются по материалам полного комплекса геофизических методов. Так, при определении коэффициента по данным нейтронных методов учитывают глинистость по диаграммам ГМ или СП; при установлении коэффициента нефтегазонасыщения по электрическому удельному сопротивлению коллектора используют коэффициент пористости, полученный по результатам ядерных и акустического методов, и учитывают глинистость по диаграмме СП и т. п.

Следовательно, количественная геологическая интерпретация данных промысловой геофизики при подсчете запасов всегда является комплексной. Эффективность этой интерпретации тем выше, чем оптимальнее комплекс геофизических исследований и чем совершеннее способы обработки геофизической информации.

Остановимся кратко на современных способах обработки информации при комплексной интерпретации данных промыслово-геофизических исследований.

Непрерывно растущий объем геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, сложность задач комплексной интерпретации, необходимость повышения надежности интерпретации при сокращении времени на извлечение геологической информации обусловили разработку программ и систем интерпретации с применением ЭВМ. В 60—70-х годах в Советском Союзе и за рубежом разработаны и частично внедрены в производство системы оперативной интерпретации на ЭВМ, обеспечивающие выдачу данных о глубине залегания, мощности и характере насыщения продуктивных коллекторов по каждой скважине, заканчиваемой бурением. В этих системах предусматривается предварительная обработка, оценка качества

и отбраковка геофизических материалов, расчленение разреза, определение границ пластов, геофизическая интерпретация (определение истинных относительных и приведенных значений геофизических параметров, выделение и оценка продуктивных коллекторов). Принципы построения и работы этих систем достаточно полно изложены в соответствующих руководствах [74]. В последние годы разработаны также программы, предусматривающие выполнение комплексной геологической интерпретации геофизических материалов на этапе подсчета запасов (отдельные авторы называют такую интерпретацию сводной). Все эти программы основаны на решении систем уравнений, в которых неизвестными являются искомые параметры горных пород, в частности пород-коллекторов, а заданными величинами — параметры, определяемые по диаграммам геофизических методов, и параметры скелета, глинистой фракции, жидкости и газа, насыщающих поровое пространство.

Принципы рассмотренной схемы составляют, например, основу программ геологической интерпретации, входящих в системы автоматической обработки промыслово-геофизических материалов за рубежом: «Корибенд», «Сарабенд», «КОМЛОГ» и др.

В качестве примера приведем систему уравнений для терригенного и карбонатного разрезов [95].

Терригенный разрез. Система составлена для разреза, породы которого содержат пять компонентов — песчано-алевритовую и глинистую в минеральном скелете, воду, нефть и газ в объеме пор. Учитываются данные НГМ, ГГМ и акустического метода (ΔT):

$$\left. \begin{aligned} w_{ск}k_{ск} + w_{гл}k_{гл} + (w_{гг} + w_{вн}k_{вн})k_{п}w; \\ \delta_{ск}k_{ск} + \delta_{гл}k_{гл} + (\delta_{гг} + \delta_{н}k_{н} + \delta_{в}k_{в})k_{п} = \delta_{п}; \\ \Delta T_{ск}k_{ск} + \Delta T_{гл}k_{гл} + (\Delta T_{гг} + \Delta T_{вн}k_{вн})k_{п} = \Delta T; \\ k_{ск} + k_{гл} + k_{п} = 1; \\ k_{гг} + k_{н} + k_{в} = 1. \end{aligned} \right\} \quad (V.4)$$

Здесь $k_{ск}$ — объемное содержание в породе зерен скелетной фракции (песчаных и алевритовых); w — объемное водосодержание породы по данным нейтронного метода; $\delta_{п}$ — плотность породы по данным ГГМ; ΔT — интервальное время пласта; $w_{ск}$, $w_{гл}$, $w_{гг}$, $w_{вн}$ — объемное водосодержание скелетных зерен, глинистых частиц, газа, жидкой фазы (вода + нефть); $\delta_{ск}$, $\delta_{гл}$, $\delta_{гг}$, $\delta_{н}$, $\delta_{в}$ — плотность и $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{гл}$, $\Delta T_{гг}$, $\Delta T_{вн}$ — интервальное время скелетных зерен, глинистой компоненты, газа, жидкой фазы; $k_{вн} = k_{в} + k_{н}$ — коэффициент водонефтенасыщения пор (обозначения $k_{гл}$, $k_{гг}$, $k_{н}$, $k_{в}$ см. в гл. I—IV).

Искомыми неизвестными являются $k_{ск}$, $k_{гл}$, $k_{н}$, $k_{гг}$, $k_{н}$, $k_{п}$.

Карбонатный разрез. Система составлена для разреза, породы которого в общем случае содержат семь компонентов (кальцит, доломит, ангидрит, гипс в минеральном скелете, воду, нефть

и газ в порах) и базируется на показаниях НГМ, ГГМ и акустического метода (ΔT); в отличие от системы для терригенного разреза учитывается наличие двух типов пор — межзерновых и вторичных:

$$\left. \begin{aligned} w_{\text{гипс}} k_{\text{гипс}} + (w_{\text{г}} k'_{\text{г}} + w_{\text{вн}} k'_{\text{вн}}) k_{\text{п мз}} + (w_{\text{г}} k''_{\text{г}} + w_{\text{вн}} k''_{\text{вн}}) k_{\text{п вт}} &= w_{\Sigma}; \\ \delta_{\text{к}} k_{\text{к}} + \delta_{\text{д}} k_{\text{д}} + \delta_{\text{а}} k_{\text{а}} + \delta_{\text{гипс}} k_{\text{гипс}} + (\delta_{\text{г}} k'_{\text{г}} + \delta_{\text{н}} k'_{\text{н}} + \delta_{\text{в}} k'_{\text{в}}) \times \\ \times k_{\text{п мз}} + (\delta_{\text{г}} k''_{\text{г}} + \delta_{\text{н}} k''_{\text{н}} + \delta_{\text{в}} k''_{\text{в}}) k_{\text{п вт}} &= \delta_{\text{п}}; \\ \Delta T_{\text{к}} k_{\text{к}} + \Delta T_{\text{д}} k_{\text{д}} + \Delta T_{\text{а}} k_{\text{а}} + \Delta T_{\text{гипс}} k_{\text{гипс}} + \\ + (\Delta T_{\text{г}} k'_{\text{г}} + \Delta T_{\text{вн}} k'_{\text{вн}}) k_{\text{п мз}} &= \Delta T; \end{aligned} \right\} \quad (\text{V.2})$$

$$\left. \begin{aligned} k_{\text{к}} + k_{\text{д}} + k_{\text{а}} + k_{\text{гипс}} + k_{\text{п мз}} + k_{\text{п вт}} &= 1; \\ k'_{\text{г}} + k'_{\text{н}} + k'_{\text{в}} &= 1; \\ k''_{\text{г}} + k''_{\text{н}} + k''_{\text{в}} &= 1. \end{aligned} \right\}$$

Здесь $k_{\text{к}}$, $k_{\text{д}}$, $k_{\text{а}}$, $k_{\text{гипс}}$ — объемное содержание в породе соответственно кальцита, доломита, ангидрита, гипса; $k'_{\text{г}}$, $k'_{\text{в}}$, $k'_{\text{н}}$, $k'_{\text{вн}}$ — коэффициенты газо-, водо-, нефте- и водонефтенасыщения межзерновых пор; $k''_{\text{г}}$, $k''_{\text{в}}$, $k''_{\text{н}}$, $k''_{\text{вн}}$ — коэффициенты газо-, водо-, нефте-, водонефтенасыщения вторичных пор; $w_{\text{гипс}}$ — объемное водосодержание гипса; $\delta_{\text{к}}$, $\delta_{\text{д}}$, $\delta_{\text{а}}$, $\delta_{\text{гипс}}$ — плотности кальцита, доломита, ангидрита, гипса; $\Delta T_{\text{к}}$, $\Delta T_{\text{д}}$, $\Delta T_{\text{а}}$, $\Delta T_{\text{гипс}}$ — интервальное время кальцита, доломита, ангидрита, гипса; смысл остальных обозначений тот же, что в системе уравнений (V.2).

Искомые неизвестными являются $k_{\text{к}}$, $k_{\text{д}}$, $k_{\text{а}}$, $k_{\text{гипс}}$, $k'_{\text{г}}$, $k'_{\text{в}}$, $k'_{\text{н}}$, $k'_{\text{вн}}$, $k''_{\text{г}}$, $k''_{\text{в}}$, $k''_{\text{н}}$, $k''_{\text{вн}}$, $k_{\text{п мз}}$, $k_{\text{п вт}}$. При составлении системы (V.2) учитывалось, что водосодержание кальцита, доломита, ангидрита $w_{\text{к}} = w_{\text{д}} = w_{\text{а}} = 0$; принималось, что вторичные поры не оказывают влияния на показания диаграммы ΔT .

Рассмотрим особенности систем уравнений (V.1) и (V.2).

1. Системы линейные, что обусловлено физической природой параметров, регистрируемых НГМ, ГГМ, акустическим методом (ΔT). Это благоприятная особенность перечисленных методов, несвойственная, например, методам электрометрии, регистрируемые параметры которых нельзя представить в виде суммы величин, характеризующих вклад отдельных компонентов минерального скелета и порового пространства в формирование общего эффекта.

2. Три первые уравнения каждой системы описывают механизм формирования параметра породы, исследуемого каждым из рассматриваемых методов, определяя вклад отдельных компонентов породы. Остальные уравнения вытекают из известных понятий о коэффициентах пористости и нефтегазоводонасыщения.

3. В системах в качестве известных используются параметры, показывающие водосодержание, плотность, интервальное время отдельных компонент.

Параметры, характеризующие компоненты минерального скелета, приведены в табл. 3, 6 и 7. Параметры воды, нефти и газа рассчитывают известными способами, учитывая результаты анализов этих флюидов, полученных из коллекторов данного месторождения, и термобарические условия в исследуемом интервале разреза.

4. В системах (V.1), (V.2) число неизвестных больше числа уравнений, что, на первый взгляд, делает эти системы неразрешимыми. В действительности, решение этих систем возможно благодаря использованию: а) данных других геофизических методов ($k_{г.л}$ по диаграммам ГМ и СП, k_v , $k_{нг}$ по электрическому удельному сопротивлению); б) сведений о наличии коллекторов в разрезе и их продуктивности по данным всего комплекса геофизических исследований, испытаний, информации о разрезе, получаемой в процессе бурения.

Если же дополнительная информация не позволяет устранить все же неопределенности системы, применяют способы приближенного решения подобных систем — минимизации энтропии и др. [94, 96].

5. Системы являются «жесткими»; они заранее определяют число и характер компонентов минерального скелета. Уравнения этих систем целесообразно составлять с учетом всей информации об изучаемом геологическом объекте. Так, в уравнениях системы (V.1) при необходимости можно предусмотреть члены, характеризующие вклад карбонатной компоненты (карбонатный цемент), а в уравнениях системы (V.2) — члены, учитывающие присутствие в карбонатных породах нерастворимого остатка. Для многих карбонатных комплексов правомерно допустить отсутствие гипса, ангидрита, а также и доломита и т. п. Следовательно, сохраняя общий принцип построения уравнений, число и характер компонентов можно изменять в зависимости от особенностей разреза.

Систему (V.1) или (V.2) (с учетом типа разреза) решают для каждого пласта в исследуемом интервале разреза. При непрерывной попластовой интерпретации получают сплошные графики для каждой компоненты минерального скелета и порового пространства (рис. 98). Анализ этих графиков позволяет построить литологическую колонку разреза скважины, выделить коллекторы с промышленным нефтегазонасыщением, определить для них подсчетные параметры ($k_{эф}$, k_p , $k_{нг}$) и в ряде случаев прогнозировать результаты испытания коллектора. Такая схема обработки геофизических материалов обеспечивает наиболее полное получение геологической информации; по сравнению с традиционными способами ручной обработки эта схема имеет важные преимущества: а) непрерывная обработка диаграмм в интервале исследования гарантирует отсутствие пропусков коллекторов, в частности продуктивных; б) параметры компонентного состава скелета и фаз в поровом пространстве дают детальную характе-

ристику коллекторов и литологических экранов, значительно более полную, чем при обычной ручной обработке. Реализация схемы в принципе возможна и способами ручной интерпретации, однако при необходимости обработки обширного материала в производственном режиме использование ее целесообразно только с привлечением ЭВМ.

В Советском Союзе разработаны программы сводной геологической интерпретации геофизических материалов в системах

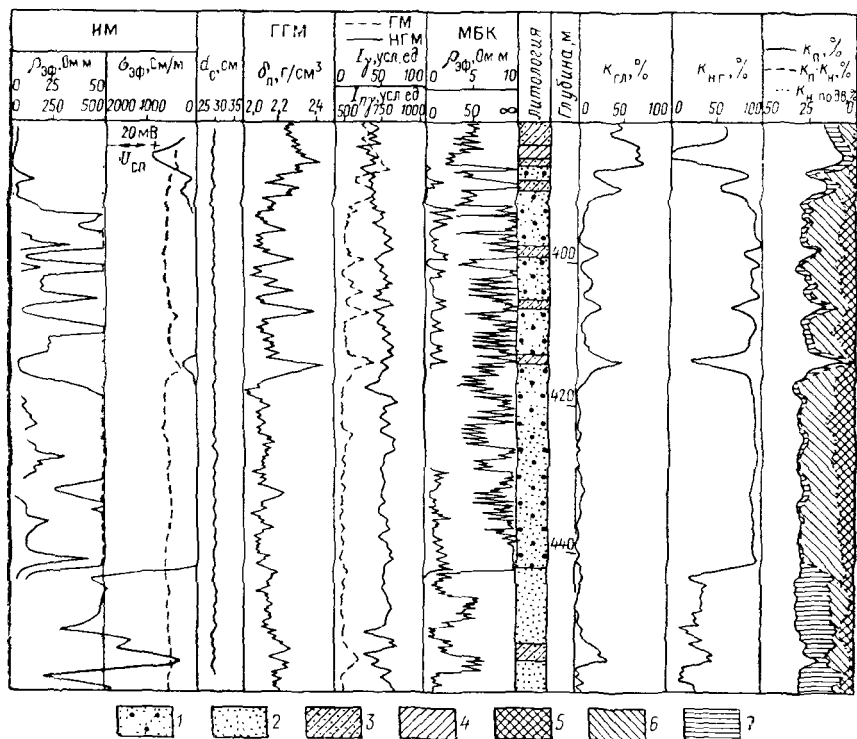


Рис. 98. Пример комплексной интерпретации диаграмм электро- и радиометрии по программе «Корибэнд» в терригенном разрезе.

Коллектор: 1 — продуктивный, 2 — водоносный; 3 — глинистый алевролит; 4 — глина
участки диаграмм, соответствующие: 5 — подвижной нефти, 6 — неподвижной нефти;
7 — воде

Каротаж, ГИК, Ц-2, основанные на решении систем уравнений, связывающих геофизические, подсчетные параметры и константы, характеризующие различные литологические типы пород. Эффективность этих программ несколько ограничивается отсутствием в стандартном комплексе гамма-гамма-метода и недостаточным внедрением в производственных масштабах акустического метода. Следует, однако, отметить опыт успешного применения систем сводной интерпретации Каротаж-1 в организациях

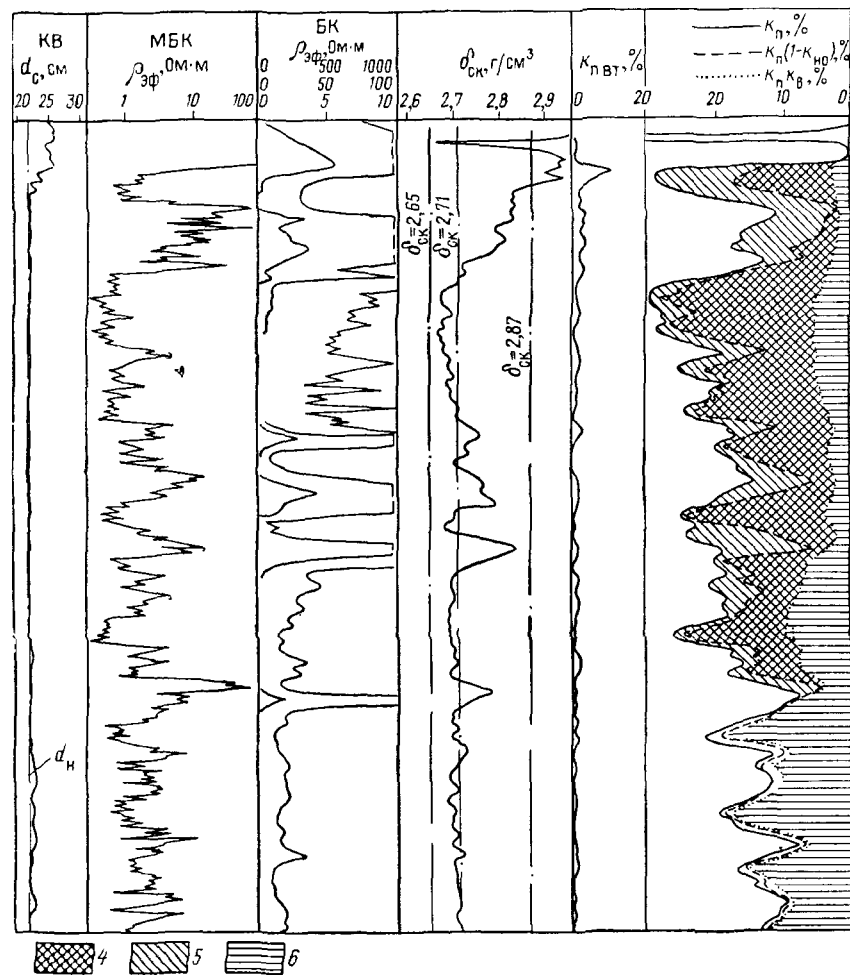
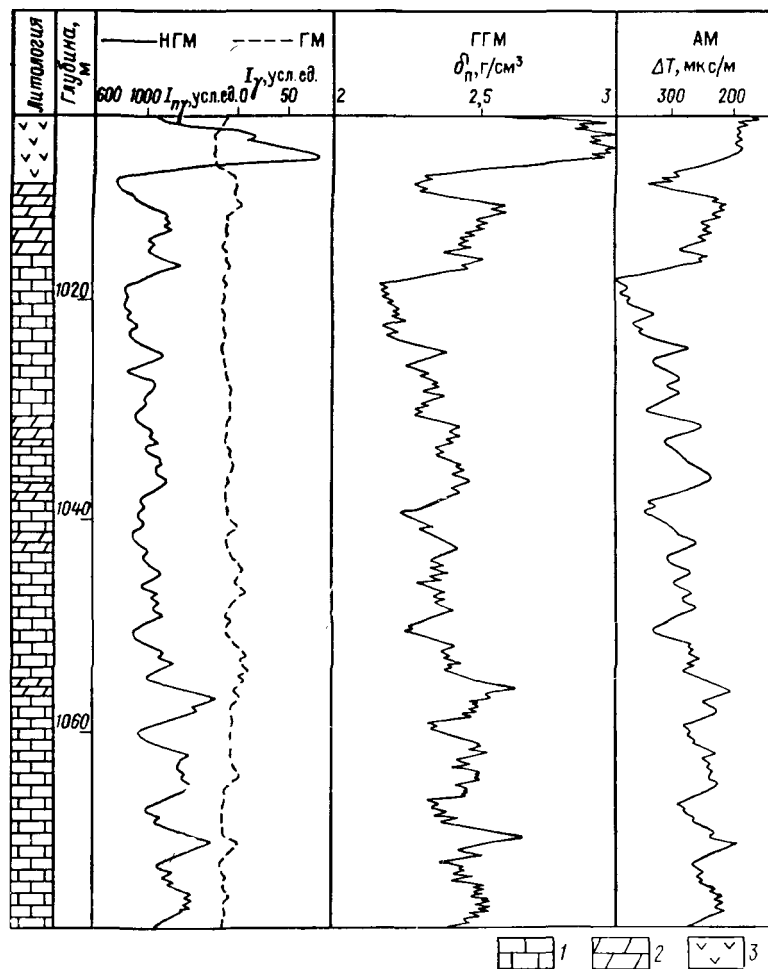


Рис. 99. Пример комплексной интерпретации диаграмм электро-, радиометрии и акустического метода по программе «Корибэнд» в карбонатном разрезе. 1 — известняк; 2 — доломит; 3 — ангидрит; участки диаграмм, соответствующие: 4 — подвижной нефти, 5 — неподвижной нефти, 6 — воде

Министерства геологии, систем ГИК-2 и Ц-2 в организациях Министерства нефтяной промышленности при подготовке подсчетных параметров по отдельным месторождениям нефти и газа.

Можно надеяться, что в течение ближайших лет подсчетные параметры, установленные по геофизическим материалам, будут получать на основе изложенных принципов машинной интерпретации с выдачей результатов, оформленных подобно примерам на рис. 98—100. Это позволит существенно повысить эффективность использования геофизических данных при подсчете запасов.

Надежное петрофизическое обоснование геологической интерпретации данных промысловой геофизики — важнейшее условие достоверности результатов интерпретации. Петрофизическое обоснование включает следующие этапы: 1) установление типа коллектора и выбор физической модели, наилучшим образом аппроксимирующей данный коллектор; 2) выбор совокупности петрофизических связей (составление системы уравнений), соответствующих выбранной физической модели. Примеры оптимальных физических моделей и уравнений: а) модель слоистого

глинистого коллектора и соответствующие ей уравнения (III.13), (III.16), (IV.16), (IV.17); б) модель терригенного коллектора с рассеянной глинистостью или карбонатного коллектора со сложным минеральным составом и описывающие эти модели системы уравнений (V.1) и (V.2).

К сожалению, в практике геологической интерпретации нередко примеры другого рода — использование моделей, не соот-

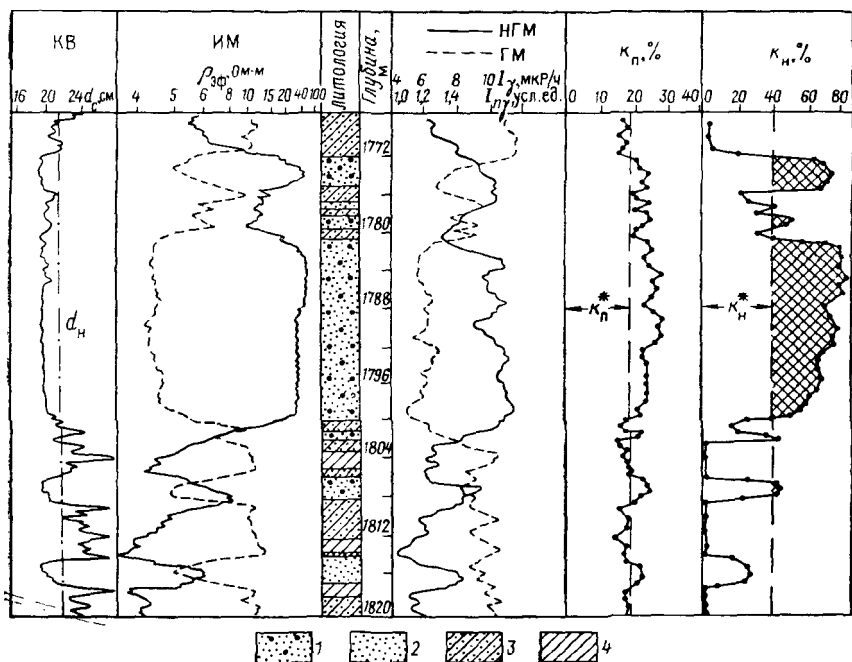


Рис. 100. Пример комплексной интерпретации диаграмм электро- и радиометрии по программе ГИК-2 в терригенном разрезе.

Коллектор: 1 — нефтеносный, 2 — водоносный; 3 — алевродит глинистый; 4 — глина

ветствующих типу коллектора, и уравнений, недостаточно физически обоснованных. Типичными при определении подсчетных параметров ошибками являются: использование моделей и уравнений, описывающих трещинный карбонатный коллектор, для интерпретации материалов, полученных в трещинно-кавернозном или трещинно-кавернозно-поровом коллекторе [24, 58]; применение моделей и уравнений, описывающих терригенный коллектор с рассеянной глинистостью, для слоистого глинистого коллектора и наоборот. Такие ошибки нередко приводят к серьезным погрешностям в определении запасов.

В последние годы для описания связи между регистрируемыми или истинными геофизическими параметрами и величинами, характеризующими коллекторские свойства и нефтегазонасыщен-

ность продуктивных пластов, нередко используют аппарат многомерного регрессионного анализа. Получаемые при этом уравнения обладают следующими особенностями. Они обычно справедливы только для того массива пластов, на материалах которого получены, поэтому экстраполяция этих связей на другие объекты не всегда возможна. Многие из этих уравнений не имеют четкого физического смысла, описывают некоторые статистические модели и являются эмпирическими, что затрудняет выполнение обоснованного анализа влияния различных факторов на устанавливаемые с помощью этих уравнений величины.

Таким образом, для подсчета запасов следует использовать физически обоснованные, детерминированные модели, которые в отдельных случаях дают возможность учитывать статистическую природу используемых параметров.

Статистические модели, описываемые уравнениями многомерной регрессии, надо применять осторожно, разумно дополняя ими детерминированные в тех случаях, когда это может повысить эффективность интерпретации.

Рассмотрим несколько примеров комплексной интерпретации данных промысловой геофизики.

Пример 21. Приводятся материалы фирмы «Шлюмберже» для терригенных продуктивных отложений одного из месторождений Среднего Востока (рис. 98). Используются диаграммы электрометрии (ИМ, МБК, СП), ядерных методов (НМ, ГМ, ГГМ), каверномера [93].

Количественная геологическая интерпретация выполнена путем решения системы уравнений (V.1); значения $k_{нг}$ определены по диаграмме индукционного зонда и $k_{но}$ в промытой зоне по диаграмме МБК. Система (V.1) сведена к четырем уравнениям, поскольку диаграммы ΔT акустического метода нет. Поскольку коллекторы в исследуемом интервале разреза нефтенасыщены, принято $k_r = 0$. Принято также $w_{ск} = 0$.

В результате интерпретации получены кривые изменения по разрезу параметров $k_{п}$, k_n , $k_{гд}$, а также объемного содержания в породе нефти $k_{пk_n}$ и подвижной нефти $k_{пk_n подв}$. Анализ этих кривых позволяет выделить: коллекторы с промышленным нефтенасыщением в интервале 390—441 м; водоносные коллекторы с остаточным нефтенасыщением на глубине свыше 441 м; прослон неколлекторов на глубинах 384—386, 389—390, 405—406 и 413—414 м. На глубине 441 м можно провести ВНК.

Обращают на себя внимание: а) повышенная глинистость коллекторов в верхней части разреза; б) высокое содержание остаточной нефти в промытой зоне продуктивных коллекторов (в среднем 60%) и сравнительно небольшое значение $k_{п подв}$ (в среднем 40%), что соответствует средней величине коэффициента вытеснения $\beta_n = 0,4$.

Пример 22. Приводятся материалы фирмы «Шлюмберже» для нефтеносных карбонатных отложений (рис. 99) [93]. Для интерпретации использованы диаграммы электрометрии (БК, МБК), акустического метода (ΔT), радиометрии (НМ, ГГМ); учитывались также кривые ГМ, СП, каверномера. Для количественной интерпретации решалась система (V.2), уравнения которой были упрощены за счет следующих предположений: $k_{гипс} = 0$; $k_r = 0$; значения $k_n = k_{п} + k_n$ и $k_v = k_{п} + k_v$ рассматривались в целом для всего объема пор. Величина k_n определена по диаграмме БК, величина $k_{но}$ по диаграмме МБК. В результате интерпретации составлены кривые общей $k_{п}$ и вторичной $k_{п вт}$ пористости, объемного содержания в породе подвижной нефти и воды ($k_{п подв} + k_v$) $k_{п}$ и воды ($k_{пк_v}$); по величине $\delta_{ск}$ выделены пласты различной литологии. Основную часть разреза составляют известняки;

прослоп доломита и доломитизированных известняков выделяются в интервалах 1010—1016, 1032—1034, 1036—1040, 1042—1045 и 1055—1057 м; выше уровня 1010 м залегают ангидриты. Промышленное нефтенасыщение установлено для интервала 1010—1057 м; на глубине свыше 1057 м, которой соответствует ВНК, коллекторы водоносны. Общая пористость изменяется от 10 до 30%; вторичная пористость в ряде интервалов достигает 2—3% и лишь в одном — 10%. Характерно повышенное содержание неподвижной и пониженное — подвижной нефти для интервалов доломитизации.

Пример 23. Приведены результаты геофизических исследований в продуктивных отложениях одного из нефтяных месторождений Тюменской области (рис. 100). Использованы диаграммы электрометрии (ИМ, СП), радиометрии (НМ, ГМ), каверномера. Выполнена количественная интерпретация по программе ГИК-2 диаграмм НМ и ГМ с определением пористости k_p , диаграммы ИМ с установлением k_n при учете пористости k_p по данным радиометрии. Составлены кривые k_p — k_n . С учетом диаграммы СП и кавернограммы построена литологическая колонка, выделены продуктивные и непродуктивные коллекторы. К коллекторам отнесены породы с $k_p > k_p^*$; принялось $k_p^* = 18\%$. К коллекторам отнесены породы с промышленным нефтенасыщением отнесены с $k_n > k_n^*$ при $k_n^* = 40\%$.

Пример 24. Приведены результаты геофизических исследований, сведения о подсчетных параметрах по данным геофизических исследований и керн на терригенным продуктивным отложениям одного из нефтяных месторождений Мангышлака (рис. 101). Скважина пробурена на нефелитрующемся (инвертном) растворе, поэтому комплекс геофизических исследований ограничен индукционным, ядерным (НГМ, ГМ) методами и кавернометрией.

Коллекторы (1197,5—1210,5; 1213,5—1216; 1225,7—1231; 1232,5—1237 м) выделяются незначительным понижением показаний ГМ, повышением показаний НГМ и уменьшением диаметра скважины d_c по сравнению с номинальным диаметром d_n на кавернограмме. Среди неколекторов отмечаются глинистые алевролиты и песчаники — величина d_c меньше d_n или равна d_n ; глины — $d_c > d_n$. По показаниям индукционного метода отмечаются все коллекторы более высокими значениями $\rho_n = 4 \div 10$ Ом·м по сравнению с неколекторами, в которых $\rho_n = 1,4 \div 2,2$ Ом·м. В интервале 1197—1232 м скважина пробурена со сплошным отбором керна. По диаграмме индукционного метода определены величины k_n геоф с использованием значений ρ_n в отдельных пластах и общего для всех пластов $\rho_{вп} = 1$ Ом·м. Значения P_n рассчитаны по формуле (III.3), а k_n геоф — по формуле (III.2) с определением k_n путем решения уравнения (III.5) при $n=2$. Значения k_n геоф находятся в хорошем соответствии со средневзвешенными значениями k_n керн — расхождение между ними в двух наиболее мощных коллекторах не превышает 2% k_n , в третьем коллекторе небольшой мощности расхождение составляет 4%. В нижнем коллекторе определена только величина k_n геоф, так как керн в нем не отбирался. Все четыре коллектора отнесены к промышленным, несмотря на низкие значения k_n , которые отражают специфику коллекторов, представленных полимиктовыми песчаниками со значительным содержанием пелитизированных зерен и имеющих сложную структуру порового пространства.

Наиболее эффективным комплексом при изучении разреза скважины, пробуренной с непроницаемым раствором, является следующий: методы индукционный, диэлектрической проницаемости и импульсный нейтронный, обеспечивающие информацию о характере насыщения и величинах k_n , k_f , k_i ; методы акустический и гамма-гамма, дающие сведения о параметре k_p и гамма-метод, характеризующий глинистость разреза. Включение диэлектрического метода в комплекс особенно целесообразно в высокоомном разрезе, например в карбонатном, поскольку возможности индукционного зонда в этих условиях ограничены. Иногда для получения наиболее полной информации о разрезе изучаемые отложения вскрывают двумя стволами; один

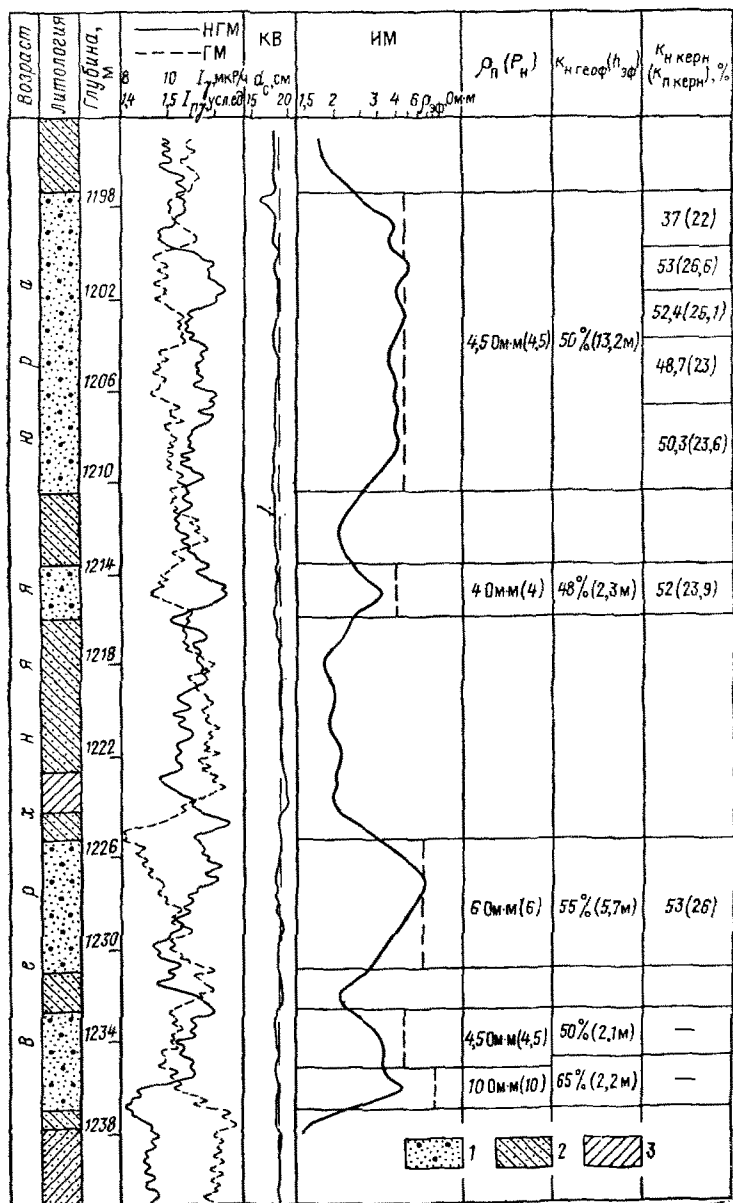


Рис. 101. Пример комплексной интерпретации результатов геофизических исследований в терригенном разрезе (Мангышлак).

1 — коллектор нефтеносный; 2 — неколлектор; 3 — глины

проходит с нефилтующимся раствором, другой, играющий роль дублера (расстояние 10—50 м от первого), с обычным. В каждом стволе выполняют исследования соответствующим комплексом, после чего обрабатывают всю информацию.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, УСТАНОВЛЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Данные промысловой геофизики используют для подсчета начальных геологических (балансовых) запасов нефти и газа объемным методом. Запасы нефти Q_n (в т) рассчитывают по формуле

$$Q_n = Sh_{\text{эф}} k_{\text{п}} k_{\text{н}} \theta_n, \quad (\text{V.3})$$

где S — площадь залежи, м^2 ; θ_n — объемный коэффициент нефти для пересчета ее объема из пластовых условий в атмосферные; δ_n — плотность нефти.

Произведение $Sh_{\text{эф}} = V_{\text{эф}}$ выражает эффективный объем нефтяной залежи [20].

Запасы газа Q_r (в м^3) вычисляют по формуле

$$Q_r = Sh_{\text{эф}} k_{\text{п}} k_{\text{г}} \theta_r. \quad (\text{V.4})$$

Здесь $\theta_r = 1/V_0$ — объемный коэффициент пластового газа.

Параметры S , $h_{\text{эф}}$, $k_{\text{п}}$, $k_{\text{н}}$ и $k_{\text{г}}$, используемые в формулах (V.3) и (V.4), рассчитывают по материалам промысловой геофизики.

1. На основе результатов геофизических исследований скважин выполняют основные геологические построения — составляют корреляционные схемы разрезов скважин, определяют положение ВНК, ГВК, ГНК и границ выклинивания коллекторов, составляют карты равных нефте- или газонасыщенных мощностей по каждому объекту подсчета. По этим картам определяют параметры S и $V_{\text{эф}}$. Методика геологических построений, выполняемых при подсчете запасов нефти и газа по данным промысловой геофизики, рассмотрена в ряде руководств [25—27, 40], поэтому мы на ней не останавливаемся.

2. По данным геофизических исследований для каждого пластового пересечения определяют способами, изложенными выше, значения $k_{\text{п}}$, $k_{\text{н}}$, $k_{\text{г}}$.

Обычно в практике подсчета запасов отдельно вычисляют эффективный объем залежи $V_{\text{эф}}$, средние для залежи значения $h_{\text{эф}}$, $k_{\text{п}}$, $k_{\text{н}}$ или $k_{\text{г}}$, рассчитанные как среднеарифметические без взвешивания по мощности пластов. На неправильность такого подхода указал в 1945 г. В. Н. Дахнов, предложивший строить карты равного нефте- или газосодержания для корректного расчета произведения $Sh_{\text{эф}} k_{\text{п}} k_{\text{н}} = V_{\text{эф}}$ — эффективного объема пор, заполненного нефтью или газом. Методика построения карты равного нефтегазосодержания для продуктивных коллекторов с постоянными значениями $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{нг}}$ по мощности в каждой отдельной скважине заключается в следующем.

В разрезе каждой скважины, пересекающей продуктивный пласт, который является объектом подсчета, определяют для рассматриваемого пласта эффективную мощность $h_{\text{эф}}$, коэффициенты пористости ($k_{\text{п}}$) и нефте- или газонасыщения ($k_{\text{н}}$, $k_{\text{г}}$).

Для каждой скважины рассчитывают произведение $h_{\text{эф}} k_{\text{п}} k_{\text{н}} = V'_{\text{эф1}}$, которое выражает эффективный объем пор, заполненный нефтью или газом, заключенный в объеме породы с площадью основания 1 м^2 и высотой $h = h_{\text{эф}}$. Иногда величину $V'_{\text{эф1}}$ называют линейным эффективным объемом или линейными запасами для данной скважины [58]. Правильнее называть величину $V'_{\text{эф1}}$ удельным (на единицу площади залежи) эффективным объемом.

На карте месторождения около каждой скважины, расположенной в пределах залежи, наносят величину $V'_{\text{эф1}}$, на основе принятого закона интерполяции между значениями $V'_{\text{эф1}}$ соседних скважин проводят линии равных параметров $V'_{\text{эф1}}$ и получают таким образом карту равного удельного нефте- или газосодержания.

Эффективный объем $V'_{\text{эф}}$ для залежи в целом рассчитывают по формуле

$$V'_{\text{эф}} = \sum_{i=1}^n S_i \bar{V}'_{\text{эф } i}, \quad (\text{V.5})$$

где S_i — площадь каждого i -го участка, на которые разбивается общая площадь залежи (обычно площадь между соседними изолиниями); $\bar{V}'_{\text{эф } i}$ — среднее значение параметра $V'_{\text{эф1}}$ i -го участка площади.

Для скважины с неоднородными по мощности пластами, которые по геофизическим данным можно разбить на m участков мощностью $h_{\text{эф } i}$, характеризующихся значениями $k_{\text{п } i}$ и $k_{\text{н } i}$ ($k_{\text{г } i}$), величину $V'_{\text{эф1}}$ рассчитывают по формуле

$$V'_{\text{эф1}} = \sum_{i=1}^m h_{\text{эф } i} k_{\text{п } i} k_{\text{н } i} k_{\text{г } i}. \quad (\text{V.6})$$

Выражение (V.6) рекомендуется использовать для расчета $V'_{\text{эф1}}$ в интервалах с переменным значением $k_{\text{н}}$ переходной зоны в водонефтяной части залежи, в неоднородных интервалах карбонатных коллекторов, межзерновых, смешанного типа и т. п.

Применение такой методики расчета $V'_{\text{эф}}$ возможно, если по всем (или большинству) пластовым пересечениям объекта подсчета $h_{\text{эф}}$, $k_{\text{п}}$, $k_{\text{н}}$ определены по данным промысловой геофизики.

Принятый в практике подсчета запасов расчет $V'_{\text{эф}}$ по формуле

$$V'_{\text{эф}} = S \bar{h}_{\text{эф}} \bar{k}_{\text{п}} \bar{k}_{\text{н } \Gamma} \quad (\text{V.7})$$

в принципе неправильный и допустим только при ограниченной информативности геофизических данных, например, когда приходится при подсчете брать средние значения $\bar{k}_{\text{п}}$ и $\bar{k}_{\text{н } \Gamma}$ по керну.

Обычно расчет по формуле (V.7) приводит к завышению запасов нефти и газа даже при использовании правильных значений параметров $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{нг}}$ для каждого отдельного пластового пересечения, поскольку плотность размещения разведочных скважин в центральной части залежи, как правило выше, и основной объем информации для расчета $V'_{\text{эф}}$ берется именно по этим скважинам, характеризующимся наиболее высокими величинами $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{нг}}$ коллектора [26].

ДОСТОВЕРНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Достоверность определения подсчетных параметров, а следовательно, и запасов нефти и газа по данным промысловой геофизики зависит от многих факторов, которые можно объединить в две группы: а) полнота и качество исходной промыслово-геофизической информации; б) оптимальность интерпретации промыслово-геофизических материалов, выполняемой при определении подсчетных параметров. Полнота и качество исходной информации подразумевают выполнение следующих требований. Комплекс геофизических исследований всех скважин изучаемого месторождения должен обеспечивать при оптимальных условиях подготовки скважин получение всей информации, необходимой для определения типа коллектора, эффективной мощности, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения. Качество диаграмм геофизических методов должно соответствовать техническим условиям проведения геофизических исследований скважин, т. е. позволять провести количественную геофизическую и геологическую интерпретацию диаграмм.

Оптимальная интерпретация обеспечивается при выполнении следующих условий: 1) интерпретатор правильно определил тип коллектора в изучаемом геологическом объекте; 2) выбранная для решения обратной задачи система уравнений, связывающая геофизические параметры (истинные или приведенные) и искомые подсчетные параметры, соответствует данному типу коллектора; 3) парные и многомерные петрофизические связи, используемые при индивидуальной интерпретации диаграмм одного метода или комплексной интерпретации геофизических материалов, отвечают статистическим критериям надежности и получены на представительном фактическом материале, достаточно полно характеризующем изучаемый объект.

Результаты интерпретации геофизических материалов проверяют следующими способами: правильность определения характера насыщения коллектора — испытанием пласта опробователями на кабеле, испытателями на трубах в необсаженном стволе и перфорацией колонны в обсаженной скважине; надежность определения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения — по данным представительного керна, поднятого в специальных

оценочных скважинах при сплошном отборе и исследовании керна; достоверность определения объемным методом начальных геологических запасов нефти или газа с использованием параметров, установленных геофизическими методами, — на основании сведений о запасах, полученных независимым путем с помощью упругого материального баланса для нефтяных и падения давления для газовых месторождений в процессе разработки месторождения, по данным анализа разработки месторождений, полностью выработанных.

Рассмотрим способы проверки надежности результатов интерпретации геофизических материалов и факторы, характеризующие надежность этих результатов применительно к решению некоторых задач.

Оценка характера насыщения и определение эффективной мощности. В настоящее время единственным критерием надежности определения характера насыщения по геофизическим данным являются результаты испытания, опробования в открытом стволе и перфорации в колонне. Испытатели и опробователи используют в комплексе с геофизическими методами до принятия решения геологической службой о спуске колонны, поэтому основную роль контроля надежности геофизических заключений о характере насыщения коллектора играют данные перфорации.

Результаты интерпретации геофизических материалов проверяют данными перфорации обычно на стадии разведки месторождения, предшествующей подсчету запасов, поэтому ошибочные геофизические заключения, допущенные по отдельным объектам при оперативной интерпретации, обычно корректируют при подсчете запасов, учитывая данные опробования. При совместном анализе заключений геофизиков о характере насыщения и результатов перфорации необходимо помнить, что данные перфорации можно предпочесть геофизическим по объектам, где перфорация не подтвердила заключения геофизиков, только при условии, что результаты перфорации не вызывают никаких сомнений.

Рассмотрим типичные варианты неподтверждения заключений геофизиков данными перфорации.

1. По геофизическому заключению коллектор является нефтегазонасыщенным; при перфорации получен приток пластовой воды или пластовой воды с пленкой нефти или разгазированной. На практике возможны следующие случаи: а) геофизическое заключение о характере насыщения ошибочно, поскольку исследования выполнены в условиях глубокого проникновения фильтра пресного глинистого раствора в коллектор (низкое качество раствора, неблагоприятный фактор времени исследования) — предпочтение отдается результатам перфорации, если данные цементировки гарантируют качественный цементаж затрубного пространства; б) геофизическое заключение ошибочно ввиду использования интерпретатором заниженного критерия ρ_n^* , ρ_n^*

продуктивного коллектора — характер насыщения коллектора принимают по данным перфорации также при условии качественного цементاجа; в) геофизическое заключение правильное; ошибочным являються результаты перфорации, поскольку данные цементометрии указывают на некачественный цементаж и возможность затрубного сообщения водоносных и продуктивных объектов — предпочтение отдается геофизическому заключению и пластовое пересечение учитывается при подсчете запасов.

2. По геофизическому заключению пласт определен как продуктивный коллектор; при перфорации притока из пласта не получено. Это возможно в следующих случаях: а) геофизическое заключение ошибочно, благодаря использованию заниженных $k_{п}^*$, $k_{пр}^*$ или завышенных $k_{гд}^*$, $\eta_{гд}^*$ критериев и соответствующих им критических значений геофизических параметров; пласт на основании результатов опробования относят к неколлекторам и исключают из подсчета при условии, что опробование можно считать качественным; б) заключение геофизиков правильное, а перфорация является некачественной, не обеспечившей вскрытия продуктивного коллектора (плохая работа перфоратора, кольматирование прискважинной зоны коллектора при бурении); пласт считают продуктивным коллектором на основании геофизических данных; при возможности производят дострел интервала до получения притока.

3. По геофизическим данным коллектор охарактеризован как водоносный, при перфорации из него получен приток нефти или газа. Возможны следующие случаи: а) геофизические исследования выполнены в неблагоприятных условиях (фактор времени, высокая водоотдача глинистого раствора при значительной его минерализации), поэтому в коллекторе наблюдается очень глубокое понижающее проникновение, искажающее показания электрических зондов с наибольшим радиусом исследования; предпочтение отдается данным перфорации и коллектор считают продуктивным; б) геофизики использовали завышенное значение критериев ρ_n^* , P_n^* при оценке характера насыщения; коллектор по данным перфорации относят к продуктивным; в) оценка характера насыщения коллектора геофизиками правильная; приток нефти или газа получен ввиду некачественного цементажа колонны из другого пласта.

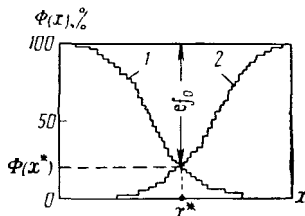
В практике чаще встречаются случаи, рассмотренные в пунктах 1, 2 и значительно реже случаи, описанные в пункте 3. Для всех изложенных ситуаций отклонить характеристику пласта, данную геофизиками, можно только в случае, если доказана надежность результатов перфорации. Практика показывает, что не менее чем в 30% случаев неподтверждения геофизического заключения данными испытания последние по тем или иным причинам дают неверную характеристику коллектора.

Наиболее правильный подход при оценке характера насыщения коллектора во всех пластовых пересечениях месторождения

и определения эффективной мощности заключается в следующем: 1) характер насыщения коллекторов, по которым данные перфорации подтверждают заключение геофизиков, принимается без изменения; 2) характер насыщения коллекторов в интервалах, по которым наблюдается несоответствие между заключением геофизиков и результатами испытания, уточняется в соответствии с соображениями, изложенными в пунктах 1—3, и в зависимости

Рис. 102. Определение величин $\Phi_{\text{ош}}(x)$, $\Phi(x^*)$, и эффективности разделения ef_0 .

1, 2 — интегральные функции распределения $\Phi(x)$ параметра x для объектов первого и второго классов



от имеющейся дополнительной информации предпочтение отдается данным геофизики или результатам испытания; 3) по всем неперфорированным интервалам коллекторов, расположенным в пределах залежи и в приконтактной зоне, характер насыщения, указанный в геофизическом заключении при оперативной интерпретации, уточняется путем применения двух-трех различных геофизических способов определения продуктивности коллектора. Предпочтение отдают заключению, полученному наиболее эффективными способом.

Эффективность способа разделения коллекторов на продуктивные и непродуктивные можно определить по методике, предложенной в работе [51]. Для этого составляют интегральные распределения (в %) $\Phi_1(x)$ и $\Phi_2(x)$ для продуктивных и водоносных коллекторов по параметру x , обеспечивающему минимальную область перекрытия распределений для двух классов (рис. 102). Определяют критическое значение x^* параметра, соответствующее точке пересечения распределений, которое в дальнейшем используют для разделения коллекторов на классы (см. гл. I). Точке пересечения соответствует ордината $\Phi_{\text{ош}}(x^*)$, количественно характеризующая долю ошибочных заключений о характере насыщения коллектора. Эффективность ef_0 разделения коллекторов на классы с помощью параметра x можно вычислить по формуле

$$\text{ef}_0 = 1 - \Phi_{\text{ош}}. \quad (\text{V.8})$$

В более общем случае, когда разделение коллекторов на два класса осуществляют, используя не один параметр, а программу со сложным разделяющим правилом, например, какую-либо из программ распознавания, эффективность программы ef также рассчитывают по формуле (V.8), причем в качестве величины $\Phi_{\text{ош}}$ берут долю ошибочных заключений программы в общем количестве заключений на массиве объектов с известной характеристикой.

Для сравнения полезности различных методик разделения на классы рекомендуется параметр

$$\beta = \frac{1 - ef_0}{1 - ef} \quad (V.9)$$

Методика, характеризующаяся эффективностью разделения ef , лучше, чем эталонная с эффективностью ef_0 , если $\beta > 1$, что соответствует соотношению $ef > ef_0$, и хуже, если $\beta < 1$, что наблюдается при $ef < ef_0$. С помощью критерия β можно из нескольких доступных в данных условиях способов оценки характера насыщения выбрать наиболее эффективный (или два наиболее эффективных) и использовать его для оценки продуктивности по всем пластовым пересечениям коллектора, не охарактеризованным достоверными опробованиями. Такой подход обеспечит наиболее надежное определение эффективной мощности продуктивного коллектора в разрезах всех скважин месторождения и, следовательно, эффективного нефтегазонасыщенного объема залежи.

При оценке характера насыщения по геофизическим данным учитывается вся достоверная информация, получаемая прямыми методами (см. гл. I).

Расчет коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения. Достоверность определения по геофизическим данным коэффициента пористости $k_{п}$ в межзерновых коллекторах, величины $k_{п}$ и ее компонент в сложных коллекторах — проверяется с помощью результатов анализа представительного ядра. Правомочность такой проверки допустима только при соблюдении одного из

Рис. 103. Обобщенные графики $\Delta k_{п} = f(H)$ для приведения значений $k_{п}$, полученных по керну в атмосферных условиях, к пластовым на глубине залегания пород (терригенных) с учетом термобарических условий (по В. М. Добрынину).

Шифр кривых — $\eta_{г,л}$

следующих условий: 1) коэффициенты пористости, рассчитанные по данным геофизики $k_{п \text{ геоф}}$ и ядра ($k_{п \text{ керн}}$) сопоставляют в интервалах сплошного отбора ядра, вынос которого на поверхность не ниже 90 %, а частота анализов ядра на 1 м разреза не менее 10; 2) для сопоставления коэффициентов выбирают достаточно однородные по геофизической характеристике интервалы, в каждом

интервале рассчитывают их средние значения, 3) величины $k_{п \text{ керн}}$ приводят к условиям залегания коллектора по рис. 103, если значения $k_{п}$ на образцах определялись в атмосферных условиях. Значения $\bar{k}_{п \text{ геоф}}$ и $\bar{k}_{п \text{ керн}}$ сравнивают: а) составляя графики зависимости их от глубины в пределах исследуемого интервала; б) нанося точки в системе координат $\bar{k}_{п \text{ геоф}} - \bar{k}_{п \text{ керн}}$ для каждого пласта и оценивая отход точек от биссектрисы квадрантного угла.

Для межзерновых коллекторов расхождение между $\bar{k}_{п \text{ керн}}$ и $\bar{k}_{п \text{ геоф}}$, обусловленное случайными погрешностями индивидуальных определений $\bar{k}_{п \text{ керн}}$ на образцах в лаборатории, случайными погрешностями, допускаемыми при интерпретации геофизических материалов и связанными со статистической природой зависимости между геофизическими параметрами и коэффициентом пористости, не должно превышать $\pm 10\%$. Существенные расхождения между $\bar{k}_{п \text{ геоф}}$ и $\bar{k}_{п \text{ керн}}$, превышающие указанный предел, означают, что величины $k_{п \text{ геоф}}$ искажены благодаря: а) использованию статистической связи между геофизическим параметром и пористостью, физически не обоснованной или не соответствующей данному типу коллектора; б) влиянию дополнительных факторов, не учтенных при интерпретации; в) наличию низкого качества диаграмм. Все это справедливо только при условии, что коэффициент $k_{п}$ по керну определен правильно. В противном случае возможны расхождения (и значительные) между $\bar{k}_{п \text{ геоф}}$ и $\bar{k}_{п \text{ керн}}$ из-за низкого качества определений $k_{п}$ на кернах.

Методические погрешности, допущенные при установлении $\bar{k}_{п \text{ геоф}}$ или $\bar{k}_{п \text{ керн}}$, как правило, приводят к систематическим и значительным расхождениям между сравниваемыми величинами.

Для сложных карбонатных трещинно-кавернозных коллекторов с полостями выщелачивания значительных размеров при сопоставлении значений $\bar{k}_{п \text{ геоф}}$ и $\bar{k}_{п \text{ керн}}$ наряду с интервалами разреза, где они будут совпадать, выделяются другие интервалы, отмечаемые существенным расхождением этих значений, причем $\bar{k}_{п \text{ геоф}} > \bar{k}_{п \text{ керн}}$. Интервалы первого типа соответствуют плотным карбонатным породам, межзерновым или кавернозно-межзерновым коллекторам с небольшими кавернами. Интервалы значительного расхождения $\bar{k}_{п \text{ геоф}}$ и $\bar{k}_{п \text{ керн}}$ отвечают коллекторам с высокой вторичной пористостью (вплоть до карстовых полостей); разность $\bar{k}_{п \text{ геоф}} - \bar{k}_{п \text{ керн}}$, точнее величина, определяемая выражением (II.105), соответствует вторичной пористости коллектора $k_{п \text{ вл}}$. Следовательно, систематическое расхождение $\bar{k}_{п \text{ геоф}}$ и $\bar{k}_{п \text{ керн}}$ в отдельных интервалах разреза карбонатных коллекторов с вторичной пористостью не является результатом погрешностей в определении $\bar{k}_{п \text{ геоф}}$ или $\bar{k}_{п \text{ керн}}$ (рис. 104).

Сопоставление $\bar{k}_{п\text{ геоф}}$ и $\bar{k}_{п\text{ керн}}$ с целью проверки достоверности $\bar{k}_{п\text{ геоф}}$ можно выполнить только в интервалах полного отбора керна в специальных параметрических или оценочных скважинах, число которых в практике разведочного бурения крайне ограничено. Основную массу керна отбирают в обычных разведочных скважинах, где в интервалах бурения с так называемым полным отбором керна по коллекторам выносятся обычно

в среднем не более 30—40%. В редких случаях процент выноса керна из интервалов долблений по коллекторам достигает 60—70%.

На основании опытных данных многих производственных и научных организаций установлено, что при прочих равных условиях доля выносимого керна обусловлена коллекторскими свойствами породы: чем лучше коллектор, тем хуже он выносится на поверхность; напротив, неколлекторы и плохие коллекторы характеризуются высоким выносом керна. Поэтому использование средних значений $\bar{k}_{п\text{ керн}}$, рассчитанных по данным неrepresentative керна, для подсчета запасов почти всегда приводит к занижению запасов. Если вынос керна из интервала долбления составляет даже 80%, то почти всегда 20% не вынесенного керна соответствует участкам разреза, представленным коллектором с наиболее высокими значениями $k_{п}$ и $k_{пр}$. Поэтому дан-

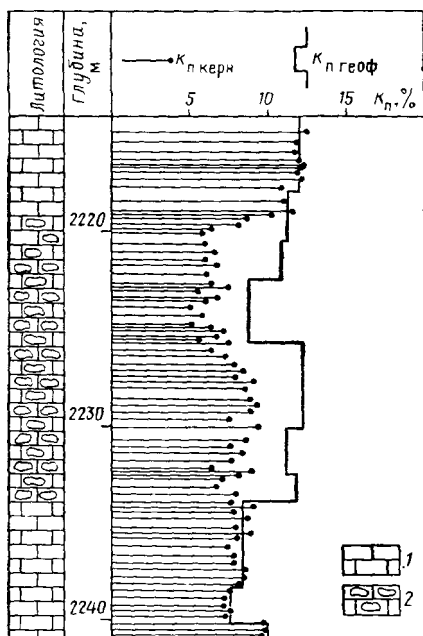


Рис. 104. Сопоставление графиков изменения коэффициента пористости по данным геофизики $k_{п\text{ геоф}}$ и керна $k_{п\text{ керн}}$ в карбонатном разрезе со сложными коллекторами.

Известняки: 1 — с межзерновой пористостью, 2 — со вторичной пористостью, представленной крупными пустотами

ные керна по интервалам с неполным его выносом (менее 90%) нельзя использовать для проверки $\bar{k}_{п\text{ геоф}}$ путем использования среднего значения $\bar{k}_{п\text{ керн}}$ по интервалу долбления без учета неравномерного выноса керна из литологических разностей с неодинаковыми коллекторскими свойствами.

Поскольку основная масса извлекаемого керна относится к интервалам с выносом 80—90 и даже 50%, приходится учитывать эту явно недоброкачественную информацию за неимением другой для сопоставления ее с данными геофизики. Такое сопоставление может быть эффективным только при обязательном соблю-

дении следующих условий привязки керна к геофизическим материалам.

1. Для анализа выбирают интервалы долблений с выносом керна не ниже 40—50% и плотностью определений пористости $n/h \geq 5$. Целесообразно использовать в первую очередь значительные интервалы отбора керна мощностью 10—20 м и более, состоящие из следующих один за другим (без перерыва) интервалов долбления. Брать интервалы одиночных долблений мощностью 2—4 м с выносом керна менее 40% и параметром $n/h < 2$ вообще не следует.

2. По каждому интервалу долбления составляют кернаграмму — график изменения по разрезу k_n по данным единичных определений на образцах. Вначале значения k_n в интервале долбления распределяют равномерно, учитывая лишь замечания, сделанные при описании керна на скважине («низ», «верх», «середина»).

3. Составляют общую кернаграмму по интервалу, объединяющему все интервалы отдельных долблений. Полученный график $\bar{k}_{n \text{ керна}}$ вначале визуально сопоставляют с диаграммами геофизических методов, на которых наиболее четко выделяются коллекторы в (терригенном разрезе — диаграммы микрозондов и СП, в карбонатном — НГМ и ΔT) или с графиком $k_{n \text{ геоф}}$. Если сравниваемые графики хорошо сопоставляются при смещении кернаграммы вверх или вниз не более чем на 1—2 м, то на этом привязку керна заканчивают и осуществляют лишь смещение по глубине результатов отдельных определений в пределах долблений с целью лучшей привязки их к геофизическим данным.

4. При наблюдающихся нередко в практике бурения грубых ошибках в привязке по глубине интервалов отбора керна — как правило, в сторону завышения глубины (смещение достигает 10 м и более) кернаграмму k_n перемещают вверх и вниз до положения, при котором отмечается наилучшее совпадение ее с данными геофизических методов. Определить оптимальное положение кернаграммы по глубине можно визуально или по методике М. Г. Латышовой, Т. Ф. Дьяконовой, рекомендующих проводить расчет коэффициента корреляции r графиков $k_{n \text{ керна}}$ и $k_{n \text{ геоф}}$ при их различных взаимных расположениях с целью выбора в качестве оптимального такого положения, которому соответствует максимальное значение r .

Только после выполнения привязки данных керна к геофизическим можно приступать к их совместной обработке. Использование же не откорректированных по глубине данных керна приведет к неправильным выводам при оценке коллекторов и определении подсчетных параметров.

Коэффициент нефтегазонасыщения коллектора в условиях естественного залегания по керну можно определить только при бурении скважины в интервале отбора керна с нефилтрующим раствором, обычно известково-битумным (ИБР).

В Советском Союзе до настоящего времени пробурено очень мало таких скважин и материалы по ним можно использовать только для сопоставления их со значениями $k_{\text{нг геф}}$ с целью проверки последних, но не для подсчета запасов.

В практике подсчета запасов широко применяют в качестве параметра $k_{\text{нг}}$ величину $k_{\text{нг пр}} = 1 - k_{\text{в св}}$, используя для расчета $k_{\text{нг пр}}$. Значение $k_{\text{д св}}$, определенное на экстрагированных образцах керн центрифугированием или каким-либо другим лабораторным методом. Значение $k_{\text{нг пр}}$ соответствует условиям предельного насыщения гидрофильного коллектора углеводородами и может быть использовано для подсчета запасов только в зоне максимального насыщения залежи и то при условии представительности керн (обычно оно не соблюдается), на котором определен параметр $k_{\text{д св}}$. Распространение величины $k_{\text{нг пр}}$ установленной даже на представительной коллекции образцов, на весь объем залежи, в частности на прикоптактную зону недонасыщения, совершенно недопустимо и может привести к существенному завышению запасов, особенно для месторождений нефти тюменского типа с огромными зонами недонасыщения.

Нельзя использовать параметр $k_{\text{нг пр}}$ и для проверки значений $k_{\text{нг геф}}$, что, к сожалению, делают отдельные авторы. В то же время вполне целесообразно сопоставлять кернограммы $k_{\text{нг пр}}$, составленные по материалам представительного керн, с графиками $k_{\text{нг геф}}$ по геофизическим данным с целью разделения участков коллектора, содержащих только связанную воду (для них $k_{\text{нг геф}} = k_{\text{нг пр}}$), и участков, содержащих кроме связанной различное количество свободной воды (для них $k_{\text{нг геф}} < k_{\text{нг пр}}$). В этом случае керн выполняет роль одного из геофизических методов (СП, ГМ, ЯМР), позволяющего оценить параметры $k_{\text{в св}}$ и $k_{\text{нг пр}}$, и дает ценную информацию для прогноза о вероятной доле воды в продукции, которая будет получена из коллектора при опробовании и в ходе эксплуатации (рис. 105).

Сопоставление $k_{\text{н керн}}$ и $k_{\text{н геф}}$ в интервалах, пробуренных на ИБР, для коллекторов нефтяных месторождений пока единственное средство проверки $k_{\text{н геф}}$ и то при условии представительности образцов керн, на которых определены значения $k_{\text{н керн}}$. Сравнение $k_{\text{н керн}}$ и $k_{\text{н геф}}$ для терригенных межзерновых коллекторов по скважинам, пробуренным с ИБР на месторождениях Туймазы, Арлан, показывает вполне удовлетворительное соответствие их для интервалов, где число образцов, использованных для определения $k_{\text{н керн}}$, не менее 10 на 1 м. В интервалах, где по различным причинам n/h менее 5, обычно $k_{\text{н геф}} > k_{\text{н керн}}$, поскольку для определения $k_{\text{н керн}}$ использованы образцы с худшими коллекторскими свойствами, характеризующимися повышенным содержанием связанной воды. В таких интервалах, без сомнения, предпочтительно использование данных геофизики, несмотря на применение наиболее совершенного — прямого — лабораторного метода определения $k_{\text{н}}$.

Опыт использования данных керна по скважинам, пробуренным с ИБР, для определения параметра $k_{гг}$ газовых месторождений пока весьма ограничен, поэтому мы воздержимся от рассмотрения возможностей совместного использования значений $k_{гг \text{ керн}}$ и $k_{гг \text{ геоф}}$ для этих объектов.

Надежность петрофизических связей, используемых при геологической интерпретации данных промысловой геофизики. Коли-

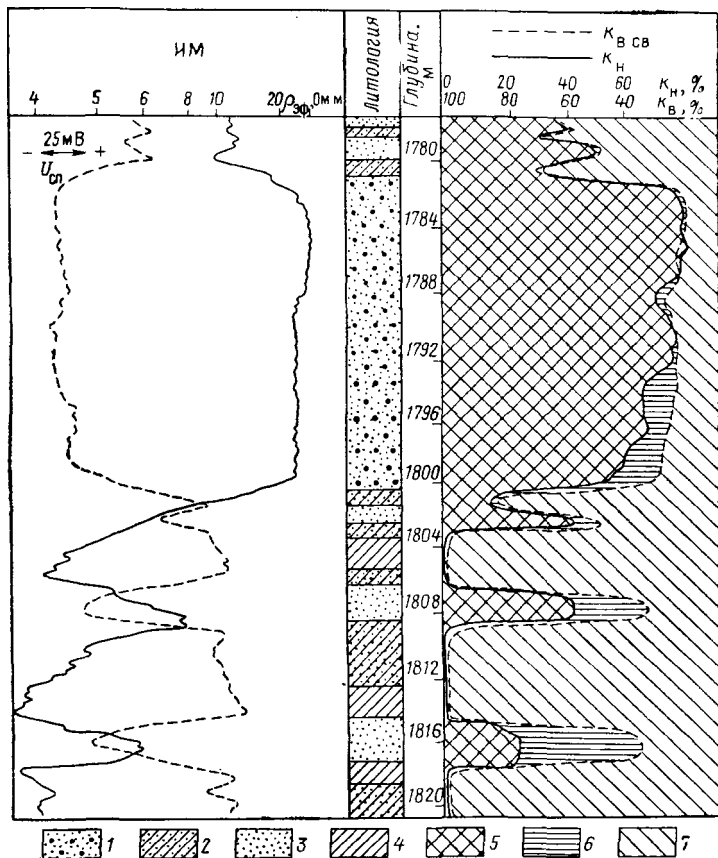


Рис. 105. Сопоставление графиков изменения коэффициентов водонасыщения k_n и $k_{в св}$ в терригенном разрезе.

Коллектор: 1 — продуктивный с предельным насыщением, 2 — недонасыщенный, 3 — водоносный; 4 — неколлектор; участки диаграмм, соответствующие: 5 — нефти, 6 — подвижной воде, 7 — связанной воде

чественная геологическая интерпретация результатов промыслово-геофизических исследований, целью которой является определение подсчетных параметров k_n и $k_{гг}$ продуктивного коллектора, основана на использовании связей между геофизическими y и подсчетными x параметрами. Все используемые в практике подсчета

запасов связи между y и x являются статистическими и как все статистические связи характеризуются дисперсией σ_y значения y_i относительно средней величины y_{cp} и дисперсией $\sigma_{y/x}$ величины y_i относительно расчетного значения y_p , соответствующего заданному значению x согласно функции $y = f(x)$, осредняющей данную статистическую связь. Для характеристики надежности статистических связей обычно используют коэффициент корреляции r для линейных связей и корреляционное отношение η_r для связей нелинейных. Более объективной характеристикой надежности связи является критерий θ , вычисляемый по формуле

$$\theta = \frac{\sigma_y}{\sigma_{y/x}}; \quad (V.10)$$

здесь

$$\sigma_y = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - y_{cp})^2}; \quad \sigma_{y/x} = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - y_p)^2},$$

где n — число точек (измерений); y_i — ордината любой i -й экспериментальной точки, использованной при нахождении статистической связи между y и x .

Величина θ изменяется в пределах $1 - \infty$. Нижний предел (1) соответствует случаю отсутствия корреляционной связи, когда дисперсии y_i относительно среднего y_{cp} и расчетного y_p значения равны: $\sigma_y = \sigma_{y/x}$; при этом $r = \eta_r = 0$. Значение $\theta = \infty$ соответствует функциональной связи, когда дисперсия экспериментальных точек относительно расчетного значения y_p отсутствует ($\sigma_{y/x} = 0$ и $r = \eta_r = 1$).

Критерий θ характеризует соотношение дисперсии статистической связи и диапазона изменения величины y , соответствующего реальному интервалу параметра x , для которого установлена связь.

М. Г. Латышовой [50] показано, что критерий θ изменяется в довольно широком диапазоне для множества петрофизических связей, используемых при подсчете запасов. Для обеспечения удовлетворительной надежности определения подсчетного параметра x рекомендуется использовать связи с $\theta \geq 5$ и не пользоваться связями с $\theta < 3$.

Наиболее высокие значения θ при прочих равных условиях соответствуют петрофизическим связям, полученным при сопоставлении: а) параметров y_k и x_k , установленных путем измерений на кернах представительной коллекции, охватывающей весь диапазон изменения y и x для изучаемого геологического объекта; б) средних по однородным пластам значений \bar{y}_r , определенных по геофизическим материалам, и \bar{x}_r , вычисленных по данным представительного керна ($n/h \geq 10$), также при обязательном условии, что совокупность взятых для обработки пластов охватывает весь возможный диапазон y и x исследуемого горизонта.

Оценка точности определения подсчетных параметров. Точность подсчета запасов объемным методом может быть легко оценена, если известны относительные погрешности определения отдельных параметров пласта, причем эти погрешности могут считаться независимыми.

Поскольку величина запасов рассчитывается как произведение отдельных параметров x_i ($x_1 = h_{\text{эф}}$, $x_2 = k_n$ и т. д.), то относительная погрешность определения запасов

$$\delta = \sqrt{\sum_i \delta_i^2}, \quad (\text{V.11})$$

где δ_i — относительная погрешность определения x_i .

Симметрия формулы (V.11) относительно δ_i свидетельствует о том, что требования к точности определения всех параметров одинаковы.

Отдельные подсчетные параметры обычно устанавливают путем усреднения значительного числа данных по отдельным пластам и скважинам или образцам. Погрешность средней величины, рассчитываемой при подсчете запасов, состоит из составляющих, обусловленных соответственно колебаниями параметра по площади и разрезу и погрешностями его определения.

Существенно различно влияние на среднюю величину погрешностей — случайных ξ и систематических Δx .

Среднеквадратичная погрешность σ_x определения средней величины x связана с систематической погрешностью Δx и среднеквадратичным значением σ случайной погрешности соотношением

$$\sigma_x^2 = \Delta x^2 + \frac{\sigma^2}{n}, \quad (\text{V.12})$$

где n — число независимых измерений.

Из (V.12) следует, что случайная погрешность существенна лишь при небольшом числе определений, а систематическая погрешность остается неизменной независимо от числа измерений. Поэтому при большом числе измерений в первую очередь следует бороться с систематическими погрешностями.

Такому же закону подчиняется изменение погрешности определения среднего параметра пластов, обусловленной естественным разбросом его величины в отдельных точках пласта, интервалах разреза и т. п.

Так, например, значения параметра x для образцов из некоторой скважины могут быть представлены в виде

$$x = M_k + \xi = M + \Delta x + \xi, \quad (\text{V.13})$$

где M — генеральное среднее (истинное) значение параметра по всей залежи; M_k — среднее значение для данной (k -й) скважины; $\Delta x = M_k - M$; ξ — отклонение параметра x данного образца от средней величины M_k в данной скважине.

Среднеквадратичное значение отклонения среднего параметра для n образцов из скважины в данном случае также описывается выражением (V.12).

Формула (V.12), являясь удовлетворительной в большинстве случаев, иногда все же может давать завышенную оценку $\sigma_{\bar{x}}$, поскольку она основана на двух предположениях, не всегда выполняющихся: 1) число образцов из генеральной совокупности (залежи) бесконечно; 2) отдельные определения считаются некоррелированными.

Кратко остановимся на роли этих предположений и на более строгих формулах для оценки $\sigma_{\bar{x}}$. Нарушение первого предположения играет роль лишь при большом объеме керна (по крайней мере в несколько десятков процентов), когда величина σ/\sqrt{n} обычно уже мала и некоторое ее завышение формулой (V.12) практического значения не имеет.

Более точное выражение, в котором учитывается этот фактор, имеет вид (В. Л. Комаров и др.):

$$\sigma_{\bar{x}}^2 = \Delta \bar{x}^2 + \frac{\sigma^2}{n} \frac{m-n}{m-1}, \quad (\text{V.14})$$

где m — полное число образцов (интервалов) в изучаемой совокупности.

Второе предположение нарушается также лишь при очень большой плотности отбора образцов. Исследования показали, что корреляция значений пористости двух образцов из одной скважины затухает на расстоянии 10—20 см в однородных терригенных и 0,5—1,5 м в карбонатных отложениях. Поскольку при геофизических исследованиях редко интерпретируются интервалы мощностью менее 1 м, эти определения, как правило, могут считаться независимыми. При вычислении средних значений по керновым данным влияние корреляции иногда бывает заметным.

В таких случаях среднее значение погрешности, обусловленной случайными колебаниями x , может быть оценено формулой, полученной в предположении о равномерном отборе образцов (А. В. Булатов, Р. А. Резванов):

$$\frac{\sigma_{\bar{x}}^2}{\sigma^2} = \frac{1}{n} - 2 \left[\frac{1}{\lambda h} + \frac{1 - e^{-\lambda h}}{(\lambda h)^2} - \frac{2}{\lambda h n} \cdot \frac{1 - e^{-\frac{\lambda h n}{n-1}}}{1 - e^{-\frac{\lambda h}{n-1}}} - \frac{e^{-\frac{\lambda h}{n-1}}}{n^2} \frac{n \left(1 - e^{-\frac{\lambda h}{n-1}} \right) - \left(1 - e^{-\frac{\lambda h n}{n-1}} \right)}{\left(1 - e^{-\frac{\lambda h}{n-1}} \right)^2} \right], \quad (\text{V.15})$$

где h — мощность интервала отбора керна; λ — параметр, входящий в формулу

$$K(z) = \sigma^2 \exp [-\lambda(z)], \quad (\text{V.16})$$

аппроксимирующую автокорреляционную функцию $K(z)$, т. е. зависимость корреляционного момента K от расстояния между точками отбора керн z .

Коррелируемость свойств пластов в горизонтальном направлении, по-видимому, затухает на расстояниях порядка 100 м, поэтому любые определения в различных скважинах могут считаться независимыми.

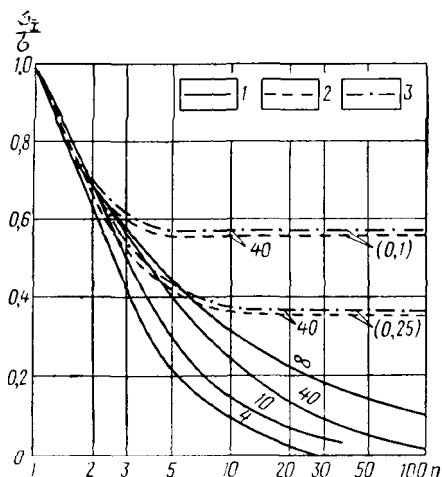


Рис. 106. Зависимость относительной погрешности σ_x/σ от числа образцов n .

Интервал отбора керна h^* : 1 — совпадает с общей мощностью h , 2 — расположен в середине интервала h , 3 — расположен в конце интервала h ; шифр кривых — λh ; в скобках — h^*/h

Результаты расчета по указанной формуле представлены на рис. 106 в виде зависимости σ_x/σ от числа образцов n и параметра неоднородности λh . На том же рисунке нанесены кривые для случая отбора образцов лишь из части h^* общей мощности пласта h .

Из рис. 106 следует, что отбор и анализ даже большого числа образцов, но лишь из ограниченной части разреза, может дать значительные погрешности в оценке параметра всего разреза. Поэтому всегда следует стремиться к отбору образцов для анализа равномерно по мощности пласта.

Аналогична ситуация и в случае неравномерного отбора образцов по площади залежи: большое число определений в отдельной скважине не может привести к существенному повышению точности, если отсутствует информация по большей части залежи. Этот вывод, подтвержденный математическим моделированием (О. П. Иоффе), легко вытекает также из следующих простых соображений.

Пусть в N скважинах проведено всего n определений параметра x . Обозначим через n_k число определений в k -й скважине. Результат определения в отдельной скважине может быть представлен в виде формулы (V.12). Предполагая независимость отдельных определений, легко получить следующее выражение

для среднеквадратичного отклонения средней величины \bar{x} от M :

$$\sigma_{\bar{x}}^2 = \frac{\sum_{k=1}^N n_k^2 (\Delta x)_k^2}{n^2} + \frac{\sigma^2}{n}. \quad (\text{V.17})$$

Это выражение при $n = \text{const}$ достигает минимума при $n_k = \frac{n}{N}$, т. е. при равенстве числа образцов в различных скважинах. В предельном случае отбора образцов лишь из одной скважины ($n_1 = n$; $n_k = 0$ при $k \neq 1$),

$$\sigma_{\bar{x}}^2 = \Delta x^2 + \frac{\sigma^2}{n}, \quad (\text{V.18})$$

т. е. независимо от общего числа образцов n величина $\sigma_{\bar{x}}$ не может быть меньше среднеквадратичного колебания Δx по различным скважинам.

Итак, наиболее выгодное расположение точек отбора образцов и интервалов определения — их равномерное расположение по месторождению и разрезу скважин. Это не противоречит утверждению о целесообразности наиболее полного отбора керна в первых нескольких скважинах для установления петрофизических связей и детального изучения коллекторов. При этом информацию о значениях параметров пластов равномерно по разрезу скважин и по площади далее получают геофизическими методами.

Погрешности в оценке параметров по геофизическим данным обусловлены в основном тремя причинами: а) статистическим характером петрофизических связей (σ_1); б) неточностью проведения средней линии петрофизических связей (σ_2); в) погрешностями измерений (σ_3).

Вклад последней погрешности в погрешность определения x может быть представлен в виде

$$\sigma_3 = \frac{\sigma_I}{\partial I / \partial x}, \quad (\text{V.19})$$

где I — показания метода.

Отсюда полная погрешность установления x

$$\sigma_x = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \left(\frac{\sigma_I}{\partial I / \partial x} \right)^2}. \quad (\text{V.20})$$

Погрешность σ_1 носит случайный характер и уменьшается примерно по закону $1/\sqrt{n}$ при усреднении данных по n определениям. Погрешность σ_2 может считаться систематической, а погрешность σ_3 имеет как случайную, так и систематическую составляющие.

Погрешность σ_1 в первом приближении может считаться равной среднеквадратичному разбросу точек на графике петрофизи-

ческой связи $I = f(x)$. Максимальное значение (на краях графика) систематической погрешности σ_2 в проведении линии связи $I = f(x)$, обусловленное статистическим разбросом точек, равно

$$\sigma_2 = \sqrt{5/2n}, \quad (V.24)$$

где n — число точек на графике [4].

Эта оценка верна при отсутствии систематических погрешностей измерений I и x при построении графика связи $I = f(x)$. Если такие погрешности есть, они арифметически прибавляются к величине σ_2 , определяемой по формуле (V.24). Несмотря на сравнительно небольшую величину последних погрешностей, их систематический характер требует принятия максимальных мер для минимизации. Они в значительной степени уменьшаются при использовании методики двух опорных пластов.

Проверка достоверности запасов, определенных объемным методом. Достоверность запасов нефти и газа, рассчитанных объемным методом, проверяют: а) путем сравнения извлеченного Q_n количества нефти или газа с начальными геологическими запасами Q_r на залежах полностью выработанных или находящихся в стадии завершения разработки; б) путем расчета геологических запасов методом упругого материального баланса для нефтяного и методом падения давления для газового месторождения по прошествии первого этапа разработки, когда давление в залежи заметно упало.

Завершающая стадия разработки. При сравнении величин Q_r и Q_n , выраженных в одинаковых единицах и приведенных к одним и тем же условиям (атмосферным или пластовым), могут встретиться следующие варианты.

1. Величина $Q_n = Q_r \beta_{но}$ или $Q_n = Q_r \beta_{го}$, т. е. равна рассчитанным до начала разработки извлекаемым запасам, количество которых определяется произведением Q_r на проектный коэффициент нефтеотдачи $\beta_{но}$ или газоотдачи $\beta_{го}$. В этом случае полагают, что запасы Q_r , найденные объемным методом, подтвердились, а параметр $\beta_{но}$ (или $\beta_{го}$) выбран обоснованно. В отдельных случаях возможна и другая интерпретация данных: были допущены ошибки как при подсчете геологических запасов Q_r — например, в сторону занижения их, так и при обосновании проектного коэффициента нефтеотдачи $\beta_{но}$ — в сторону его завышения, но относительные погрешности определения Q_r и $\beta_{но}$ с разным знаком одинаковы или близки по абсолютному значению и поэтому полностью или частично компенсируются, в связи с чем создается ложное впечатление правильного расчета Q_r при подсчете запасов и Q_n при проектировании. Ошибки такого рода были допущены, например, по отдельным месторождениям нефти ЧИ АССР, приуроченным к карбонатным отложениям верхнего мела, из которых большая часть уже выработана. По этим месторождениям был спроектирован заведомо завышенный коэффициент $\beta_{но} = 0,7$, в котором не учитывались особенности исключительно сложных

коллекторов верхнего мела, а геологические запасы были искусственно занижены.

Казалось бы для полностью выработанных месторождений этот вопрос уже не имеет практического значения, однако это не так: практика подобных подсчетов дает искаженное представление об остаточных запасах выработанной залежи, резко занижает эти запасы. Поскольку в настоящее время перед отечественной промышленностью стоит задача создания способов «реанимации» выработанных залежей и извлечения остаточных запасов, объективная оценка остаточных запасов является не менее актуальной, чем расчет начальных геологических запасов.

2. Величина $Q_{\text{н}} > Q_{\text{г}}$, что означает грубую ошибку, допущенную при определении начальных геологических запасов в сторону занижения. Ошибки такого рода сравнительно редки в практике подсчета запасов и возникают вследствие чрезмерной осторожности авторов подсчета или в результате грубых погрешностей в определении отдельных подсчетных параметров, чаще всего площади и эффективной мощности, т. е. объема залежи. реже — параметров $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{нг}}$.

3. Величина $Q_{\text{н}}$ значительно меньше $\beta_{\text{но}}Q_{\text{г}}$ или $\beta_{\text{го}}Q_{\text{г}}$ при условии, что значения $\beta_{\text{но}}$ или $\beta_{\text{го}}$ взяты оптимальными для данного типа коллектора и режима разработки. Это указывает на существенное завышение начальных геологических запасов, что обычно является следствием грубых погрешностей в определении объема залежи и реже — величин $k_{\text{п}}$, $k_{\text{нг}}$. Если не считать сравнительно редких случаев резкого завышения объема залежи при первом подсчете благодаря слабой ее разбуренности в начальной стадии разведки, наиболее типичны в этом случае следующие ошибки. В эффективную мощность продуктивных коллекторов включают породы, являющиеся неколекторами благодаря искусственному занижению критерия $\alpha_{\text{СП}}^*$ и завышению критерия ΔJ_{γ}^* в терригенном разрезе, занижению критериев $k_{\text{п}}^*$ и $k_{\text{нг}}^*$ для межзерновых терригенных и карбонатных коллекторов. Благодаря неблагоприятным условиям геофизических исследований (глубокие проникновения в коллекторы) и недостаточному объему испытаний в подсчет включают отдельные водоносные пласты, имеющие по диаграммам сопротивлений характеристику продуктивных. Ошибки такого рода возможны только в начальной стадии разведки при низком качестве глинистого раствора.

Н а ч а л ь н а я с т а д и я р а з р а б о т к и. После завершения первого этапа разработки, когда пластовое давление в залежи заметно снизилось, возникает возможность определения $Q_{\text{г}}$ методами упругого материального баланса для нефтяных и падения давления для газовых месторождений. Сущность этих методов и результаты их применения рассматриваются в работах [20, 30, 58]. В практике подсчета запасов чаще используют метод падения давления при установлении запасов газа и значительно реже — метод материального баланса для подсчета запасов нефти.

Для ряда месторождений получена удовлетворительная сходимость значений Q_r , определенных объемным методом с использованием геофизических материалов и установленных методами падения давления и упругого материального баланса [20, 30]. В отдельных случаях, когда величина Q_r по данным объемного метода существенно завышена или (что обычно бывает реже) занижена, оценка Q_r одним из указанных методов позволяет в начальной стадии разработки поставить задачу корректировки геологических запасов залежи и обнаружения источника допущенной ошибки.

Точность определения запасов методами падения давления и упругого материального баланса в общем случае не выше точности объемного метода, если последний основан на использовании достаточно полной и качественной геофизической информации. Ценность этих методов заключается в возможности оценить запасы независимым путем и выявить случаи грубых ошибок подсчетов объемным методом, которые обычно возникают при недостатке геофизической информации или низком ее качестве.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для составления проекта разработки нефтяной или газовой залежи требуется знание: 1) площади, эффективной мощности, объема залежи; 2) положения начального водонефтяного или газоводяного контактов; 3) начальных геологических запасов залежи; 4) детального строения коллектора в пределах залежи и вблизи контакта за контуром с характеристикой изменения по объему коэффициентов проницаемости, пористости и нефтегазо-насыщенности; 5) проектируемых коэффициентов охвата, вытеснения, нефте- или газоотдачи. Одной из важнейших для разработки характеристик коллектора является коэффициент проницаемости. Сведения о проницаемости коллектора, распределении ее по площади и высоте залежи дают возможность количественно охарактеризовать неоднородность залежи, обосновать проектируемые значения коэффициентов нефтеотдачи, выбрать оптимальный вариант размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И НЕКОТОРЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОНИЦАЕМОСТИ

Общие положения. Проницаемостью породы называется способность ее пропускать через себя под действием перепада давлений жидкости и газы. Абсолютная или физическая проницаемость¹ породы характеризуется коэффициентом проницаемости $k_{пр}$, который рассчитывают исходя из известного закона Дарси по формуле

$$k_{пр} = \frac{\mu L}{S} \frac{Q}{\Delta p}, \quad (VI.1)$$

где L , S — длина и площадь поперечного сечения образца породы; μ — вязкость жидкости или газа; Q — объем жидкости или газа, проходящий в единицу времени через образец; Δp — перепад давлений на образце.

¹ В дальнейшем слова «абсолютная» и «физическая» для краткости изложения опускаются.

Формула (VI.1) справедлива для течения однородной несжимаемой жидкости или газа при линейной фильтрации и отсутствии взаимодействия флюида с породой.

Коэффициент проницаемости идеального грунта с параллельными цилиндрическими капиллярами одинакового радиуса r по Пуазейлю определяется выражением

$$k_{пр} = \pi r^4 / 8, \quad (VI.2)$$

преобразуя которое, можно получить уравнение Козени для идеального грунта:

$$k_{пр} = k_n^3 / 2S^2, \quad (VI.3)$$

где k_n и S — соответственно коэффициент пористости и удельная поверхность грунта.

Постоянная $f = 2$ характерна для каналов с круговым сечением. Если каналы характеризуются извилистостью $T > 1$, а сечение их отличается от кругового

$$k_{пр} = \frac{k_n^3}{fT^2S^2} \cdot \quad (VI.4)$$

Если коэффициент k_n выражен в долях единицы, а S в см^{-1} , то при расчете по формуле (VI.4) значение $k_{пр}$ получают в мД. Величина f в зависимости от геометрии сечения каналов изменяется от 2 до 3, возрастая с усложнением формы сечения. В выражении (VI.4) не учитывается присутствие пленки физически связанной воды на поверхности поровых каналов.

Для реальных пористых сред (в частности, для пород) $k_{пр}$ выражается формулой, аналогичной (VI.4):

$$k_{пр} = \frac{k_{n\text{эф}}^3}{fT_r^2S_\phi^2}; \quad (VI.5)$$

однако физический смысл входящих в (VI.5) величин $k_{n\text{эф}}$, T_r — сложнее, чем в выражении (VI.4); здесь $k_{n\text{эф}}$ соответствует объему только эффективных пор, по которым происходит фильтрация жидкости или газа¹; T_r — извилистость каналов фильтрации (гидродинамическая), которая в общем случае отличается от извилистости электрической $T_{эл}$; S_ϕ — удельная поверхность фильтрации, характеризующая суммарную поверхность в единице объема породы только фильтрующих поровых каналов и для основной части пород существенно отличается от полной (адсорбционной) S_a поверхности ($S_\phi < S_a$).

¹ Отдельные авторы обозначают это понятие термином «динамическая пористость» и символом $k_{пд}$. Величина $k_{пд}$ не является константой данного коллектора, поскольку зависит при прочих равных условиях от градиента давления, при котором происходит фильтрация.

Только для песков и слабоцементированных чистых песчанков и алевролитов S_{ϕ} и S_a практически не различаются, изменяясь в пределах 200—2000 см⁻¹, и могут быть рассчитаны по формуле

$$S_{\phi} \approx S_a = S_{гp} (1 - k_{п}), \quad (VI.6)$$

где $S_{гp}$ — удельная поверхность 1 см³ твердой фазы минерального скелета, определяемая по данным гранулометрического анализа.

Для этих объектов справедливо уравнение Козени — Кармана

$$k_{пp} = \frac{k_{п\phi}^3}{5 \cdot S_{гp}^2 (1 - k_{п})^2}, \quad (VI.7)$$

которое получается из (VI.5) при подстановке в него $fT_{г}^2 = 5$ и $S_{\phi} = S_{гp} (1 - k_{п})$.

Для чистых песков, чистых слабоцементированных песчанков и алевролитов коэффициент содержания связанной воды $k_{в\text{св}}$ можно выразить через удельную поверхность $S_{\phi} \approx S_a$ и среднюю толщину $\tau_{св}$ пленки связанной воды:

$$k_{в\text{св}} = S_{\phi} \tau_{св} / k_{п}. \quad (VI.8)$$

Так как $k_{п\phi} = k_{п} (1 - k_{в\text{св}})$, с учетом соотношения (VI.8) формулу (VI.5) можно записать в виде

$$k_{пp} = \frac{(1 - k_{в\text{св}})^3 \tau_{св}^2 k_{п}}{fT^2 k_{в\text{св}}^2}. \quad (VI.9)$$

Выражение (VI.9) показывает, что для гранулярных чистых и слабоглинистых коллекторов существует зависимость между параметрами $k_{пp}$, $k_{п}$ и $k_{в\text{св}}$. Это подтверждается обширным экспериментальным материалом по изучению коллекторов многих нефтяных и газовых месторождений. Выражение (VI.9) является физической предпосылкой для определения $k_{пp}$ при значениях $k_{п}$ и $k_{в\text{св}}$, установленных по данным исследования керна или геофизическими методами, если известны структурные характеристики f , T изучаемого коллектора и величина $\tau_{св}$.

Учитывая близость значений $T_{эл}$ и $T_{г}$ для рассматриваемых коллекторов, из формулы (VI.9) получаем

$$k_{пp} = \frac{\tau_{св}^2 (1 - k_{в\text{св}})^3}{fP_{п} k_{в\text{св}}^2}. \quad (VI.10)$$

Если зависимость $P_{п} = \varphi(k_{в\text{св}})$ выражается формулой (III.5), то

$$k_{пp} = \frac{\tau_{св}^2 (1 - P_{п}^{-1/n})^3 P_{п}^{n/2}}{fP_{п}}. \quad (VI.11)$$

В частном случае при $n = 2$

$$k_{np} = \frac{\tau_{св}^2}{fP_n} (1 - P_n^{-1/2})^3 P_n. \quad (VI.12)$$

Выражение (VI.11) является физической основой для определения k_{np} по параметру насыщения P_n чистых гранулярных коллекторов в зоне их предельного нефте- или газонасыщения на значительном расстоянии от ВНК (ГВК), т. е. при отсутствии в коллекторе подвижной воды. Параметры f , P_n характеризуют пористость и геометрию порового пространства. Величина $\tau_{св}$ зависит от коэффициента k_a физико-химических свойств углеводородов и пластовой воды, термобарических условий; диапазон изменения $\tau_{св}$, характерный для коллекторов изучаемой залежи, определяют экспериментально, решая уравнение (VI.11) относительно $\tau_{св}$ и подставляя в него остальные параметры, известны по данным лабораторного исследования образцов коллектора.

Для глинистых терригенных коллекторов выражение (VI.5) сохраняет силу при условии, что параметры f , T_g , S_ϕ характеризуют систему фильтрующих микрокапилляров. Поскольку величины k_{np} и S_ϕ в глинистых коллекторах с рассеянной глинистостью тесно связаны с параметрами глинистости, в первую очередь с $\eta_{гд}$ и q_n [11, 72], уравнение (VI.5) является предпосылкой для определения k_{np} глинистых коллекторов по данным геофизических методов глинистости — СП и ГМ. Экспериментальные данные подтверждают наличие тесной связи между k_{np} глинистых коллекторов и их параметрами — $\eta_{гд}$, q_n , $\alpha_{СП}$, ΔJ_γ (см. рис. 107, 112, 114).

Применение геофизических методов глинистости для определения k_{np} глинистых коллекторов допустимо независимо от характера их насыщения — в предельно нефтегазонасыщенной, водонасыщенной частях залежи и в переходной зоне. Возможность применения методов СП и ГМ для установления k_{np} ограничена областью значений k_{np} , в которой наблюдается связь между k_{np} и содержанием глинистого материала $\eta_{гд}$. В области высоких значений k_{np} , соответствующих обычно слабоглинистым коллекторам, величина k_{np} изменяется в основном за счет вариаций гранулометрического состава и окатанности зерен скелетной фракции, а от глинистости зависит слабо, поэтому параметр k_{np} таких коллекторов предпочтительнее определять по диаграммам метода сопротивлений, рассчитывая параметр P_n и используя зависимости типа (VI.11) и (VI.12). Для песчаников и алевролитов продуктивных отложений девона Татарии и Башкирии разделяющая зона между слабоглинистыми коллекторами с высокой проницаемостью и глинистыми коллекторами со средней и низкой проницаемостью соответствует значениям $k_{np} = 200 \div 300$ мД.

В соответствии с (VI.5) и (VI.9) величина k_{np} тесно связана с параметрами $k_{a \text{ эф}}$ и $k_{a \text{ св}}$, что является предпосылкой определения

$k_{пр}$ продуктивных и водоносных коллекторов по диаграммам метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). В лабораториях получены тесные связи между различными эффектами, наблюдаемыми при ЯМР, и величиной $k_{пр}$ на коллекциях образцов различных коллекторов [57] (рис. 108). Пока возможность определения $k_{пр}$ по диаграммам ЯМР ограничена из-за отсутствия серийной скважинной аппаратуры, однако при внедрении метода ЯМР

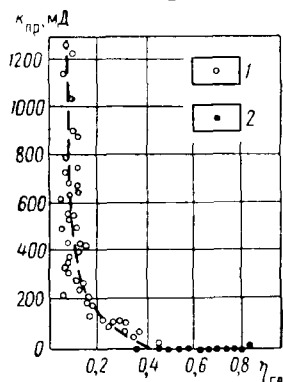


Рис. 107. Пример корреляционной связи между коэффициентом проницаемости $k_{пр}$ и параметром $\eta_{гв}$.

1 — коллектор; 2 — неколлектор

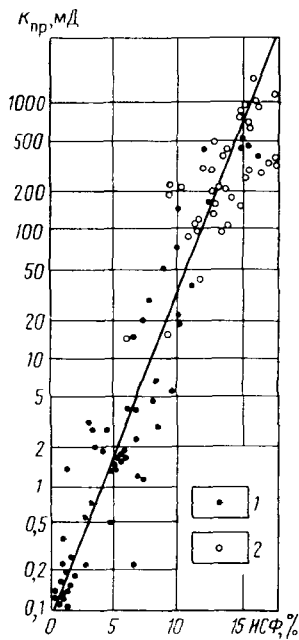


Рис. 108. Корреляционная связь между индексом свободного флюида ИСФ и коэффициентом проницаемости $k_{пр}$.

1 — известняки; 2 — песчаники

в промышленных масштабах его данные могут быть использованы для определения $k_{пр}$ так же, как и $k_{п\text{эф}}$.

М. Г. Латышовой и В. М. Добрыниным разработаны петрофизические основы и методика определения $k_{пр}$ по диаграммам вызванных потенциалов (ВП), показана возможность практического использования метода ВП для установления $k_{пр}$ терригенных межзерновых коллекторов нефти и газа, однако ввиду того, что метод ВП не получил промышленного применения в нефтяных и газовых скважинах, реализовать его возможности для определения $k_{пр}$, к сожалению, нельзя.

Рассмотренные выше принципиальные возможности определения $k_{пр}$ по данным методов сопротивления и ЯМР сохраняются и для межзерновых карбонатных коллекторов, хотя сложность и разнообразие геометрии порового пространства карбонатных пород обуславливают дополнительные трудности при решении этой задачи. В карбонатных коллекторах смешанного типа, содержащих трещины и различные полости выщелачивания, нередко

наблюдается корреляционная зависимость между удельным коэффициентом продуктивности $\eta_{\text{пр}}$ и коэффициентом вторичной пористости $k_{\text{п вт}}$ (см. рис. 116), что означает наличие связи между параметрами $k_{\text{пр}}$ и $k_{\text{п вт}}$, поскольку $k_{\text{пр}}$ и $\eta_{\text{пр}}$ связаны соотношением (I.2). При наличии этих связей возможна оценка проницаемости трещинно-кавернозных коллекторов комплексом геофизических методов, обеспечивающих определение $k_{\text{п вт}}$. Основное принципиальное препятствие в использовании геофизических методов для оценки проницаемости сложных карбонатных коллекторов, зависящей в основном от коэффициента трещиноватости и раскрытости трещин, заключается в том, что пока не существует надежных геофизических методов определения раскрытости трещин.

Выше рассмотрены выражения для $k_{\text{п}}$ при однофазном течении через образец. При фильтрации через породу смеси двух (и более) фаз — нефти и воды, нефти и газа, газа и воды — вводят понятие фазовой проницаемости породы по нефти, газу и воде, характеризующей соответственно параметрами $k_{\text{пр н}}$, $k_{\text{пр г}}$, $k_{\text{пр в}}$, которые рассчитывают на основании экспериментальных данных по формуле (VI.1) с подстановкой в нее конкретных значений Q и μ , соответствующих данной фазе. В практике для характеристики закономерностей двух- и трехфазной фильтрации чаще пользуются коэффициентами относительной проницаемости, которые получают по формулам

$$k'_{\text{пр н}} = \frac{k_{\text{пр н}}}{k_{\text{пр}}}; \quad k'_{\text{пр г}} = \frac{k_{\text{пр г}}}{k_{\text{пр}}}; \quad k'_{\text{пр в}} = \frac{k_{\text{пр в}}}{k_{\text{пр}}} \quad (\text{VI.13})$$

Определив известным способом $k_{\text{пр}}$, зная объемное соотношение фильтрующихся фаз в коллекторе и располагая кривыми относительной проницаемости $k_{\text{пр н}} = f(k_{\text{в}})$, $k_{\text{пр в}} = f(k_{\text{в}})$ и т. д. (см. рис. 79), для заданных условий рассчитывают $k_{\text{пр н}}$, $k_{\text{пр в}}$, $k_{\text{пр г}}$ или находят их по специальным палеткам [26, 65].

Геофизические методы. Метод электрического удельного сопротивления породы. Различные способы определения $k_{\text{пр}}$ продуктивного коллектора по $\rho_{\text{п}}$ основаны на соотношениях (VI.9), (VI.11) и чаще всего сводятся к использованию эмпирической связи вида

$$k_{\text{пр}} = a P_{\text{н в}}^b, \quad (\text{VI.14})$$

которая в двойном логарифмическом масштабе при фиксированных значениях a и b изображается прямой, а при $b = \text{const}$ и различных значениях a — семейством параллельных прямых (рис. 109). Впервые такую связь предложил Г. С. Морозов для песчаников пласта Д₁ Туймазинского месторождения

$$k_{\text{пр}} = 50 P_{\text{н}}^{0,5} \quad (\text{VI.15})$$

для пластовых пересечений с $P_{\text{н}} \geq 20$, удаленных по вертикали от ВНК не менее чем на 16 м. В формулах (VI.14) и (VI.15)

величина $k_{пр}$ выражается в мД; коэффициент в правой части имеет ту же размерность. В дальнейшем связи такого рода для различных геологических объектов были получены Л. П. Долиной, В. Н. Дахновым, Л. А. Буряковским и другими исследователями. Значения a и b , полученные различными авторами при интерпретации связи между $k_{пр}$ и P_n в виде (VI.14) для отдельных месторождений и продуктивных горизонтов, приведены в табл. 13.

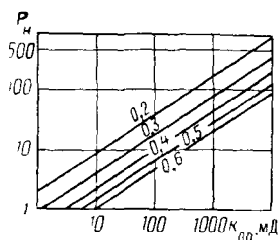


Рис. 109. Зависимости параметра насыщения P_n от коэффициента пористости для нефтеносных терригенных коллекторов.

Шифр кривых — $\tau_{св}$ в мкм

Предложены также способы определения $k_{пр}$ по параметру P_n по более сложным выражениям, в которые входят k_n , P_n , $\tau_{св}$.

К ним относятся формулы:

1) Добрынина и Султанова для продуктивных терригенных коллекторов девона Татарии и Башкирии

$$k_{пр} = \frac{(2,013 \cdot 105)^{2,15} \tau_{св}^{2,15}}{(0,7 \cdot P_n^{1,075})} P_n; \quad (VI.16)$$

2) Дахнова — обобщенное выражение для межзерновых терригенных коллекторов

$$k_{пр} = \frac{a P_n^{2/n}}{P_n^{b/m}}, \quad (VI.17)$$

где a , b — постоянные, характерные для данного коллектора, m и n — показатели степени соответственно k_n и k_p в уравнениях $P_n = f(k_n)$ и $P_n = f(k_p)$;

ТАБЛИЦА 13. ЗНАЧЕНИЯ a И b В ФОРМУЛЕ (VI.14)

Месторождение, горизонт	a	b	Автор
Туймазы, девон	50	0,5	Г. С. Морозов
Балаханы, Сабунчи, Раманы, свита ПК	0,063	3,5	Л. А. Буряковский
Самолтор:			
AB ₁	—0,107	3,12	Е. Н. Леонтьев
AB ₂₋₅	1,774	0,77	»
BB ₈₋₁₀	1,369	0,99	»

3) Буряковского для продуктивных коллекторов месторождения Нефтяные Камни:

$$k_{\text{пр}} = 4,13 k_{\text{п}} \varepsilon_{\text{ф}} \tau_{\text{св}} P_{\text{н}} - 66,1; \quad (\text{VI.18})$$

4) Фирмы «Шлюмберже» для слабоглинистых терригенных коллекторов

$$k_{\text{пр}} = \left[250 \frac{k_{\text{п}}^3 \varepsilon_{\text{ф}}}{k_{\text{св}}^2} \right]^2 = 6,25 \cdot 10^4 k_{\text{п}}^6 \varepsilon_{\text{ф}} P_{\text{н}}^2. \quad (\text{VI.19})$$

Формула (VI.19) (правая часть) справедлива, если $P_{\text{н}} = k_{\text{св}}^{-2}$. При расчете по формулам (VI.16)—(VI.19) величину $k_{\text{пр}}$, как и ранее, получают в мД. Выражения (VI.16)—(VI.19) позволяют учесть влияние пористости и структуры порового пространства при определении $k_{\text{пр}}$ по параметру $P_{\text{н}}$ для различных пластовых пересечений, представляющих один и тот же геологический объект. Но в этом случае одновременно требуется знание величин $k_{\text{п}}$, $P_{\text{н}}$, которые не всегда могут быть найдены по геофизическим материалам с удовлетворительной точностью. Величину $\tau_{\text{св}}$ (обычно в мкм) полагают или постоянной для изучаемого объекта (принимая ее 0,4—0,7 мкм) или представляют как эмпирическую функцию параметров $k_{\text{п}}$ или $k_{\text{пр}}$, устанавливая функцию на основе статистической обработки результатов лабораторных исследований.

Использование для расчета $k_{\text{пр}}$ выражений типа (VI.16)—(VI.19) рекомендуется для районов, где есть возможность надежного определения $k_{\text{п}}$, $P_{\text{н}}$ геофизическими методами; при отсутствии такой возможности целесообразнее применять более простое выражение (VI.14), значения a и b в котором уточняются на основе совместного анализа данных геофизики, керн и гидродинамических исследований по материалам скважин, где поднят представительный керн или проведены специальные гидродинамические исследования.

Пример 25. Определять коэффициент проницаемости $k_{\text{пр}}$ нефтеносного песчаника пласта Д₁ месторождения Туймазы, если известны $\rho_{\text{п}} = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $k_{\text{п}} = 25\%$.

Рассчитаем $k_{\text{пр}}$ по выражениям (VI.15) и (VI.16). По зависимости $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ для песчаников в Бакирии и Татарии для $k_{\text{п}} = 25\%$ находим $P_{\text{п}} = 10$. Величина $\rho_{\text{з}} = 0,04 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, следовательно, $\rho_{\text{зп}} = 10 \cdot 0,04 = 0,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Находим $P_{\text{н}} \frac{80}{0,4} = 200$. Для заданных условий определяем $k_{\text{пр}}$ по зависимостям на рис. 109 и 110, полученным по формулам (VI.15) и (VI.16): $k_{\text{пр}} = 703 \text{ мД}$ (по VI.15); $k_{\text{пр}} = 800 \text{ мД}$ (по VI.16). Оба значения $k_{\text{пр}}$ позволяют отнести коллектор к классу пород высокой проницаемости; предпочтительнее значение, полученное при расчете по формуле (VI.16), поскольку в ней учитывается параметр $k_{\text{п}}$ коллектора. При расчете $k_{\text{пр}}$ по формуле (VI.19) с учетом того, что $k_{\text{св}} = 0,07 = 7\%$ и $k_{\text{п}} \varepsilon_{\text{ф}} = k_{\text{п}} (1 - k_{\text{св}}) = 0,25 \cdot 0,93 = 0,23 - 23\%$, получается величина $k_{\text{пр}}$, равная 1870 мД (по VI.19). Это значение неприемлемо, что свидетельствует о нецелесообразности применения выражения (VI.19) для любых межзерновых слабоглинистых коллекторов без учета их особенностей.

Из последних зарубежных исследований, посвященных определению $k_{пр}$ по величине p_n предельно нефтегазонасыщенного коллектора, заслуживает внимания работа [92]. Методика, изложенная в [92], разработана для различных классов межзерновых терригенных и карбонатных коллекторов. Она заключается в следующем.

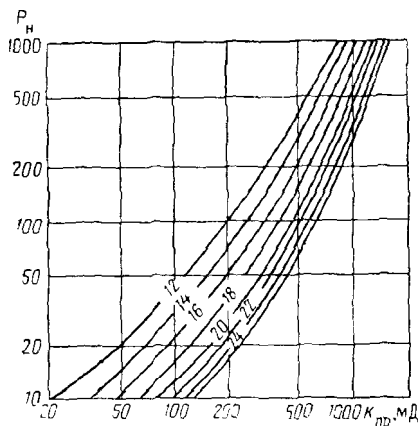


Рис. 110. Палетка для определения коэффициента проницаемости $k_{пр}$ нефтенасыщенных песчаников с учетом их пористости (по данным В. М. Добрынина и С. А. Султанова).
Шифр кривых — $k_{п}$ в %

Величину $k_{пр}$ рассчитывают по формуле

$$k_{пр} = \left[\frac{c}{\omega^4} k_{п}^2 \omega P_{0, пр} \right]^2 \quad (VI.20)$$

где c зависит от плотности $\delta_{ув}$ углеводородов, насыщающих коллектор:

$$c = 2,3 + 46,5\delta_{ув} - 18,8\delta_{ув}^2; \quad (VI.21)$$

ω определяется выражением

$$\omega = \left[3,75 - k_{п} + \frac{1}{2} (-\lg P_{0, пр} + 2,2)^2 \right]^{1/2} \quad (VI.22)$$

или принимается приближенно $\omega = m = n$, где m и n — показатели степеней в формулах (II.6) и (III.5) для данного коллектора; $P_{0, пр}$ — предельное (максимальное) значение параметра P_0 данного коллектора, соответствующее минимальному (неснижаемому) значению $k_{исв}$.

Методика предназначена для трех основных классов межзерновых коллекторов, которые различаются по величине параметров $k_{п}$, m , произведения $k_{п}k_{исв}$, а также $k_{пр}$ (табл. 14).

Наиболее характерным признаком класса коллектора является произведение $k_{п}k_{исв}$, поскольку установлено его постоянство для определенного класса. При условии $m = n = \omega$ справедливо соотношение

$$(k_{п}k_{исв})^{\omega} = P_{0, пр}^{-1} \quad (VI.23)$$

ТАБЛИЦА 14. ХАРАКТЕРИСТИКИ КЛАССОВ КОЛЛЕКТОРОВ

Номер класса	Порода	$k_{п}$, %	m	$k_{п}^*$, св	$k_{пр}$
1	Плотные известняки и доломиты, конгломераты, кварциты	5	2,2—2,5	0,01	—
2	Мелоподобные известняки, глинистые или тонкозернистые песчаники и алевролиты	Высокое значение	2	0,1	Низкое значение
3	Межзерновые известняки и доломиты, песчаники и алевролиты слабоглинистые от мелкозернистых до грубозернистых	То же	2	0,025	Высокое значение

откуда

$$\omega = \frac{-\lg P_{0. пр}}{\lg (k_{п} k_{в} c_{в})}. \quad (VI.24)$$

Авторы [92] сообщают о положительных результатах опробования методики на многих месторождениях нефти и газа, представленных терригенными глинистыми и карбонатными коллекторами с межзерновой пористостью и отмечают ее более высокую эффективность по сравнению с предложенными ранее.

Определение параметра $k_{п}$ по этой методике сводится к следующему:

1. В изучаемом пласте определяют $\rho_{п}$ неизменной части коллектора, $k_{п}$ по диаграммам одного из геофизических методов и рассчитывают параметр $P_{п}$, соответствующий $k_{п}$ данного типа коллектора.

2. Рассчитывают $\rho_{зп}$ и $P_{н}$ по формуле (III.3) для найденных значений $\rho_{п}$ и $\rho_{вл}$.

3. В зависимости от выбранного способа определения $k_{пр}$ рассчитывают $k_{пр}$ по соответствующей формуле (или устанавливают по палетке) для полученного значения $P_{н}$ величин $P_{н}$ и $k_{п}$ или $P_{н}$ и $P_{п}$.

Авторы рассмотренных способов указывают, что погрешность определения $k_{пр}$ не превышает 20—30% при соблюдении условий применения каждого способа.

Рассмотрим ограничения в использовании способов получения $k_{пр}$ по $\rho_{п}$ и возможные источники погрешностей.

Необходимое условие успешного применения способов — получение экспериментальной связи между $P_{н}$ и $k_{пр}$ для исследуемого геологического объекта с учетом всех особенностей изучаемого типа коллектора и насыщающих его флюидов. В зависимости от этих особенностей величины f , $\tau_{св}$, n в уравнениях (VI.9)—

(VI.11) варьируют в широких пределах, оказывая существенное влияние на связь $P_n = f(k_{пр})$. Использование теоретических связей типа (VI.9), (VI.10) с последующим подбором указанных констант или применение эмпирических зависимостей $P_n = f(k_{пр})$, полученных для объекта с другой характеристикой коллекторов и флюидов, может привести к существенным систематическим погрешностям в определении $k_{пр}$.

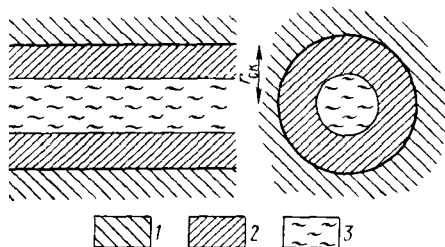


Рис. 111. Модель терригенного глинистого коллектора, использованная при выводе формулы (VI.26).

1 — неактивный минеральный скелет; 2 — глинистый материал; 3 — эффективный поровый канал

Существенное ограничение применения рассмотренных способов — допустимость определения $k_{пр}$ только в зоне предельного насыщения коллектора углеводородами. Известно, что зоны недонасыщения в ряде нефтегазоносных районов, прежде всего в Западной Сибири, настолько велики, что составляют иногда значительную и даже большую часть объема всей залежи; для таких объектов эта часть залежи при использовании описанных способов окажется неохарактеризованной значениями $k_{пр}$, что снизит эффективность решения задачи для залежи в целом. По нашему мнению, принципиальных препятствий для разработки способов определения $k_{пр}$ по ρ_n в недонасыщенных зонах не существует, в связи с чем заслуживают внимания попытки отдельных исследователей (Ф. Н. Зосимов, СибВНИИ Геофизика; Б. М. Бикбулатов, В. Г. Ингерман, Тюменнефтегеофизика) решить эту задачу путем приведения величины ρ_n в зоне недонасыщения к значению в зоне предельного насыщения.

Другое возможное направление разработки таких способов — совместное использование семейства графиков $P_n = f(k_{пр})$ для различных значений $k_{пр} = \text{const}$ (см. рис. 70), зависимостей $P_{n,пр} = f(k_{пр,св})$ и $\alpha_{СП} = f(k_{пр})$ или $\Delta J_v = f(k_{пр})$ для глинистых коллекторов. Комплексное применение указанных зависимостей с учетом конкретных кривых фазовой или относительной проницаемости для каждой группы коллекторов рассматриваемой совокупности позволит определять не только значения $k_{пр}$, но и $k_{пр,н}$ (или $k_{пр,г}$) и $k_{пр,в}$ для любого участка недонасыщенной зоны.

При определении $k_{пр}$ по ρ_n наиболее типичны следующие погрешности. При использовании ρ_n для недонасыщенной зоны, величина $k_{пр}$ будет занижена, причем погрешность будет тем больше, чем выше содержание подвижной воды в коллекторе. При использовании ρ_n в участках предельно насыщенного кол-

лктора с частичной гидрофобностью значение $k_{пр}$ будет завышено, если экспериментальная или аналитическая связи между P_n и $k_{пр}$ составлены без учета возможной гидрофобизации поверхности эффективных пор при низких значениях $k_{всв} < 10\%$.

Несмотря на указанные ограничения, способы определения $k_{пр}$ по P_n в настоящее время разработаны наиболее полно и являются физически более обоснованными по сравнению с другими геофизическими методами определения параметра $k_{пр}$.

Метод потенциалов собственной поляризации и гамма-метод. Физической предпосылкой определения коэффициента проницаемости по данным метода СП, как уже указывалось выше, является связь между проницаемостью и глинистостью коллектора. Рассмотрим влияние глинистости на проницаемость породы на примере модели идеального грунта (рис. 111). При отсутствии в поровых каналах глинистого материала $k_{пр}$ (в МД) такой модели определяется выражением

$$k_{пр} = 125 k_{пск} r_{пск}^2, \quad (VI.25)$$

где $k_{пск}$ — пористость неактивного минерального скелета, доли единицы; $r_{пск}$ — радиус поровых каналов скелета, мкм.

Если поместить в поровые каналы глинистый материал, расположив его в виде цилиндрического слоя постоянной толщины, покрывающего поверхность поровых каналов скелета, получим упрощенную модель глинистого коллектора с рассеянной глинистостью, для которой

$$k_{пр} = 125 k_{пск} r_{пск}^2 (1 - a), \quad (VI.26)$$

где a — доля объема пор скелета, занимаемая агрегатами глинистого материала [11]. Поскольку

$$a = \frac{k_{гл}}{(1 - k_{пгл}) k_{пск}}, \quad (VI.27)$$

$$k_{пр} = 125 k_{пск} r_{пск}^2 \left[1 - \frac{k_{гл}}{k_{пск} (1 - k_{пгл})} \right]^2. \quad (VI.28)$$

Подставив в формулу (VI.28) выражение

$$k_{гл} = \frac{k_{пгл}}{1 - \eta_{гл}}, \quad (VI.29)$$

получим

$$k_{пр} = 125 k_{пск} r_{пск}^2 \left[1 - \frac{k_{пгл} \eta_{гл}}{k_{пск} (1 - k_{пгл}) (1 - \eta_{гл})} \right]^2 \quad (VI.30)$$

Выражения (VI.28) и (VI.30) указывают на наличие связи между $k_{пр}$ и с параметрами глинистости $k_{гл}$, $\eta_{гл}$ для рассматриваемой модели.

Для модели с трехмерной системой извилистых каналов, заполненных глинистым материалом по принятой схеме, величина $k_{пр}$ может быть вычислена по формуле

$$k_{пр} = \frac{41.6}{T^2} k_{п ск} r_{п ск}^2 \left[1 - \frac{k_{п \eta_{гл}}}{k_{п ск} (1 - k_{п гл}) (1 - \eta_{гл})} \right]^2. \quad (VI.31)$$

Анализ формул (VI.28)–(VI.31) показывает, что при низких значениях $k_{г.л}$ и $\eta_{г.л}$ (например, $0 < k_{г.л} < 0,05$ и $0 < \eta_{г.л} < 0,1$)

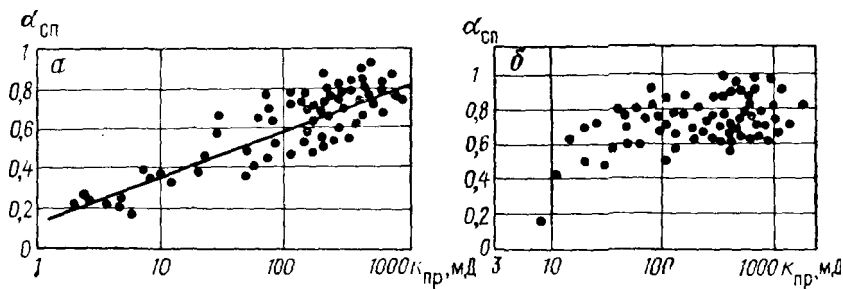


Рис. 112. Пример корреляционной связи между параметрами $\alpha_{сп}$ и $k_{пр}$ для терригенных продуктивных отложений месторождения Самотлор.

Горизонты: а — АВ, б — БВ

коэффициент $k_{пр}$ зависит в основном от параметров каркаса, образованного скелетными зернами, т. е. от размеров скелетных зерен и степени их отсортированности. Эти условия соответствуют слабоглинистым коллекторам, параметр $k_{пр}$ которых целесообразно определять по $\rho_{п}$ и $P_{п}$. При значительной глинистости коллекторов, изменяющейся в широких пределах (например, $0,05 < k_{г.л} < 0,3$ и $0,1 < \eta_{г.л} < 0,5$), величина $k_{пр}$ изменяется главным образом за счет колебания $k_{г.л}$ и $\eta_{г.л}$; от параметров $k_{п ск}$ и $r_{п ск}$ коэффициент $k_{пр}$ зависит слабо и тем меньше, чем выше глинистость коллектора. Проницаемость таких коллекторов лучше определять по диаграммам методов глинистости — СП и ГМ.

В. Н. Дахновым и В. Н. Кобрановой было показано наличие связи между диффузионно-адсорбционной активностью $A_{да}$ и проницаемостью $k_{пр}$ образцов песчано-глинистых пород. В дальнейшем рядом авторов (Л. П. Долина, С. А. Султанов, В. И. Азаматов, В. А. Бадьянов, Е. И. Леонтьев, Ш. С. Микаэлян и др.) установлена корреляционная связь между относительной амплитудой $\alpha_{сп}$ и величиной $k_{пр}$ для терригенных коллекторов различных районов. Пример такой связи изображен на рис. 112. Корреляционная связь между параметрами $\alpha_{сп}$ и $k_{пр}$ для тех объектов, где она наблюдается, аппроксимируется выражением

$$\lg k_{пр} = a + b\alpha_{сп} \quad (VI.32)$$

или

$$\lg k_{\text{пр}} = a + b\alpha_{\text{СП}} + c\alpha_{\text{СП}}^2; \quad a = \text{const}, \quad (\text{VI.33})$$

$$b = \text{const}, \quad c = \text{const}.$$

В табл. 15 приведены зависимости $\lg k_{\text{пр}} = f(\alpha_{\text{СП}})$ для различных геологических объектов.

ТАБЛИЦА 15. УРАВНЕНИЕ СВЯЗИ МЕЖДУ $k_{\text{пр}}$ И $\alpha_{\text{СП}}$

Месторождение, горизонт	Уравнение	Коэффициент корреляции r	Автор
Узень:			
XIII	$k_{\text{пр}} = 0,197 + 4,52\alpha_{\text{СП}}$	0,96	Л. П. Долина
XIV	$k_{\text{пр}} = 0,333 + 4,23\alpha_{\text{СП}}$	0,87	»
XVII	$k_{\text{пр}} = -1,66 + 4,69\alpha_{\text{СП}}$	0,96	»
Самотлор:			
AB ₂₋₅	$k_{\text{пр}} = 0,94 + 2,09\alpha_{\text{СП}}$	0,57	Е. И. Леонтьев
AB ₁	$k_{\text{пр}} = -0,38 + 3,82\alpha_{\text{СП}}$	0,81	»

Характерным примером такой связи является зависимость $k_{\text{пр}} = f(\alpha_{\text{СП}})$ для пластов AB₁, AB₂₋₅ и БВ₈ месторождения Самотлор, приведенная в работе [39]. Наиболее тесная связь между этими параметрами наблюдается для пласта AB₁, представленного в основном глинистыми коллекторами. Менее тесная связь отмечается для пластов AB₂₋₅, глинистость коллекторов в которых изменяется в более узких пределах, чем в AB₁. В пласте БВ₈, характеризуемом наименьшей глинистостью, связь между $\alpha_{\text{СП}}$ и $k_{\text{пр}}$ отсутствует (рис. 112, б).

Определение $k_{\text{пр}}$ по параметру $\alpha_{\text{СП}}$ выполняется в следующей последовательности: а) получение корреляционной связи между $\alpha_{\text{СП}}$ и $k_{\text{пр}}$ для последующих отложений; б) расчет $\alpha_{\text{СП}}$ в данном пласте; в) установление параметра $k_{\text{пр}}$ соответствующего полученному значению $\alpha_{\text{СП}}$.

Для получения связи $\alpha_{\text{СП}} = f(k_{\text{пр}})$ рекомендуются следующие способы.

1. По пластам, охарактеризованным представительным керном (вынос керна на поверхность не менее 80% по мощности от интервала отбора и число определений n на 1 м разреза не менее 10), сопоставляются значения $\alpha_{\text{СП}}$ и средние для каждого интервала значение $k_{\text{пр}}$ по керну. Величина $k_{\text{пр}}$ должна определяться на установке, моделирующей пластовые условия (p и t). Если $k_{\text{пр}}$ находили при атмосферных условиях, значения $k_{\text{пр}}$, используемые для сопоставления с $\alpha_{\text{СП}}$ следует приводить к пластовым условиям, используя обобщенные графики $\Delta k_{\text{пр}}/k_{\text{пр ат}} =$

$= f(H)$ [рис. 113] для терригенных коллекторов с различной $\eta_{г\lambda} = \text{const}$ изображающих зависимости относительного изменения $\Delta k_{пр}/k_{пр ат}$ параметра $k_{пр}$ при переходе от атмосферных условий к пластовым от глубины залегания коллектора; величина $\Delta k_{пр} = k_{пр пл} - k_{пр ат}$ представляет разность между значениями при пластовых ($k_{пр пл}$) и атмосферных ($k_{пр ат}$) условиях и всегда отрицательна.

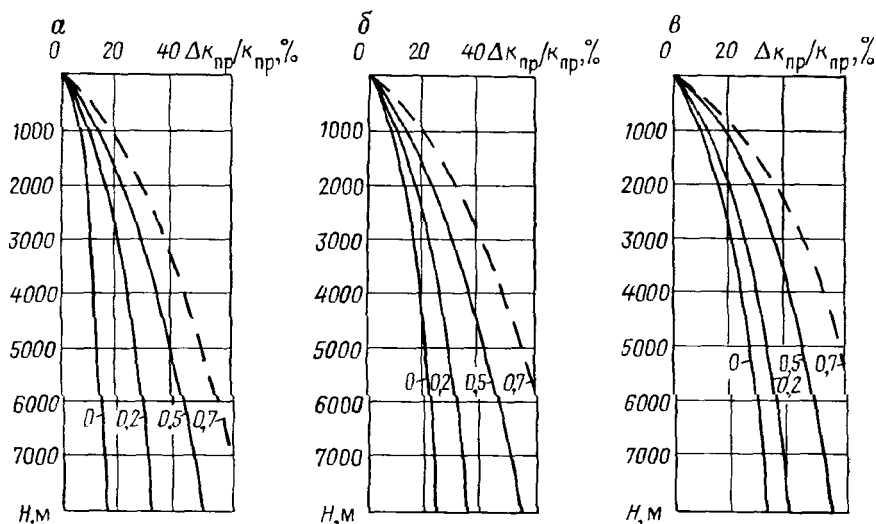


Рис. 113. Зависимость относительного изменения коэффициента проницаемости $\Delta k_{пр}/k_{пр ат}$ при отборе образцов терригенного коллектора от глубины H отбора. Средний геотермический градиент равен $3^\circ\text{C}/100\text{ м}$ (по В. М. Добрышину).

a — хорошо отсортированные и хорошо сцементированные кварцевые коллекторы; $б$ — среднеотсортированные сцементированные кварцевые коллекторы; $в$ — плохо отсортированные с низкой окатанностью зерен кварцевые и кварцево-полевошпатовые коллекторы; шифр кривых — $\eta_{г\lambda}$

Пример 26. Определить проницаемость $k_{пр пл}$ среднеотсортированного песчаника с $\eta_{г\lambda} = 0,2$, залегающего на глубине 4 км, если известна величина $k_{пр ат} = 300\text{ мД}$, измеренная на образце песчаника при атмосферных условиях. На рис. 113, $б$ по графику $\Delta k_{пр}/k_{пр ат} = f(H)$ для $\eta_{г\lambda} = 0,2$ находим $\Delta k_{пр}/k_{пр ат} = 25\%$, следовательно, $k_{пр пл} = 1 - 0,25, k_{пр ат} = 225\text{ мД}$.

Сопоставление $\alpha_{СП}$ со значениями $k_{пр}$, установленными на непредставительном керне, нецелесообразно, так как обычно приводит к получению связи с низким коэффициентом корреляции или вообще не дает удовлетворительной зависимости между параметрами $\alpha_{СП}$ и $k_{пр}$ [26, 27].

2. По пластам, для которых проницаемость установлена гидродинамическими методами при пробной эксплуатации, в ходе исследований испытателями на трубах (КИИ) и кабеле (ОПК), сопоставляют значения $\alpha_{СП}$ и $k_{пр}$. Этот способ получения связи

$\alpha_{\text{СП}} = f(k_{\text{пр}})$ предпочтителен по следующим соображениям. Данные промысловой геофизики и гидродинамических методов являются представительными примерно в одинаковой степени как в отношении полной характеристики по вертикали в интервале исследования, так и в отношении объема коллектора, изучаемого в этом интервале; керн никогда не бывает столь же представительным, даже если вынос приближается к 100%. Параметры, определяемые по материалам геофизических и гидродинамических методов, рассчитываются для условий залегания коллектора и не требуют дополнительной корректировки за влияние пластовых условий. Не случайно поэтому, что связь между параметрами $\alpha_{\text{СП}}$ и $k_{\text{пр}}$ при использовании значений $k_{\text{пр}}$, получаемых по данным гидродинамических исследований, обычно более тесная, чем при применении средних значений $k_{\text{пр}}$, установленных по керну для одного и того же геологического объекта (см. рис. 112).

3. Для получения связи между $\alpha_{\text{СП}}$ и $k_{\text{пр}}$ используют зависимость между параметрами $A_{\text{да}}$ и $k_{\text{пр}}$, полученную в лаборатории (желательно, с учетом пластовых условий), с последующей трансформацией ее в зависимость между $\alpha_{\text{СП}}$ и $k_{\text{пр}}$ путем расчета $\alpha_{\text{СП}}$ по формуле $\alpha_{\text{СП}} = 1 - A_{\text{да}}/A_{\text{да макс}}$. Однако такая зависимость может не отражать всех ее особенностей, которые отмечаются при использовании значений $\alpha_{\text{СП}}$, рассчитанных по диаграммам, поэтому такой способ следует применять только при отсутствии других возможностей.

Оптимальным же, как указывалось выше, является получение связи между $\alpha_{\text{СП}}$ и значением $k_{\text{пр}}$, определяемым гидродинамическими методами; это распространяется и на другие связи между геофизическими параметрами (P_n , ΔJ_γ) и $k_{\text{пр}}$.

Определение $k_{\text{пр}}$ по диаграммам СП возможно в терригенных глинистых коллекторах с рассеянной глинистостью при условии, что в исследуемых объектах глинистость изменяется в широком диапазоне и является главным фактором изменения проницаемости. Метод неприменим в терригенных коллекторах чистых и слабоглинистых с преимущественным содержанием карбонатного и силикатного цемента при подчиненном значении глинистого. Возможность использования метода для слоистых глинистых коллекторов не исключена, но изучена недостаточно. Погрешность определения $k_{\text{пр}}$ по $\alpha_{\text{СП}}$ (по данным различных авторов) составляет — 20—100%.

Метод естественной радиоактивности. Определение $k_{\text{пр}}$ по диаграммам ГМ основано на существовании корреляционной связи между ΔJ_γ и $k_{\text{пр}}$, установленной для различных геологических объектов, в частности для продуктивных отложений нефтяных месторождений Мангышлака, нефтяных и газовых месторождений Тюменской области и др. Примеры такой связи приведены на рис. 114. Связь между ΔJ_γ и $k_{\text{пр}}$ получают, сопоставляя ΔJ_γ со значениями $k_{\text{пр}}$, рассчитанными по данным представительного керна или гидродинамических исследований.

Некоторые отличия определений $k_{пр}$ по ΔJ_γ от определений $k_{пр}$ по диаграммам СП связаны с природой естественной радиоактивности. Так, не рекомендуется использовать диаграммы ГМ для установления проницаемости коллекторов: а) в разрезах с повышенным содержанием радиоактивных минералов; б) в битуминозных отложениях, характеризующихся обычно высокой радиоактивностью; в) в зоне ВНК, где нередко наблюдается увеличение

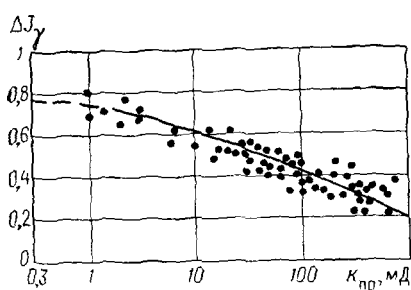


Рис. 114. Зависимость параметра ΔJ_γ от $k_{пр}$ для терригенных коллекторов

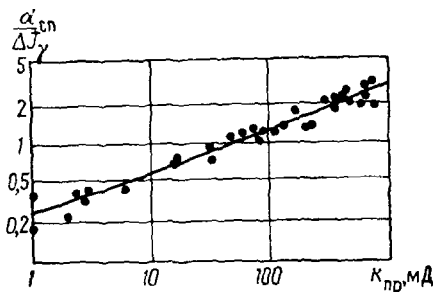


Рис. 115. Зависимость комплексного параметра $\alpha_{СП}/\Delta J_\gamma$ от коэффициента проницаемости $k_{пр}$ для терригенных продуктивных коллекторов месторождения Узень (по Л. П. Долиной)

радиоактивности даже слабоглинистых коллекторов за счет радио-геохимического эффекта.

Опыт использования диаграмм ГМ для определения проницаемости коллекторов меньше, чем диаграмм СП. При прочих равных условиях точность установления $k_{пр}$ по ГМ, по-видимому, не выше, чем по СП. Однако, как и при решении других задач, метод ГМ можно применять для определения $k_{пр}$ коллекторов в разрезах скважин необсаженных, пробуренных с нефилтующимся раствором, и обсаженных, где получить диаграммы СП невозможно.

Комплексирование метода потенциалов собственной поляризации и гамма-метода. Коллективом авторов ВНИИНефти под руководством Л. П. Долиной разработана методика определения $k_{пр}$ по данным комплексной интерпретации диаграмм СП и ГМ. Ими показано, что комплексный параметр $\alpha_{СП}/\Delta J_\gamma$ теснее связан с $k_{пр}$, чем порознь $\alpha_{СП}$ с $k_{пр}$ и ΔJ_γ с $k_{пр}$. Для основных продуктивных горизонтов месторождения Узень (XIII—XVII) связь между $k_{пр}$ и $\alpha_{СП}/\Delta J_\gamma$ (рис. 115) выражается уравнением вида

$$k_{пр} = a \left(\frac{\alpha_{СП}}{\Delta J_\gamma} \right)^3 + b \left(\frac{\alpha_{СП}}{\Delta J_\gamma} \right)^2 + c \left(\frac{\alpha_{СП}}{\Delta J_\gamma} \right) + d. \quad (VI.34)$$

Использование параметра $\alpha_{\text{СП}}/\Delta J_{\gamma}$ оказалось более эффективным благодаря уменьшению систематических погрешностей, связанных с погрешностями при определении $\alpha_{\text{СП}}$ и ΔJ_{γ} в пластах малой мощности более широкому диапазону изменения $\alpha_{\text{СП}}/\Delta J_{\gamma}$ в исследуемом интервале проницаемости по сравнению с диапазонами изменения $\alpha_{\text{СП}}$ или ΔJ_{γ} .

Широкое опробование методики на месторождении Узень показало, что величина $k_{\text{пр}}$ определяется со средней погрешностью 50% в интервале 100—1000 мД для всех горизонтов.

Основные положения методики и предварительные результаты ее опробования изложены в методическом руководстве [33]. Наименее благоприятные объекты для применения методики — песчаники слабоглинистые, песчаники и алевролиты со значительным содержанием карбонатного цемента.

Массовые определения параметра $k_{\text{пр}}$ в разрезах скважин месторождения Узень по предложенной методике позволили составить детальные литологические карты XIII—XVII пластов, использованные при проектировании и анализе разработки этих объектов. В настоящее время методика опробуется на месторождениях Западной Сибири.

Опробователи на кабеле и испытатели на бурильных трубах.
О п р о б о в а т е л и н а к а б е л е. Основное назначение отечественных опробователей на кабеле (ОПК, ОПГ), разработанных и внедренных в промышленность коллективом под руководством П. А. Бродского — определение характера насыщения коллектора по составу жидкостей и газов в отбираемой из пласта пробе. Опробователи применяются также для установления гидродинамических параметров исследуемого коллектора и прежде всего проницаемости.

Возможность определения проницаемости этим способом основана на том, что рассчитываемые по результатам исследований опробователем дебит жидкости (газа) Q и скорость притока жидкости (газа) v пропорциональны проницаемости породы в исследуемом участке разреза [8].

Величину $k_{\text{пр}}$ рассчитывают по формулам, приведенным в работе [8], с использованием параметров, полученных при обработке диаграммы давления $p = f(t)$.

При частоте опробований не менее двух-трех на 1 м разреза в пределах значительного интервала по данным индивидуальных определений $k_{\text{пр}}$ для каждой пробы можно составить детальный профиль изменения проницаемости коллектора по вертикали, который позволяет судить о неоднородности коллектора и при наличии сведений о параметрах $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{нг}}$ — прогнозировать его продуктивность.

И с п ы т а т е л и н а б у р и л ь н ы х т р у б а х. Комплект испытательного инструмента (КИИ) предназначен прежде всего для испытания перспективных на нефть и газ пластов,

однако при проведении полного цикла исследований аппаратурой КИИ получают, как и при работе с ОПК, кривую восстановления давления (КВД) $p = f(t)$ в процессе притока¹, которая позволяет рассчитать $k_{пр}$. Обработав КВД, полученную при испытании, вначале рассчитывают гидродинамический параметр

$$\frac{k_{пр} h_{эф}}{\mu} = 50,8 \frac{Q}{p_{пл} - p_{ср}}, \quad (VI.35)$$

где Q — дебит (в м³/ч), соответствующий интервалу Δt времени притока; $p_{ср}$ — среднее давление в течение Δt ($p_{пл}$ и $p_{ср}$ — в кгс/см²); $\eta_{эф}$ — эффективная мощность интервала испытания, точнее суммарная мощность отдающих интервалов, м.

Зная вязкость μ флюида, полученного во время притока при пластовых условиях, и $\eta_{эф}$ по геофизическим данным, рассчитывают $k_{пр}$ по параметру $k_{пр} \eta_{эф} / \mu$.

Испытатель пластов дает возможность определить интегральное значение $k_{пр}$ для интервала испытания, которое тем достовернее, чем однороднее объект испытания. Опробователь позволяет получить аналогично геофизическим методам дифференциальную картину изменения проницаемости по мощности коллектора (при достаточной частоте отбора проб).

Возможность определения коэффициентов продуктивности коллектора геофизическими методами. Коэффициент продуктивности коллектора $q_{пр}$ характеризует дебит нефти Q_n или газа Q_g отнесенный к 1 кгс/см² общего перепада давления Δp :

$$q_{пр} = Q / \Delta p. \quad (VI.36)$$

Удельный коэффициент продуктивности (см. гл. I)

$$\eta_{пр} = \frac{q_{пр}}{h_{эф}} = \frac{Q}{\Delta p h_{эф}} \quad (VI.37)$$

Знание параметров $q_{пр}$ и $\eta_{пр}$ для коллектора данного типа, при насыщении его флюидов с заданными свойствами позволяет прогнозировать количество продукции, которое будет давать объект разработки в разрезе каждой скважины при эксплуатации месторождения, что весьма важно для обоснованного планирования темпов разработки месторождения.

За последнее десятилетие рядом исследователей получен значительный по объему фактический материал, указывающий на возможность прогнозирования параметров продук-

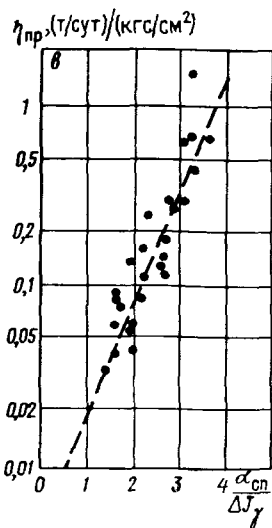
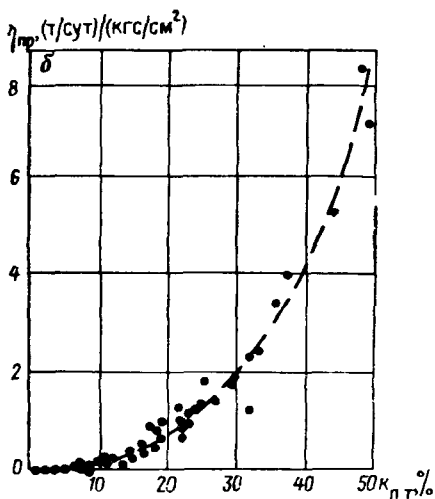
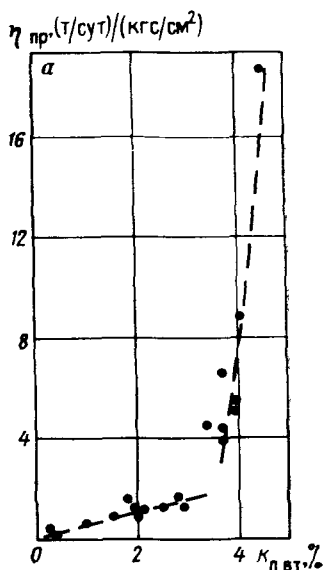
¹ Очевидно, что диаграмма давления при опробовании и кривая восстановления давления при испытании имеют одинаковое физическое содержание.

ктивности коллектора по материалам промышленной геофизики (рис. 116).

Существование связей типа приведенных на рис. 116 говорит о принципиальной возможности использования геофизических методов для изучения гидродинамических параметров и прогноза продуктивности межэзерновых терригенных и карбонатных, а также сложных карбонатных коллекторов.

Рис. 116. Примеры зависимостей между параметрами, рассчитанными по данным геофизических исследований скважин, и удельным коэффициентом продуктивности $\eta_{пр}$.

$\alpha - \eta_{пр} = f(k_{пвт})$ для карбонатных коллекторов верхнего мела ЧИ АССР (по Н. В. Царевой); $\beta - \eta_{пр} = f(k_{пт})$ для тех же объектов (по А. Ф. Боярчуку); $\gamma - \eta_{пр} = f(\alpha_{сн}/\Delta J_{\gamma})$ [по Л. П. Долиной] для продуктивных терригенных коллекторов месторождения Узень



Соединение собственно геофизических методов исследования скважин и работы с опробователями на кабеле и испытателями на трубах позволяет существенно расширить возможности геофизиков для разработки надежных методов оценки параметров продуктивности нефтегазоносных коллекторов, поскольку по диаграммам $p = f(t)$ (ОПК, ОПТ) и КВД (КИИ) можно рассчитать по известным формулам значения $q_{пр}$ и $\eta_{пр}$ [8, 85].

Эффективность комплексного изучения параметров продуктивности геофизическими и гидродинамическими методами существенно повысится, если по основным нефтегазодобывающим районам систематически проводить совместный анализ результатов геофизических определений и материалов, полученных с ОПК и КИИ, по одним и тем же интервалам достаточно однородным по данным геофизики. К сожалению, такая работа выполняется пока в совершенно недостаточном объеме, что вызывает снижение эффективности как геофизических, так и гидродинамических исследований.

СОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассмотрим использование результатов геофизических исследований для проектирования разработки на этапе завершения разведки месторождения и первоначального подсчета запасов. Для залежей нефти и газа, приуроченных к коллекторам различных типов, исключая некоторые наиболее сложные разновидности трещинно-кавернозных карбонатных и вулканогенных коллекторов, по данным промысловой геофизики с учетом результатов испытаний и анализа керна составляют: 1) карты равных эффективных нефтегазонасыщенных мощностей; 2) карты начальных водонефтяных, газоводяных, газонефтяных контактов; 3) профили с изображением пластов-коллекторов и положением контактов.

Перечисленные материалы помещают во всех без исключения отчетах по подсчету запасов и составляют, как правило, на основе геофизических данных. Они являются одной из существенных компонент информации об объектах разработки, однако важнейшими документами для проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений служат карты равного удельного нефте(газо)содержания и карты равных значений проницаемости или распространения коллекторов разных классов проницаемости; составление таких карт еще не вошло прочно в практику подсчета запасов и проектирования разработки; пока можно привести лишь отдельные примеры таких карт, построенных по геофизическим материалам и использования их при проектировании и анализе разработки.

Карты равного удельного нефтегазосодержания необходимы и для анализа разработки. О ходе разработки и ее эффективности

можно составить правильное представление на любом этапе разработки, если имеются точные данные о начальной нефтегазонасыщенности $k_{нг}$ коллектора в любом участке разрабатываемой залежи, поскольку анализ разработки заключается прежде всего в сравнении текущих значений $k_{нг\ t}$ на различных этапах эксплуатации для каждого пластового пересечения внутри залежи с начальной величиной $k_{нг\ t}$. При отсутствии карты начального равного нефтегазосодержания объективный анализ хода разра-

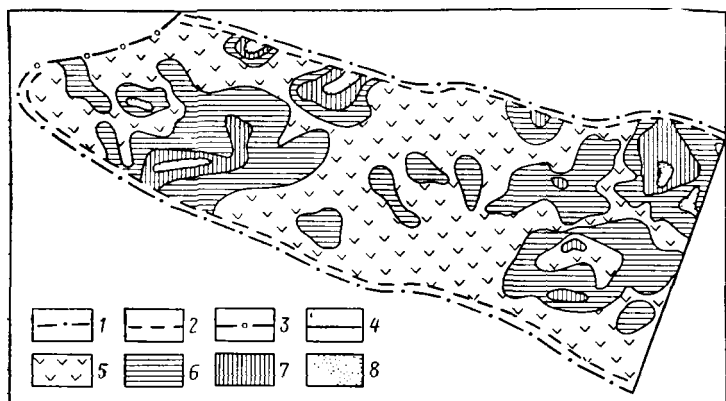


Рис. 117. Пример карты распространения различных классов (по проницаемости) коллекторов, составленной для одного из объектов разработки нефтяного месторождения по данным промысловой геофизики (по Л. П. Долиной).

Контур нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; границы распространения: 3 — неколлектора, 4 — зон коллектора с различной проницаемостью $k_{пд}$ (в мД): 5 — < 10 ; 6 — $10 \div 100$; 7 — $100 \div 400$; 8 — > 400

ботки невозможен, поскольку сравнивать текущие значения $k_{нг\ t}$ не с чем и, следовательно, нельзя дать надежной оценки степени выработанности отдельных участков залежи.

Еще бóльшую роль для проектирования и анализа разработки играют карты равных значений проницаемости или карты распространения классов коллекторов при условии, что эти карты составлены по геофизическим материалам. Карты распространения классов коллектора (так называемые литологические) иногда составляют на основе данных анализа керна с учетом промысловой геофизики на качественном уровне. Такие карты дают весьма приближенную характеристику строения коллектора внутри залежи. Только карты проницаемости или классов коллекторов, составленные по материалам промысловой геофизики (при условии полноты комплекса геофизических исследований, хорошего качества материалов, использования геофизической методики интерпретации) с учетом всех данных гидродинамических исследований и керна, дают полное представление о распределении

в объеме залежи классов коллекторов, о неоднородности каждого объекта разработки по площади месторождения и каждого пластового пересечения.

Пример такой карты для одного из объектов разработки месторождений нефти на Мангышлаке приведен на рис. 117. На карте выделены внутри залежи зоны распространения неколлектора ($k_{пр} < k_{пр}^* = 10$ мД) и различных классов коллектора: $10 \text{ мД} < k_{пр} < 100 \text{ мД}$, $100 \text{ мД} < k_{пр} < 400 \text{ мД}$, $k_{пр} > 400 \text{ мД}$.

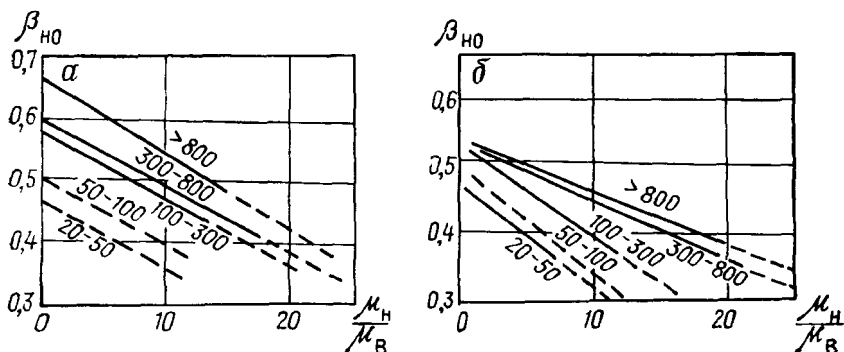


Рис. 118. Зависимости проектных значений коэффициента нефтеотдачи $\beta_{но}$ от соотношения вязкостей μ_n/μ_v нефти и воды для терригенных межзерновых коллекторов с различной проницаемостью $k_{пр}$.

Коллекторы: а — однородные, б — неоднородные [20]; шифр кривых — $k_{пр}$ в мД

Карта классов проницаемости позволяет: 1) обеспечить рациональное размещение рядов эксплуатационных и нагнетательных (законтурных и разрезающих) скважин с учетом детального строения коллектора, избежать грубых ошибок при проектировании, связанных с заложением эксплуатационной или нагнетательной скважины в зоне отсутствия коллектора; 2) количественно оценить неоднородность строения резервуара для расчета вероятного коэффициента охвата β_o , зная распределение проницаемости в объеме резервуара и обосновать коэффициент вытеснения β_v и, следовательно, проектный коэффициент нефтеотдачи $\beta_{но} = \beta_o \beta_v$; 3) для залежей нефти, разрабатываемых с законтурным и внутриконтурным заводнением, прогнозировать характер перемещения текущего ВНК при разработке.

Наиболее сложный и ответственный вопрос проектирования разработки — расчет и обоснование коэффициентов нефтеотдачи $\beta_{но}$ и газоотдачи $\beta_{го}$. Коэффициент охвата β_o , используемый при расчете параметров $\beta_{но}$ и $\beta_{го}$, непосредственно не может быть рассчитан по геофизическим материалам, однако сведения о детальном строении коллектора внутри залежи, получаемые из

результатов геофизических исследований, являются основными для расчета параметров неоднородности коллектора, характеризующих коэффициент β_0 .

Величину β_v определяют обычно на керне в лаборатории. Более достоверные и полные сведения об этом параметре в условиях естественного залегания можно получить, используя значения начального $k_{нг}$ и остаточного $k_{нго}$ нефтегазонасыщения, устанавливаемые по данным геофизических исследований в изучаемом коллекторе до начала разработки ($k_{нг}$) и в заводненной части залежи $k_{нго}$, и рассчитывая β_v по формуле

$$\beta_v = \frac{k_{нг} - k_{нго}}{k_{нг}} \quad (VI.38)$$

Величину $k_{нг}$ устанавливают рассмотренными выше способами по диаграммам метода сопротивлений, полученным в необсаженных разведочных и эксплуатационных скважинах, пробуренных до начала разработки. Параметр $k_{нго}$ определяют в тех же участках залежи, где вычисляли $k_{нг}$ после полной их выработки в процессе разработки: а) в специально пробуренных оценочных скважинах на нефилтующемся растворе до крепления ее по данным метода сопротивлений; б) в скважинах эксплуатационного фонда по результатам нейтронных методов; в) в оценочных скважинах, обсаженных в интервале продуктивных отложений неметаллической колонной, по диаграммам индукционного метода.

Возможно также использование значений β_v , рассчитанных по формуле (VI.38), с учетом величины $k_{нго}$, установленной по данным интерпретации микроэлектрических методов для промытой зоны коллектора [26, 75]. Ценность такого способа определения $k_{нго}$ заключается в возможности оценки β_v для различных коллекторов до начала разработки месторождения.

Если для объекта разработки по геофизическим материалам составлена карта проницаемости, подобная изображенной на рис. 117, проектную величину коэффициента нефтеотдачи для отдельных участков залежи определяют по графикам $\beta_{но} = f(k_{пр})$ (рис. 118) с учетом неоднородности коллектора, устанавливаемой также по геофизическим данным, и вязкости нефти.

Последние годы характеризуются все более широким (хотя еще недостаточным) использованием данных промысловой геофизики для составления проектов разработки месторождений нефти и газа.

Все большее значение приобретает промысловая геофизика на стадии разработки месторождений нефти и газа. Геофизические методы контроля за перемещением ВНК и ГЖК в ходе разработки, исследования действующих скважин позволяют решать следующие важные задачи: 1) характеризовать ход разработки, что позволяет в случае необходимости внести коррективы в перво-

начальный проект разработки; 2) определять степень выработанности запасов нефти или газа в заводненных участках залежи и на стадии завершения разработки — для всей залежи, что в свою очередь даст возможность: а) установить достоверность подсчета начальных геологических запасов; б) оценить количество нефти и газа, оставшееся в залежи. Кроме того, геофизическая информация, получаемая в процессе разработки, дает ценный материал для более надежного обоснования параметров β_{HO} , β_{BT} , β_0 при проектировании разработки других месторождений сходного типа.

КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При разработке нефтяных и газовых месторождений геофизические методы используют для решения следующих задач:

1) контроля за изменением положения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов в скважинах;

2) выделения работающих пластов в перфорированной (или необсаженной) части скважины и определения дебита отдельных пластов;

3) изучения изменений состава и плотности жидкости по стволу скважины с целью выделения интервалов поступления нефти, газа и воды в скважину;

4) исследования режимов работы эксплуатационных скважин путем определения положения и изменения во времени разделов нефть — вода и газ — вода в стволе работающей скважины;

5) контроля за процессами интенсификации пластов (гидравлического разрыва пластов, солянокислотной обработки и т. п.);

6) изучения технического состояния скважины (коррозия труб, состояние цементного кольца и т. п.).

ПРОСЛЕЖИВАНИЕ ВО ВРЕМЕНИ ИЗМЕНЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОГО И ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТОВ И ВЫДЕЛЕНИЕ ОБВОДНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ ВНУТРИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Изменение положения водонефтяного и газожидкостного контактов в процессе разработки залежей может контролироваться электрическими методами при бурении новых эксплуатационных и оценочных скважин в зоне текущего положения контакта.

При замещении нефти пресной водой, закачиваемой при законтурном или внутриконтурном заводнении пластов, определить контакт по изменению электрического сопротивления часто не удается, но иногда обводнение пласта удается обнаружить по уменьшению аномалий СП.

А. П. Анпиловым показано [5], что если пласт, подстилаемый и перекрываемый глинами, обводняется пресной водой, то форма кривой СП в скважине, вскрывшей такой пласт, определяется соотношением электрических удельных сопротивлений указанной воды ρ_{np} и фильтраата глинистого раствора ρ_f . Если $\rho_{np} <$

$< \rho_{\phi}$ против пласта наблюдается отрицательная (относительно линии глин) аномалия, при $\rho_{пр} > \rho_{\phi}$ — аномалия положительная, при $\rho_{пр} = \rho_{\phi}$ — аномалия отсутствует. Линия глин ниже и выше пласта одна и та же.

Когда обводняется лишь подошвенная (кровельная) часть однородного пласта, примыкающего к глинам, потенциалы $U_{СП}$ против всего однородного пласта одинаковы, но наблюдается

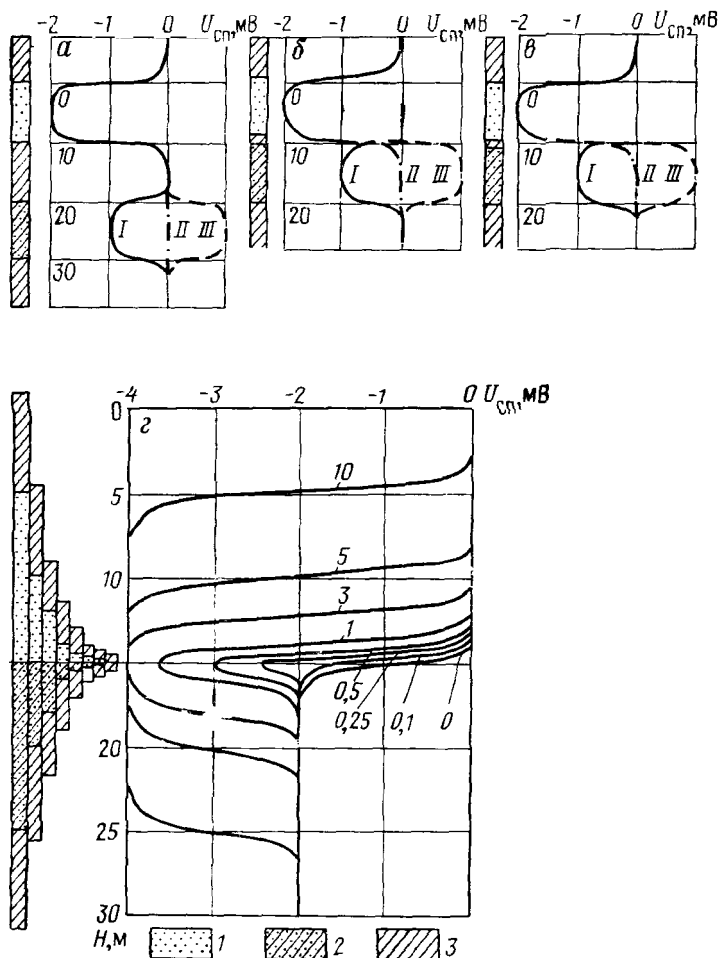


Рис. 119. Форма кривых $U_{СП}$ в интервалах, обводняемых пресной водой (по А. П. Анпилову).

Обводнение нижнего песчаного пласта, отделенного от необходимого песчаного пласта глинистой перемычкой мощностью: а — 10 м, б — 1 м, в — 0,5 м; 2 — обводнение подошвы однородного песчаного пласта мощностью h (шифр кривых — h в м); песчаники, насыщенные: 1 — минерализованной водой ($\rho_{пв}$), 2 — пресной водой ($\rho_{пр}$); 3 — глины; I — $\rho_{\phi} > \rho_{пр} > \rho_{пв}$; II — $\rho_{\phi} = \rho_{пр} > \rho_{пв}$; III — $\rho_{пр} > \rho_{\phi} > \rho_{пв}$

смещение в сторону отрицательных потенциалов линии глин со стороны опресненной части пласта. Форма (и аномалия) кривой против однородного песчаного пласта, имеющего несколько обводненных интервалов, определяется лишь тем, какая вода находится в подошвенной и кровельной частях пласта, контактирующих с глинистыми пластами. Характер внутренних прослоев не имеет существенного значения.

На рис. 119 приведены кривые $U_{\text{сп}}$, рассчитанные А. П. Анпиловым для различных случаев обводнения.

Число новых, бурящихся на месторождениях в течение года скважин, в которых можно следить за контактом электрическими методами, сравнительно невелико, а после их крепления стальными колоннами дальнейшее наблюдение за перемещением контактов стандартными электрическими методами становится невозможным.

Положение газонефтяного контакта электрическими методами практически вовсе нельзя определить, поскольку как нефть, так и газ имеют практически бесконечное электрическое сопротивление.

Таким образом, основным методом контроля за перемещением газожидкостного (т. е. газонефтяного или газоводяного) и водонефтяного контактов в настоящее время являются различные модификации нейтронных методов. Изменения контактов во времени нейтронными методами прослеживаются путем периодических исследований в обсаженных скважинах.

Определение водонефтяного контакта нейтронными методами основано главным образом на содержании в пластовых водах хлористых солей. При насыщении пор минерализованной водой водоносный пласт отмечается более высокими показаниями на кривых НГМ и пониженными показаниями на кривых ННМ и ИННМ по сравнению с нефтеносными пластами той же пористости и того же минерального состава. Достаточно надежное определение водонефтяного контакта по данным ННМ-Т и НГМ возможно в высокопористых коллекторах (k_p не менее 20%) при минерализации вод 150—200 г/л.

Совместное применение НГМ и ННМ-Т позволяет выделить водонефтяной контакт и в более неоднородных пластах. Это возможно потому, что вариации водородосодержания обуславливают на диаграммах НГМ и ННМ-Т изменения одного и того же знака (в одну и ту же сторону); при колебаниях содержания хлора показания этих методов изменяются в разные стороны.

На рис. 120, а приведены результаты проведения НГМ и ННМ-Т в одной из скважин Ромашкинского месторождения, вскрывшей водонефтяной контакт. В ноябре 1962 г. водонефтяной контакт отмечается на глубине 1817,5 м повышением показаний НГМ и понижением показаний ННМ-Т. Через два года, к декабрю 1964 г., водонефтяной контакт поднялся до глубины 1815 м, т. е. на 2,5 м.

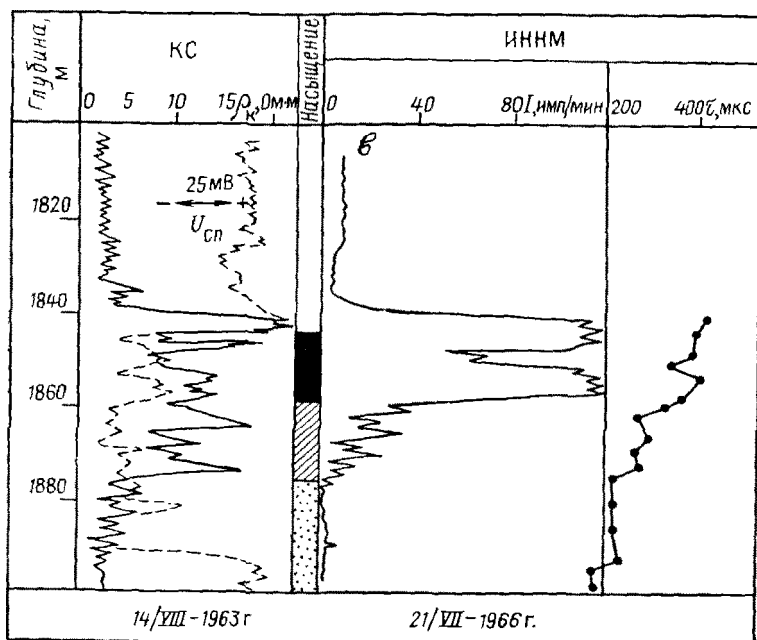
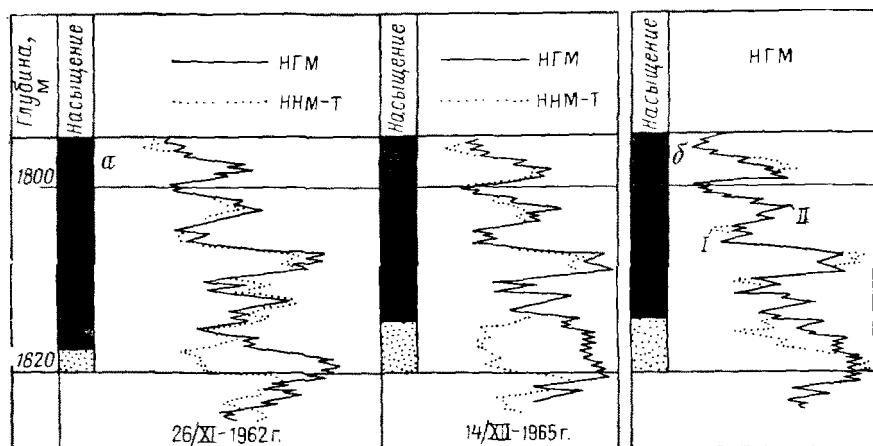


Рис. 120. Определение перемещения водонефтяного контакта в неоднородных по пористости пластах.

Сопоставление: а — нормированных диаграмм ННМ-Т и НГМ, б — диаграмм НГМ, зарегистрированных в разные моменты времени (кривая II зарегистрирована через 3 года после регистрации кривой I), в — по данным импульсного нейтронного метода; 1 — нефть, 2 — переходная зона; 3 — водоносный пласт

Поскольку абсолютные показания НГМ и ННМ-Т против одних и тех же пластов различны, сопоставление двух диаграмм обычно требует изменения масштаба одной из диаграмм таким образом, чтобы они наилучшим образом совмещались против известных водоносных пластов с разной пористостью. Количественную оценку надежности выделения нефтеносных пластов по различию показаний НГМ и ННМ-Т, нормированных таким образом, выполняют путем сравнения этих различий с среднеквадратичным расхождением σ диаграмм против известных водоносных пластов. Чтобы вероятность нефтеносности пласта была не менее 95 или 99%, расхождение диаграмм против него должно быть соответственно не менее двух или трех значений σ .

Указанные оценки справедливы, конечно, лишь при условии отсутствия таких причин появления ложных аномалий, как изменение хлоросодержания жидкости в скважине, в заколонном пространстве и т. п.

Другой способ учета и исключения влияния колебаний пористости или глинистости пласта — сравнение кривых НГМ (или ННМ-Т), зарегистрированных в разное время. Поскольку пористость и глинистость пород в процессе разработки месторождения не меняется, то расхождение правильно проэталонированных диаграмм, зарегистрированных в разное время, будет наблюдаться лишь против интервалов, хлоросодержание которых изменилось, т. е. пластов, которые обводнились за время между двумя замерами. Если кривые не эталонированы в сопоставимых единицах, их совмещают против явно непродуктивного интервала путем изменения масштаба и смещения одной из кривых. Пример выделения обводнившихся интервалов таким способом приведен на рис. 120, б. Сопоставление двух диаграмм показывает, что в промежутке между двумя замерами обводнился интервал 1815—1817,5 м.

Для повышения надежности выделения пластов, изменивших свое насыщение между двумя замерами, прибегают к графическому сопоставлению показаний двух замеров (см. рис. 26). По совокупности 20—30 точек для пластов с существенно различными показаниями НГМ или ННМ-Т и явно одинаковым насыщением при обоих замерах проводят среднюю линию и подсчитывают среднеквадратичное отклонение точек от этой линии в каком-либо направлении, например по вертикали. Далее ниже и выше средней линии на расстоянии двух или трех значений σ (в зависимости от требуемой надежности) от этой линии проводят еще две линии. Если точки для исследуемых пластов ложатся в полосу между последними линиями, предполагается, что их насыщение между двумя замерами не изменилось. Если точки для них лежат выше (НГМ) или ниже (ННМ) этой полосы, то с вероятностью 95% (или 99%) пласты считаются обводнившимися.

Импульсные методы, обладая большей чувствительностью к содержанию хлора в породе, позволяют определять водонефтя-

ной контакт и при гораздо меньшей минерализации пластовых вод (до 40—50 г/л, а в особо благоприятных условиях и тщательных замерах с очень высокой точностью даже при минерализации 20—30 г/л).

На рис. 120, в показан пример определения водонефтяного контакта по данным ИНМ. Положение контакта (на глубине 1857 м) четко отмечается как на кривой среднего времени жизни нейтронов τ , так и непосредственно на кривой ИНМ, зарегистрированной при большом времени задержки (1100 мкс). Однако на последнюю кривую большее влияние, чем на кривые τ , оказывают изменения свойств ближней зоны, а также литология пласта. Поэтому в более сложных случаях (например, при низкой минерализации пластовых вод) предпочтительнее пользоваться кривыми среднего времени жизни нейтронов τ (или декремента затухания $\lambda = 1/\tau$), зарегистрированными непрерывно с помощью специальной аппаратуры, либо рассчитанными по результатам измерений при двух задержках и более. Наиболее надежны значения τ , определенные при точечных замерах (рис. 120, в).

Интервал 1857—1875 м на рис. 120, в представляет собой обводненный пласт (ранее он был продуктивным). Это устанавливается по показаниям ИНМ, промежуточным по отношению к показаниям в коллекторах выше и ниже этого интервала и особенно надежно — по сопоставлению замеров ИНМ с выполненными на три года раньше электрометрическими исследованиями, по которым отмечен водонефтяной контакт на глубине 1875 м.

Если пределы изменения показаний I_i ИНМ или декремента затухания λ для продуктивных и обводненных пластов пересекаются, то вполне однозначное их разделение по однократным замерам невозможно. Для установления оптимального граничного значения показаний I_i^* или λ^* , обеспечивающего минимальное число ошибок, строят кривые распределения I_i и λ , подобные описанным в гл. I (см. рис. 34).

При больших колебаниях пористости пластов, что особенно часто наблюдается в карбонатных разрезах, ИНМ комплексировать с методом, позволяющим определять эти изменения, например НГМ или НМ. Пористость учитывают путем вычитания из λ для всех исследуемых пластов с пористостью k_n поправки

$$\Delta\lambda = (k_n - \tilde{k}_n)(\lambda_b - \lambda_{ск}),$$

(где \tilde{k}_n — произвольное значение пористости, близкое к ее среднему значению), либо построением двухмерного графика сопоставления показаний ИНМ I_i (или λ) с k_n или с показаниями НГМ или НМ (см. рис. 35).

На графике (см. рис. 35) проводят среднюю линию водоносных пластов и линию, отделяющую нефтеносные пласты от водоносных и обводненных. Такие линии проводят на основании точек сопоставления для явно нефтеносных, водоносных или обводненных

пластов. Если воспользоваться построениями, описанными в гл. III при количественном определении k_n , можно получить линию разделения, имея точки лишь для водоносных пластов и зная критическое значение k_n , ниже которого пласт должен считаться обводненным.

Если подобный график для разделения нефтеносных и водоносных пластов строят по материалам ряда нефтеносных и водоносных пластов одной скважины и он будет использован лишь для интерпретации данных в той же скважине, необязательно точное знание абсолютного значения коэффициента k_n , а достаточно уметь определять лишь его изменение по стволу скважины. Если график будет применен для интерпретации данных в разных скважинах, необходимы точные знания k_n или хотя бы параметра $\Delta J_{\text{НГМ}}$ (нм), полученного с использованием одних и тех же устойчивых по площади опорных пластов или опорных сред на поверхности.

Автоматическое исключение влияния на показания изменений пористости по разрезу скважины при ИНМ достигается, если используется двухзондовая модификация ИНМ-КВ.

При ИНМ-КВ с двумя детекторами, расположенными на расстоянии l_1 и l_2 от импульсного источника нейтронов, регистрируется плотность нейтронов при временах задержки соответственно t_1 и t_2 (в мс). Плотность нейтронов уменьшается с увеличением расстояния от источника и времени задержки после импульса источника. Скорость уменьшения нейтронов с расстоянием тем больше, чем больше пористость пласта; скорость временного спада увеличивается с увеличением как пористости, так и хлорокислотного содержания порового флюида. Это позволяет использовать различие показаний на двух зондах, обусловленное почти исключительно пористостью пласта, для компенсации части изменения показаний во времени, связанные с влиянием колебаний пористости. По данным [77] для этого необходимо на большом зонде регистрировать нейтроны при меньшей временной задержке по сравнению с малым зондом (т. е. брать $t_2 < t_1$ при $l_1 < l_2$); разности длин зондов и времен задержки должны удовлетворять условию

$$\frac{l_2 - l_1}{t_1 - t_2} = c, \quad (\text{VII.1})$$

где c — коэффициент, равный отношению изменения временного и пространственного декрементов затухания плотности нейтронов, вызываемых одним и тем же изменением пористости водоносного пласта.

Размер малого зонда l_1 и минимальное время задержки t_2 принимаются такими, чтобы влияние скважины на пространственный и временной декременты было достаточно малым. Для этого в зависимости от диаметра скважины достаточно обычно брать $l_1 = 25\text{--}40$ см, $t_2 = 0,6 \div 1$ мс. Разность $l_2 - l_1$ целесообразно

обычно выбирать равной 35—40 см, если средняя пористость изучаемых пород мала ($\sim 10\%$ или меньше) и 25—30 см при их высокой пористости (30%).

Величина s зависит в основном от минерализации вод и частично от диаметра скважины. Для Пермского Прикамья (минерализация вод 200 г/л) она оказалась порядка 1 м/мс, соответственно $t_1 - t_2 \approx 0,3 \div 0,4$ мс. При уменьшении минерализации вод разность $t_1 - t_2$ растет примерно пропорционально изменению разности среднего времени жизни нейтронов в воде и твердом скелете породы. При минерализации вод 100 г/л разность времен задержки должна быть 0,5—0,7 мс. Более подробно о выборе оптимальных режимов измерений при ИНМ-КВ можно узнать в работе [77].

При указанных выше режимах измерений отношение показаний двух зондов против водоносных пластов практически не зависит от изменений их пористости в довольно широком диапазоне. В то же время показания против пластов, насыщенных нефтью или пресной водой, отмечаются превышением показаний малого зонда по сравнению с большим зондом.

В настоящее время нет приборов для регистрации непосредственно отношения показаний двух зондов. Поэтому регистрируют диаграммы обоих зондов, совмещенных (путем выбора масштаба) в плотных пластах или в каком-либо пористом пласте, насыщенном соленой водой.

На таких диаграммах положительными приращениями (превышением показаний малого зонда) отмечаются в основном пласты, насыщенные нефтью или имеющие зону проникновения относительно пресного фильтрата. Если скважина простояла длительное время и зона проникновения успела расформироваться, а литологический состав пород постоянен по разрезу, положительными приращениями характеризуются лишь нефтеносные коллекторы.

Однако существенное колебание среднего времени жизни нейтронов в скелете пород (например, доломитизация, сульфатизация, глинистость) могут вызвать ложные аномалии. Повышение времени жизни нейтронов в скелете (например, доломитизация известняков) приводит к образованию таких же аномалий, которые могут быть образованы и за счет некоторого нефтенасыщения. Сульфатизация действует в обратном направлении — могут быть уменьшены или даже исключены полностью положительные приращения против нефтеносных пород. Глинистость в зависимости от соотношения среднего времени жизни нейтронов в скелете породы и скелете глинистой фракции (т. е. в ее остатке после полного обезвоживания) может изменить приращения в ту или иную сторону.

На рис. 121 приведен пример исследования ИНМ-КВ с целью определения водонефтяного контакта в скв. 285 Каменоломской площади [77]. Исследуемые отложения башкирского и московского ярусов представлены в основном известняками, пористость

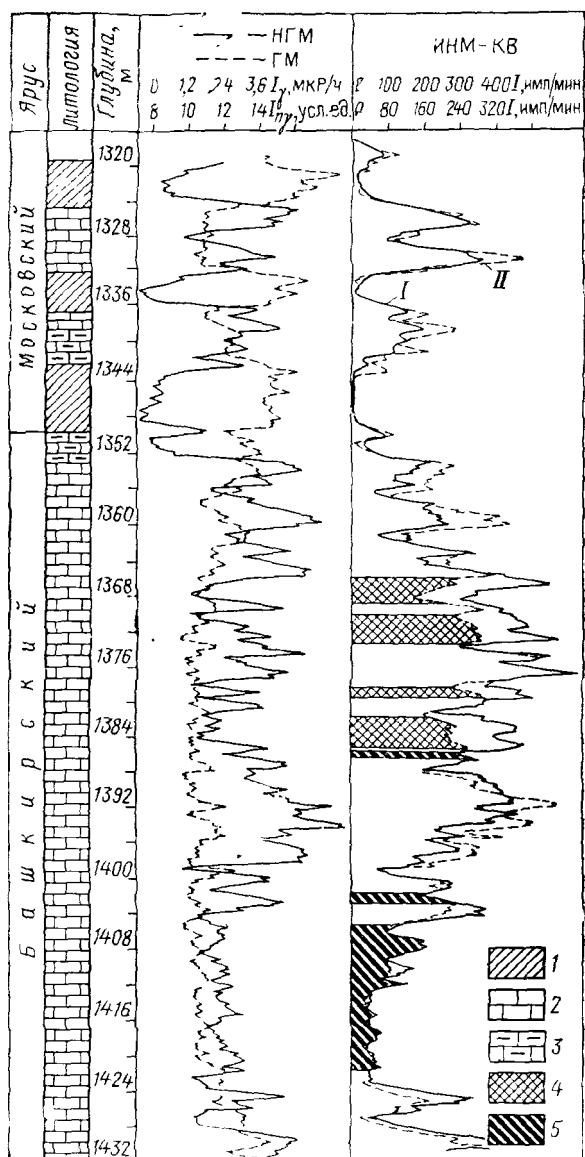


Рис. 121. Разделение нефтеносных и водоносных пластов импульсным нейтронным методом с компенсацией влияния водородосодержания.

1 — глины; 2 — известняки; 3 — глинистые известняки; участки диаграмм, соответствующие пластам: 4 — нефтеносным, 5 — водоносным и обводненным; I — $l_1 = 40$ см, $t_1 = 1000$ мкс; II — $l_2 = 70$ см, $t_2 = 600$ мкс

которых меняется от 1—2 до 25%; минерализация вод 200 г/л. Начальное положение ВНК было на глубине 1412 м, текущее положение по данным ИНМ-КВ на глубине 1386 м. Приращением показаний малого зонда относительно показаний малого зонда отмечаются нефтенасыщенные интервалы 1366—1369; 1370—1373; 1379—1380 и 1382—1386 м. Пласты на глубине ниже 1386 м выделяются совпадающими показаниями обоих зондов, что говорит об их обводненности.

Значительно более сложная задача — определение интервалов, обводняемых пресной или слабосоленой водой. Среди методов, внедренных в промышленность, в настоящее время нет таких, которые бы позволяли в обсаженных скважинах надежно разделять нефтеносные пласты и пласты, насыщенные водой, минерализация которой ниже 20—25 г/л при высокой (30%) и 50—70 г/л при низкой (10%) пористости пластов.

Однако в отложениях с высокой минерализацией пластовых вод выделить интервалы, обводняемые закачиваемой пресной водой, в принципе можно описанными выше методами, чувствительными к содержанию хлора, если проводить регулярные наблюдения в контрольных скважинах. Поскольку фронт закачиваемой воды протяженностью 200—300 м обычно осолоняется солями, вымываемыми из пород-коллекторов, при достаточно частых наблюдениях сначала по данным нейтронных методов улавливается вытеснение нефти соленой водой и лишь затем появляется пресная вода, в результате чего нейтронные характеристики пласта опять становятся близкими к свойствам нефтеносных пластов. Если момент прохождения соленого фронта не охвачен замерами, обнаружение в дальнейшем обводнения с помощью обычных методов становится, как правило, невозможным.

В настоящее время проходит опробование ряд новых методов и методик, позволяющих в принципе различать нефтеносные и водоносные пласты с пресной водой. Рассмотрим некоторые из них.

1. Способ закачки в пласт меченых жидкостей, избирательно проникающих в пласт. Из-за существенного различия фазовых проницаемостей воды и нефти в нефтеносном и водоносных пластах закачиваемая в скважину вода легче поглощается водоносными и обводненными пластами, а не нефтеносными. Наоборот, нефть лучше проникает в нефтеносную часть пласта. Если в перфорированную скважину закачивать нефть (воду), меченую радиоактивными веществами, то она, проникая в нефтеносную (водоносную) часть пласта, повышает ее радиоактивность. Путем проведения (дважды) замеров ГМ до и после закачки меченой жидкости можно легко обнаружить нефтеносную и водоносную части пласта. Для снижения радиоационной опасности закачиваемую жидкость можно метить веществами с высоким сечением поглощения нейтронов (бор, кадмий, иногда хлор) и вместо ГМ использовать ИНМ.

Недостаток метода — сложность проведения, преимущество — возможность управления дифференцирующей способностью метода за счет выбора концентрации индикаторного вещества. Метод целесообразно использовать лишь в сложных случаях (например, низкопористые трещинные коллекторы), где более простые методы неэффективны.

2. Способ резкого снижения забойного давления с целью разгазирования нефти в прискважинной части пласта. При снижении давления ниже давления насыщения часть растворенного газа выделяется из нефти и образует пузырьки. Содержание водорода в единице объема породы снижается, пласт по существу становится нефтегазовым и на кривых нейтронных методов отмечается более высокими показаниями по сравнению с нефтеносными и водоносными (см. рис. 36).

3. Способ, основанный на различной скорости расформирования зоны проникновения фильтрата глинистого раствора, если бурение проводить на соленом растворе. В пластах, обводненных пресной водой, фильтрат соленого раствора, контактирующий с пресной пластовой водой, опресняется значительно быстрее, по сравнению с нефтеносными пластами, где соленая вода в зоне проникновения сохраняется гораздо дольше. Поэтому, проводя измерения ИННМ или ИНГМ через время, достаточное для опреснения зоны проникновения в обводненных пластах, можно выделить нефтеносные части пласта по обратному эффекту, т. е. по более низкому значению среднего времени жизни нейтронов по сравнению с обводненными пластами [62, 75].

Подобные исследования можно проводить и в старых скважинах, закачивая соленую воду, раствор бурь, борной кислоты и т. п. в интервал перфорации и выполняя временные исследования импульсными нейтронными методами с целью определения последовательности расформирования зоны проникновения в отдельных пластах.

Продолжительность исследований на месторождениях с поддержанием пластового давления можно сократить, если после закачки индикаторных веществ отобрать жидкость из скважины при различных режимах. Пласты, обводненные пресной водой, обычно имеют повышенное давление и отдают закачанную жидкость при меньшей депрессии. Поэтому повторные замеры ИНМ (до и после начала отбора жидкости) позволяют обнаружить обводненные интервалы по большой скорости удаления закачанной жидкости и восстановления их первоначальных свойств, наблюдавшихся до закачки индикатора. Очищение нефтеносных интервалов происходит обычно позже при более интенсивном дренировании пласта [75]. Такой способ дает возможность одновременно определять как интервалы обводнения, так и полную мощность работающих пластов.

Описанные способы трудоемки. Более прост способ введения в нефтеносные пласты пульс с радиоактивными изотопами. Носи-

телем изотопов в пуле является химическое вещество, реагирующее с водой, но не с нефтью. Нефтеносный пласт вскрывается такими мечеными пулями, приспособленными для стрельбы перфораторами ТПК-22. После этого проводят замер ГМ, который позволяет установить местонахождение таких пуль. При обводнении пласта вокруг пули носитель изотопов разрушается и размывается водой: повторный замер ГМ указывает на исчезновение

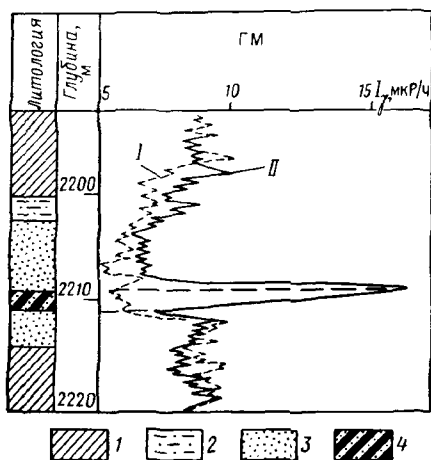


Рис. 122. Выделение обводненных интервалов по радиохимическому эффекту [66].

1 — глины; 2 — алевролиты; 3 — продуктивные песчанники; 4 — интервал обводнения; I — диаграмма, зарегистрированная во вновь пробуренной скважине; II — то же, после обводнения скважины в процессе эксплуатации

или сильное снижение аномалии, обусловленной активной пулей [3].

На ряде нефтяных месторождений Татарии, Западной Сибири, Мангышлака и других районов установлена возможность определения обводненных пластов путем повторных замеров ГМ. Обводняющиеся интервалы отмечаются повышением гамма-активности обводненных пластов по сравнению с их активностью до обводнения (рис. 122).

Природа этого радиохимического эффекта, рассмотренная в работах Ф. А. Алексеева, М. Х. Хуснуллина и других, заключается в следующем. Интенсивное движение вод в процессе разработки залежей способствует переходу в пластовую воду изотопов радия, накапливающихся в нефти, твердом скелете и связанной воде за счет распада содержащихся в породе и нефти урана и тория. В результате концентрация радия в переднем фронте воды, вытесняющей нефть, может до 100 раз превышать его обычные концентрации. При прохождении вод мимо цементного кольца в неперфорированных или прохождении через перфорационные отверстия в перфорированных пластах происходит сорбция цементном избытков радия. Сорбции особенно способствует повышение сульфатности закачиваемых, а иногда и погребенных вод, приводящее к осаждению радиобарита и радиокальцита в виде мельчайших кристалликов, легко переносимых движущейся водой. Эти кристаллики легко сорбируются на цементном кольце [75, 81].

Помехами в использовании этого метода являются заколонные перетоки, вызывающие повышение радиоактивности в нефтеносных интервалах и ложные аномалии за счет сорбции радия в конструктивных элементах. Наконец, по недостаточно изученным причинам радиохимические эффекты наблюдаются не на всех месторождениях и даже не во всех обводняющихся скважинах и пластах одной и той же залежи. Однако при наличии условий для образования эффекта и отсутствии помех этот метод является весьма простым и эффективным способом контроля обводнения залежей независимо от минерализации пластовых вод.

Перспективен для разделения нефтеносных и водоносных пластов в обсаженных трубами скважинах независимо от минерализации вод акустический метод. Нефтеносные водоносные пласты несколько различаются по скорости распространения и довольно сильно по затуханию упругих колебаний. Мешающее влияние крепления скважины зависит от отношения толщины колонны и цементного кольца к длине волны акустических колебаний. Это влияние оказывается малым при использовании волн с относительно большей длиной волны (низкой частотой). Поэтому для исследования пород в обсаженных скважинах, в частности для определения контактов, применяют аппаратуру с источником, излучающим колебания с более низкой частотой излучения: менее 10 кгц при хорошем и менее 4 кгц при плохом цементатже [37]. Увеличивают также мощность излучателей.

Для повышения эффективности разделения продуктивных и водоносных пластов необходим совместный анализ кривых затухания продольных и поперечных волн (см. рис. 28). Опробование на Ромашкинском месторождении показало перспективность применения для выделения обводненных неглинистых коллекторов волнового диэлектрического метода. Диэлектрическая проводимость обводненных пластов при прочих равных условиях в 2—3 раза выше диэлектрической проводимости нефтеносных пластов.

Для разделения нефтеносных пластов и пластов, насыщенных пресной водой, разрабатывается также специальная модификация импульсного нейтронного метода — метод регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов (Н. В. Попов, Ю. С. Шимелевич).

Имеется возможность разделения работающих нефтеносных и водоносных частей пласта по различию дроссельного эффекта в них (Я. Н. Басин и др.). Этот фактор обуславливает различие температур нефтеносной и водоносной частей на $0,015—0,04^{\circ}\text{C}$ на каждую атмосферу депрессии на пласт. Однако использование этого эффекта требует высокой точности замеров температуры и возможно лишь в нижней части пласта, где влияние калориметрического эффекта, возникающего из-за смещения жидкостей разных интервалов, не максимизирует дроссельного эффекта.

Определение газонефтяного и газоводяного контактов, выпол-

няемое почти исключительно нейтронными методами, основано на меньшем содержании водорода в газе по сравнению с водой и нефтью. Благодаря этому при равной пористости газонасыщенный пласт на диаграммах всех нейтронных методов отмечается повышенными показаниями по сравнению с аналогичными по другим свойствам нефтеносным или водоносным пластами (рис. 123). Однако повышенными показаниями на диаграммах нейтронных методов отмечаются также и низкопористые (плотные) породы.

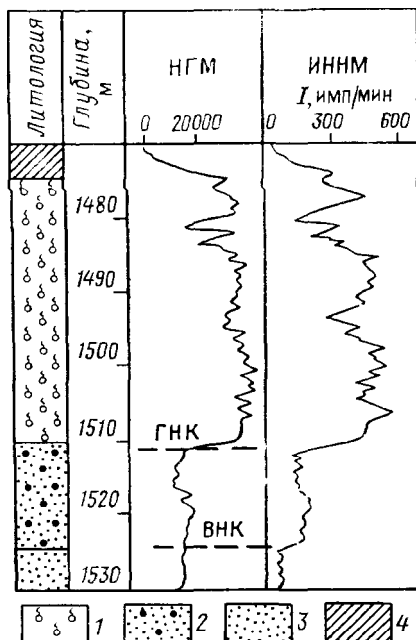


Рис. 123. Определение газонефтяного и водонефтяного контактов нейтронными методами.

Песчаники: 1 — газонасыщенные, 2 — нефтеносные, 3 — водоносные; 4 — глины

газонасыщенных интервалов и определении газожидкостного контакта. При дальнейшем контроле разработки месторождения перемещение контакта или прорыв вод выше контакта легко определяются путем сопоставления диаграмм нейтронного метода с диаграммами для более ранних замеров. Если в результате подбора масштабов две диаграммы совмещены против всех пластов явно непродуктивной части разреза, то пласты, обводнившиеся между двумя замерами, будут отмечаться понижением показаний последующего замера по сравнению с первым замером.

Величина аномалии против газонасыщенных пластов уменьшается и определение газожидкостного контакта становится более трудным

Чтобы отличить их от более пористых газонасыщенных коллекторов, можно использовать данные других методов, зависящих от пористости (ГГМ-П или АМ). При отсутствии таких данных более надежно выделить высокопористые газонасыщенные коллекторы можно иногда путем проведения замеров двумя зондами НГМ различной длины (С. П. Омесь). Если выбрать масштаб записи двух диаграмм так, чтобы они хорошо совмещались против различных пластов в явно непродуктивной части разреза, то против газонасыщенных пластов (вследствие их пониженной плотности по сравнению с низкопористыми породами той же влажности) будут наблюдаться приращения, т. е. показания большого зонда НГМ будут выше показаний малого зонда.

Затруднения в разделении плотных и высокопористых газонасыщенных пластов возникают лишь при первоначальном выделении

по мере уменьшения пористости и газонасыщенности пласта, а также с увеличением его глинистости и пластового давления. При высоких пластовых давлениях плотность газа приближается к плотности нефти и различие в водородосодержании газоносных и нефтеносных пластов сглаживается. В таких случаях получения газонефтяного контакта по данным однократных замеров может оказаться невозможным, а газовой контакт определяется лишь в тех же благоприятных условиях, где устанавливается водонефтяной контакт (однородный пласт, высокая минерализация пластовых вод). В этом случае газовой как и водонефтяной контакт может быть определен с применением либо ИНМ, либо комплекса НГМ-НМ-Т.

При исследовании неоднородных по пористости пород целесообразно применять ИНМ-КВ, если пластовое давление превышает $200\text{—}300\text{ кгс/см}^2$ в высокопористых (30%) и $350\text{—}400\text{ кгс/см}^2$ в относительно низкопористых (10—15%) коллекторах. В этих условиях газоносные пласты будут выделяться так же, как и нефтеносные, хотя и по меньшим приращениям показаний двух зондов, по сравнению с нефтеносными, имеющими близкие коллекторские свойства (пористость, водонасыщение). Приращения уменьшаются с уменьшением давления; при снижении давления ниже приведенных выше величин, определить их трудно.

Для установления ГВК, ГНК и отделения продуктивных пластов от водоносных перспективны модификации акустического и диэлектрического методов, рассмотренные выше.

Для решения указанных задач, по-видимому, могут быть применены и некоторые другие способы, используемые на нефтяных месторождениях, например способ радиоактивных пуль, способы основанные на различной скорости опреснения или осолонения зоны проникновения в водоносных и газоносных пластах или различной скорости удаления жидкости из зоны проникновения при введении скважины в работу. Однако большинство этих методов пока не проло опробования.

В благоприятных условиях (относительно чистые коллекторы, хорошее техническое состояние скважины и т. п.) использование нейтронных методов дает возможность не только определять контакты и выделять обводненные пропласты, но и количественно оценивать коэффициенты газонасыщенности (любым нейтронным методом) и нефтенасыщенности (ИНМ или ИНГМ в районах с высокой минерализацией пластовых вод) (см. гл. III). Эти данные применяют не только для уточнения текущих запасов и оценки коэффициента извлечения нефти и газа из недр. Обнаружение небольших снижений коэффициентов газонефтенасыщения позволяет предсказать скорое обводнение пласта в скважине и принять необходимые меры по регулированию отбора или проведению ремонтно-изоляционных работ в скважине.

Из-за малого размера зоны исследования ядерными методами установление газожидкостных и водонефтяных контактов тем

более количественная оценка коэффициентов газо- и нефтенасыщения возможно лишь в скважинах, где закончилось расформирование зоны проникновения против исследуемых пластов. Для этого исследуют неперфорированные интервалы через достаточно большое время после крепления скважины, колеблющееся от нескольких дней для высокопроницаемых однородных коллекторов до многих месяцев или даже лет для пластов с низкими коллекторскими свойствами.

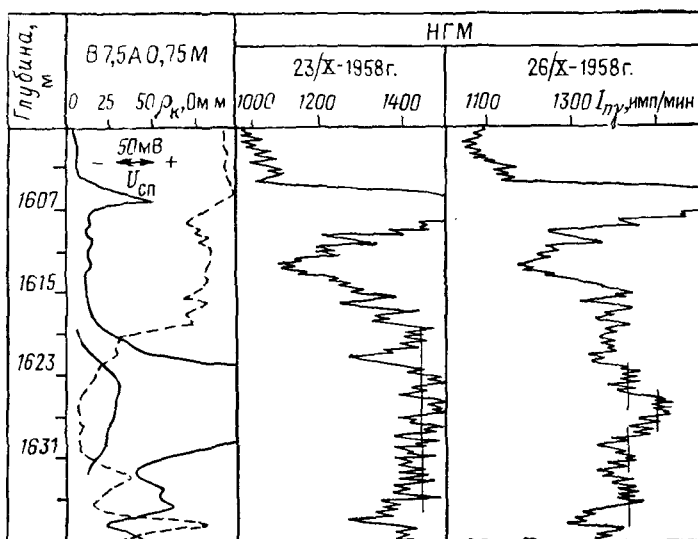


Рис. 124. Выделение обводненного интервала (1625—1629 м) путем сопоставления диаграмм НГМ, зарегистрированных в скважине, задавленной водой (23/X-1958 г.) и после возбуждения ее компрессором (26/X-1958 г.) (по И. Л. Дворкину и др.).

Условия неперфорированных скважин, достаточно долго простоявших после ее крепления, наиболее благоприятны для прослеживания за изменением контактов, обводнением отдельных прослоев и определения коэффициентов газо- и нефтенасыщения. Поэтому на крупных месторождениях следует бурить специальные наблюдательные скважины, в которых обсадную колонну оставлять неперфорированной. Если месторождение многопластовое и имеется несколько объектов эксплуатации с отдельной сеткой эксплуатационных скважин, скважины, эксплуатирующие одну из залежей, могут служить наблюдательными для контроля за пластами, которые в данной скважине не перфорированы.

При исследовании перфорированных интервалов определить контакты трудно из-за возможного проникновения жидкости из ствола скважины в пласт.

Наиболее радикальное исключение (или уменьшение) таких помех при исследовании перфорированных пластов достигается

проведением измерений в процессе работы скважины приборами, спускаемыми внутрь насосно-компрессорных труб или в пространство между эксплуатационной и насосно-компрессорными колоннами.

Надежность разделения продуктивных и обводненных зон повышается, если диаграмму, полученную в работающей скважине, сравнивать с диаграммой, зарегистрированной в той же скважине, но задавленной.

На рис. 124 изображены диаграммы нейтронного гамма-метода, зарегистрированные в работающей и задавленной скважинах. Сравнение двух диаграмм позволяет выявить относительное понижение показаний в интервалах 1618—1625,5 м и 1630—1636,5 м, обусловленное вытеснением нефтью соленой воды из зоны проникновения. Обводненная часть пласта (1625,5—1629 м) выделяется относительно повышенными показаниями.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ И ГАЗА В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И ИХ ПОГЛОЩЕНИЯ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Для уточнения положения, мощности и вертикальной неоднородности коллекторов, определения эффективности перфорации, установления коэффициента продуктивности отдельных прослоев, а также для контроля мероприятий по интенсификации пластов, в разрезе эксплуатационной скважины необходимо выделить интервалы, отдающие жидкость или газ, оценить их объем (дебит) для каждого пласта. В нагнетательных скважинах следует выделить интервалы, принимающие жидкость, и определить объем жидкости, поглощаемой каждым из интервалов.

В результате исследований получают график изменения суммарного (для всех пластов, залегающих ниже заданной глубины) или поинтервального (на единицу мощности) дебита по глубине скважины.

Для построения таких графиков, называемых профилями притока (поглощения), в основном используют результаты измерения скорости движения жидкости дебитомерами и расходомерами.

Дебитомеры и расходомеры по принципу действия бывают турбинными (вертушечными) и термоэлектрическими.

Наиболее точные данные о дебите получают при точечных измерениях турбинными дебитомерами с абсолютным пакером. Непрерывные измерения беспакерными дебитомерами обеспечивают большую детальность исследований, но количественные определения при этом менее точны.

Полученная непосредственно в результате измерений кривая, показывающая количество (долю) жидкости, проходящей через сечение скважины на различных глубинах, называется интегральной дебитограммой (рис. 125, а). Она показывает суммарный

дебит всех пластов, расположенных ниже данной глубины. В интервалах притока на такой дебитограмме наблюдается рост показаний, а в интервалах поглощения — их уменьшение. Приращение показаний в определенном интервале пропорционально количеству жидкости, отдаваемой (поглощаемой) этим интервалом. Так, на рис. 125, а притоки жидкости наблюдаются в четырех

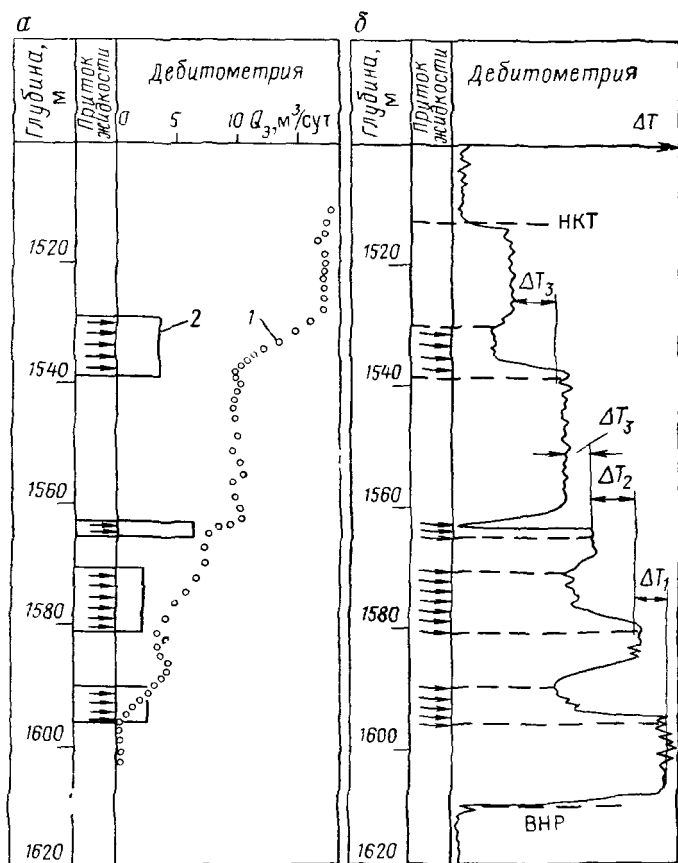


Рис. 125. Примеры дебитограмм, зарегистрированных турбинным (а) и термоэлектрическим (б) дебитометрами.

1 — интегральная дебитограмма; 2 — дифференциальная зависимость; НКТ — башмак насосно-компрессорных труб, ВНР — водонефтяной раздел

интервалах, причем наибольшая часть притока ($7 \text{ м}^3/\text{сут}$ или около 40%) отдается верхним интервалом (1529—1539 м).

Далее по интегральной дебитограмме строят дифференциальную зависимость (рис. 125, а), показывающую интенсивность притока (поглощения) на единицу мощности пласта.

На рис. 126 показан пример дебитограмм, зарегистрированных при непрерывном движении беспакерного дебитометра в одной

из скважин газового месторождения Газли. Регистрация кривых числа оборотов турбинки f осуществлена при нескольких значениях забойного давления (депрессии на пласт) и соответственно общего дебита скважины.

Нижняя часть исследованного разреза (интервал 680—700 м и частично 660—680 м) отдает газ при всех режимах работы скважины, в том числе в закрытой скважине. В последнем случае весь отдаваемый им газ поглощается интервалом 638—648 м, который очевидно сильно дренирован и имеет более низкое пластовое давление по сравнению с нижними частями разреза. Поглощение газа этим интервалом наблюдается и при общем дебите скважины 100 тыс. м³/сут и лишь при дальнейшем снижении забойного давления (при повышении дебита скважины до 550 тыс. м³/сут) он вовлекается в работу и начинает отдавать газ.

Дебитограммы, полученные термодебитомерами, имеют более сложную форму (рис. 125, б). Количественно дебит определяют по разнице ΔT между показаниями ниже и выше интервала (после прохождения указанного выше переходного участка непосредственно после минимума). Переход от ΔT к величине дебита осуществляют по градуировочной кривой.

Чувствительность показаний к характеру флюида затрудняет количественную интерпретацию термодебитограмм, если в скважине движется многофазная смесь, и часто дебитограммы позволяют лишь качественно выделять интервалы притока без количественного определения их дебитов. Но в комплексе с дебитограммами, полученными механическими дебитомерами, зависимость показаний от состава флюида часто позволяет судить о его составе и может рассматриваться даже как преимущество термодебитомеров. В зависимости от конкретных условий термоэлектрические дебитограммы могут иметь различную форму. Для облегчения их обработки они разделяются на четыре группы (рис. 127 и табл. 16) [34]. Эти группы различаются значениями

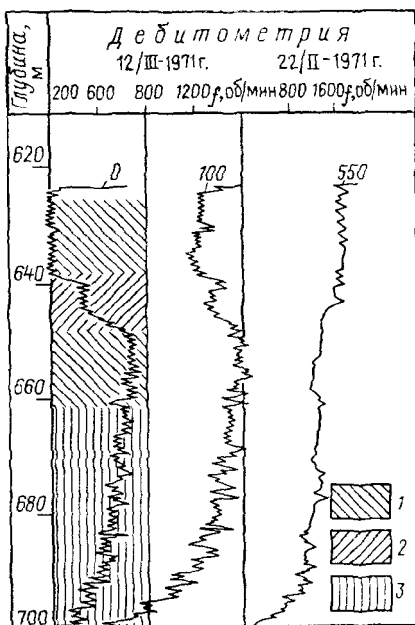


Рис. 126. Примеры дебитограмм, зарегистрированных при непрерывном движении беспакерного дебитомера.

Участки дебитограмм, соответствующие интервалам: 1 — неработающим, 2 — поглощающим, 3 — отдающим газ; цифры у дебитограмм показывают общий дебит скважины (в тыс. м³/сут)

сигнала ΔT_i в четырех точках отдающего интервала: несколько ниже подошвы работающего интервала ΔT_1 , против его подошвы ΔT_2 , против кровли ΔT_3 и, наконец, над интервалом ΔT_4 .

Скорость движения жидкости и газа в скважине можно установить введя в поток некоторый индикатор метку и измерив время прохождения им определенного расстояния. В качестве индикатора используют радиоактивные изотопы, вещества с высоким

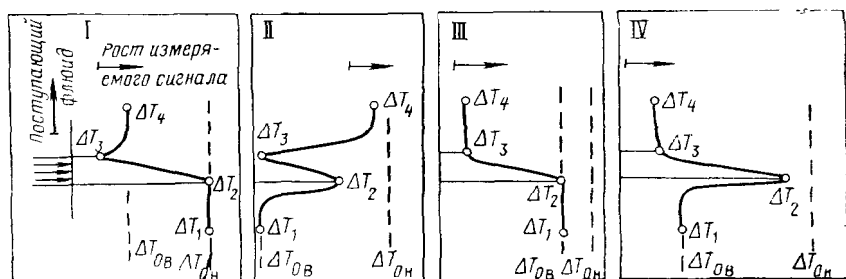


Рис. 127. Типичные формы термодобитограмм.

I—IV — номера группы диаграмм по табл. 16

сечением поглощения нейтронов, вещества с другой электропроводностью, а также порцию любого вещества, какое-либо свойство которого (легко оцениваемое геофизическим методом) отличается от соответствующего свойства жидкости (газа) в скважине.

В нагнетательных скважинах в качестве метки удобно применять воду с другой минерализацией и проследивать границу раздела резистивиметром; применять порцию нефти и контролировать ее движение с помощью резистивиметра, влагомера или плотностномера.

Чаще других практикуется применение радиоактивных изотопов. При небольшой скорости движения жидкости индикатор может быть введен в поток один раз. В дальнейшем изменение его положения во времени определяется с помощью повторных замеров с обычной аппаратурой ГМ.

Для определения больших скоростей жидкости используют инжекторы. Частным случаем метода индикаторов является метод наведенной активности кислорода, при котором жидкость метят путем облучения ее генератором нейтронов и активации кислорода по реакции¹⁶ $O(n, p)^{16}N$. Скорость движения потока определяют не только по времени прохождения активированной жидкости, но также по интенсивности ее активации, поскольку она, кроме других причин, зависит и от скорости движения потока [75].

При исследовании нагнетательных скважин интервалы поглощения жидкости могут быть установлены также в результате

ТАБЛИЦА 16. КЛАССИФИКАЦИЯ ФОРМ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДЕБИТОГРАММ (ПО И. Г. ЖУВАГИНУ, С. Г. КОМАРОВУ, В. В. ЧЕРНОМУ [34])

Номер группы (см. рис. 127)	Соотношение показаний в характерных точках дебитограммы	Условия, при которых встречается данная форма
<i>I</i>	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_3$ $\Delta T_4 < \Delta T_2$	Значительный приток нефти или нефти с водой (более 20 м³/сут). Среда однородная, эмульсия устойчивая. С ростом дебита разность $\Delta T_{\text{он}} - \Delta T_4$ увеличивается
<i>II</i>	$\Delta T_1 < \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 > \Delta T_2$	Значительные притоки нефти. Если $\Delta T_1 \approx \Delta T_{\text{ов}}$, то водонефтяной раздел расположен ниже работающего пласта. С ростом дебита разность $\Delta T_{\text{он}} - \Delta T_4$ увеличивается
<i>III</i>	$\Delta T_1 \approx \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \approx \Delta T_3$	Слабые и средние притоки нефти воды, нефти с водой. Интервал притока находится под уровнем застойной воды. Аналогично отмечаются поглощающие интервалы
<i>IV</i>	$\Delta T_1 < \Delta T_2$ $\Delta T_3 < \Delta T_2$ $\Delta T_4 \approx \Delta T_3 \approx \Delta T_1$	Слабые притоки нефти при большом дебите. Интервал располагается под уровнем водонефтяного раздела

Примечание. $T_{\text{он}}$ и $T_{\text{ов}}$ — значения ΔT в неподвижной (относительно прибора) нефти и воде.

сравнения контрольных диаграмм ГМ, полученных до добавления в жидкость радиоактивного вещества, с диаграммой, зарегистрированной после полного ухода меченой жидкости в пласт. Интервал поглощения меченой жидкости отмечается превышением показаний при втором замере над показаниями при первом замере [75].

Эффективным методом выделения работающих пластов в газовых скважинах (с большой депрессией на пласты), является термометрия. Она особенно надежно позволяет выделять нижние газоотдающие интервалы, если даже их дебит весьма мал.

Расширение газа при поступлении из пласта в скважину обычно сопровождается его охлаждением (эффект Джоуля — Томсона). В результате против газоотдающих интервалов наблюдается температурная аномалия. Степень охлаждения газа ΔT при поступлении его в скважину

$$\Delta T = -\varepsilon \Delta p,$$

(VII.2)

где Δp — депрессия на пласт; ϵ — коэффициент, равный $0,15-0,4^\circ \text{C}$ на 1 кгс/см^2 .

Величина ϵ уменьшается с ростом температуры и несколько зависит от пластового давления [84].

Температурная аномалия против газоотдающих интервалов (за исключением самого нижнего) меньше аномалии ΔT , что обусловлено смещением газа, поступающего из данного интервала, с газом, идущим снизу и успевающим частично согреться за счет теплообмена со стенками скважины.

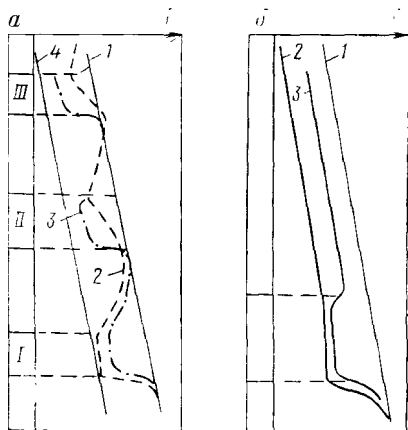


Рис. 128. Схематические термограммы в работающих эксплуатационной газовой (а) и нагнетательной (б) скважинах.

1 — линия неискаженной скважинной температуры горных пород (геотермограмма); термограммы: 2 — в процессе работы скважины, 3 — в остановленной скважине; 4 — линия температуры охлажденного газа, поступающего из пластов

Схематическая кривая изменения температуры в стволе скважины с тремя газоотдающими интервалами показана на рис. 128, а. На этом рисунке отмечено также изменение с глубиной неискаженной температуры горных пород до начала эксплуатации скважины. Кривая 4 сдвинута относительно кривой 1 на величину ΔT (на рис. 128, а предполагается, что эта величина, а следовательно, и депрессия для всех пластов одна и та же). Кривая 4 против работающих пластов показывает температуру газа, поступающего из пласта в скважину. Характер кривой 2, показывающей изменение температуры газа по стволу работающей скважины, может быть объяснен следующим образом.

Против подошвы самого нижнего работающего пласта температура газа в стволе скважины совпадает с температурой газа, поступающего из пласта (кривые 2 и 4 здесь совпадают). Ниже этой точки температура приближается к температуре горных пород; выше наблюдается небольшое уменьшение температуры за счет смещения газа с более холодным газом, поступающим из верхней части пласта. Выше нижнего работающего пласта газ нагревается в результате теплообмена с более теплыми стенками скважины. Чем выше дебит нижнего пласта, тем медленнее происходит этот нагрев.

В интервале второго работающего пласта температура уменьшается из-за смещения идущего снизу газа с газом, поступающим из второго пласта. Чем больше отношение дебитов второго и нижнего пластов, тем больше снижение температуры против второго пласта.

Аналогичная картина наблюдается против третьего пласта. Снижение температуры здесь зависит от отношения его дебита к суммарному дебиту нижезалегающих пластов. Для каждого k -го газоотдающего интервала, кроме самого нижнего ($i = 1$), справедливо соотношение

$$\frac{Q_k}{\sum_{i=1}^{k-1} Q_i} = \frac{T_{п\ k} - T_{кр\ k}}{T_{кр\ k} - (T_k + \Delta T_k)}, \quad (\text{VII.3})$$

где Q_i — дебит i -го интервала; $T_{п\ k}$ и $T_{кр\ k}$ — температура газа против подошвы и кровли k -го пласта; T_k — температура того же пласта, не нарушенная газоотдачей; ΔT_k — эффект Джоуля — Томсона для k -го пласта.

Число таких уравнений (совместно с соотношением для баланса)

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (\text{VII.4})$$

где Q — общий дебит скважины, определяемый на устье) равно числу интервалов n , поэтому из них при известных значениях ΔT_k легко определить дебит каждого интервала [84].

Другой способ установления дебитов интервалов, основанный на учете скорости нагрева газа над газоотдающим интервалом, рассмотрен в работе С. Д. Пирсона [65]. Однако практически точность таких определений не очень высока, поскольку депрессия на разные пласты обычно различна и бывает известна лишь приближенно.

При длительной работе скважины прискважинная часть газоотдающих пластов успевает охладиться практически до температуры поступающего газа (кривая 4 на рис. 128). После остановки скважины в течение значительного времени против этих пластов наблюдается отрицательная аномалия температуры. Это позволяет их выделять на термограмме, полученной после остановки скважины (кривая 3 на рис. 128, а). Пласты с относительно малыми дебитами при этом могут отмечаться даже четче, чем на термограмме работающей скважины.

Поглощающие пласты в нагнетательной скважине могут быть выделены по данным термических исследований в процессе ее работы или же после ее остановки.

При закачке с небольшой скоростью жидкость во время ее движения вниз нагревается. Хотя температура жидкости и меньше температуры пород, градиент ее изменения становится близким к естественному градиенту горных пород. Поскольку поглощающий пласт уже охлажден предыдущими порциями воды, жидкость при движении мимо этого пласта не меняет своей температуры и поглощающий пласт выделяется практически постоянной температурой (рис. 128, б). Ниже подошвы нижнего поглощающего пласта температура в скважине быстро растет до температуры пород.

После остановки скважины температура в стволе скважины увеличивается за счет тепла, идущего из пластов, причем в охлажденном поглощенным флюидом пласте этот рост значительно отстает. В результате этого против поглощающего пласта через некоторое время образуется аномалия относительно низких (по сравнению с подстилающим и перекрывающим пластами) температур (рис. 128, б).

Существенно, что аномалия образуется непосредственно против пластов, поглотивших воду, а не против интервалов ухода воды из ствола скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ФЛЮИДА В СТОЛЕ СКВАЖИНЫ

При эксплуатации объектов большой мощности часто встречаются с избирательным обводнением отдельных прослоев. В этих случаях интервалы поступления воды могут быть часто (при отсутствии заколонной циркуляции) обнаружены по изменению состава флюида по стволу скважины. Для изучения таких изменений разработан ряд приборов: влагомеры, солемеры и плотностномыры. Интервалы обводнения этими способами устанавливают в работающих перфорированных пластах, где определить их нейтронными методами часто трудно, особенно в случае пресных вод. К оценке соотношения воды, нефти и газа в скважинном флюиде сводится решение других задач: определение нефтеводоразделов, интервалов разгазирования, мест поступления воды через дефекты в колонне и т. д.

Влагомеры позволяют определять процентное содержание воды в флюиде, заполняющем ствол скважины. Их чувствительным элементом служит проточный конденсатор, между обкладками которого при движении прибора по скважине протекает исследуемый флюид. Поскольку диэлектрическая проницаемость воды (81) гораздо больше диэлектрической проницаемости нефти (2) и газа (близко к 1), емкость конденсатора растет с ростом содержания воды в продукции скважины. Пример диаграммы, полученной с влагомером, показан на рис. 129, а (кривая II).

Искажения диаграмм влагомеров обусловлены чаще всего наличием водяного столба на забое скважины. Если обводняющийся пласт находится выше малодебитных пластов, отдающих чистую нефть с водой, против них образуется столб воды с гораздо большим процентным содержанием воды, чем в продукции, отдаваемой пластами, залегающими в этом интервале. Некоторое искажение показаний происходит также при отсутствии пакера или недоста-

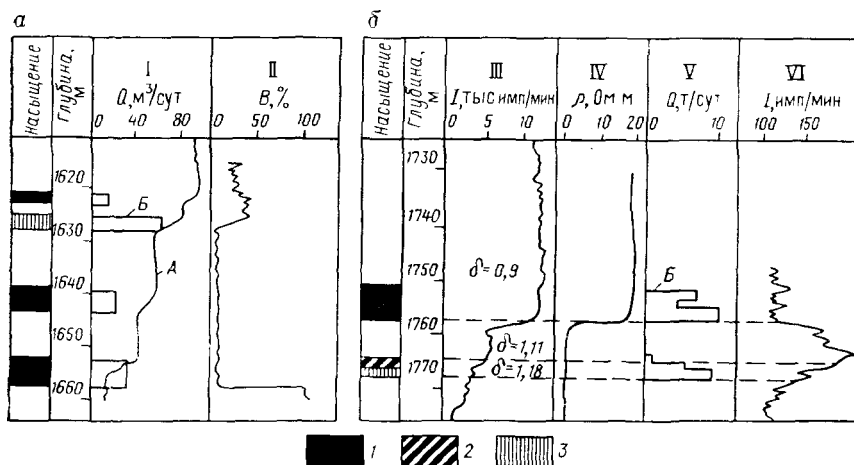


Рис. 129. Исследование эксплуатационных скважин дебитометрами в комплексе с влагомером (а) и гамма-плотностномером (б).

I, V — дебитограммы: А — интегральная, Б — дифференциальная; диаграммы: II — влагомера, III — гамма-плотностномера, IV — резистивиметра, VI — метода наведенной активности кислорода; интервалы, отдающие: 1 — нефть, 2 — нефть с водой, 3 — воду

точно полной пакеровке, поскольку жидкость, движущаяся по центру скважины, часто не совпадает по составу с жидкостью у стенки колонны.

Так как кислорода в углеводородах нефти и природного газа очень мало, по его концентрации в продукции скважин можно судить о содержании в ней воды. Количество кислорода в флюиде определяют методом активации кислорода нейтронами. Содержание кислорода в различных горных породах и цементном кольце меняется в очень узких пределах, поэтому активность образующегося при этом изотопа ^{16}N характеризуется концентрацией кислорода в скважинном флюиде, возрастая с ростом влажности флюида.

О содержании воды в нефти или газе можно судить также по их плотности. Для измерения плотности используют в основном приборы двух типов: гамма-плотностномеры ГПН, основанные на измерении интенсивности γ -излучения, рассеянного флюидом или прошедшего через заданный объем флюида, и градиент-

манометры, определяющие разность давлений в двух близких точках по оси скважины.

На дебитограмме (рис. 129, а) выделяются четыре интервала с притоком. Из них три интервала отдают нефть, а четвертый (1626—1628 м) — воду. Высокая влажность на глубине свыше 1658 м связана с накоплением воды в зумпфе. Приток чистой нефти из двух нижних интервалов надежно устанавливается по практически нулевой влажности флюида против них (в работающей скважине).

На рис. 129, б дебитограмма показывает наличие притоков жидкости в интервалах 1751—1756 и 1764—1768 м. В нижней части последнего интервала плотность флюида ($\delta = 1,18 \text{ г/см}^3$) практически совпадает с плотностью соленой пластовой воды. Эта часть разреза отдает воду, что хорошо видно также по увеличению наведенной активности кислорода на глубине 1768 м. Прикровельная часть нижнего интервала отдает воду с нефтью, что приводит к некоторому росту показаний плотностномера; на глубине 1764 м показания соответствуют плотности $1,11 \text{ г/см}^3$, промежуточной для нефти и пластовой воды.

Интервал 1751—1756 м отдает нефть, благодаря чему показания плотностномера растут до значений, соответствующих плотности $0,9 \text{ г/см}^3$, а показания метода наведенной активности резко уменьшаются. На диаграмме резистивиметра видно изменение фазового состояния флюида на глубине 1756 м. На глубине свыше 1756 м его проводимость имеет высокие значения в связи с нахождением нефти в виде изолированных капель в воде. Выше глубины 1756 м, наоборот, жидкость в скважине представляет собой нефть с каплями воды, поэтому имеет высокое сопротивление.

Очень низкие показания плотностномера на глубине свыше 1774 м ($\delta = 1,5 \text{ г/см}^3$) обусловлены наличием осадка на забое скважины.

Следует отметить, что для количественной, а иногда и качественной оценки обводнения продукции данного пласта данных плотностномера или влагомера недостаточно. В этом случае названные методы надо комплексировать с дебитометрией.

Такое комплексирование позволяет определять отдельно объемы воды Q_v и нефти Q_n , отдаваемые каждым интервалом. Пусть B_1 и B_2 — доля воды в скважинном флюиде в подошве и кровле исследуемого интервала, а Q_1 и Q_2 — суммарный дебит скважины на тех же глубинах. Пусть B — доля воды в продукции исследуемого интервала.

Тогда соотношения для балансов нефти и воды позволяют получить уравнение

$$Q_2 B_2 = Q_1 B_1 + B (Q_2 - Q_1); \quad (\text{VII.5})$$

отсюда доля воды в продукции данного интервала

$$B = \frac{Q_2 B_2 - Q_1 B_1}{Q_2 - Q_1}. \quad (\text{VII.6})$$

Объем воды, отдаваемой им,

$$Q_B = B (Q_2 - Q_1) = Q_2 B_2 - Q_1 B_1, \quad (\text{VII.7})$$

а объем нефти

$$Q_H = (1 - B) (Q_2 - Q_1) = (Q_2 - Q_1) - Q_B. \quad (\text{VII.8})$$

К сожалению, точность определения Q_1 , Q_2 , B_1 и B_2 в настоящее время недостаточно высокая, и поэтому удовлетворительно установить величины Q_B и Q_H можно лишь тогда, когда они сравнимы с дебитом Q_1 нижележащих интервалов.

ТРЕБОВАНИЯ К ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫМ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Отчет по подсчету запасов нефти и газа должен включать специальный раздел по анализу результатов геофизических исследований скважин месторождения и использованию этих данных для обоснования контактов и величин подсчетных параметров. В этом разделе должны быть представлены все материалы, обосновывающие возможность использования промыслово-геофизических методов для детального изучения геологических разрезов скважин рассматриваемого месторождения и количественного определения подсчетных параметров (эффективной мощности, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщения), глинистости и проницаемости, а также результаты установления перечисленных параметров и вероятная точность их определения.

В геофизической части отчета должны содержаться следующие сведения.

I. Краткая характеристика условий проведения геофизических исследований в скважинах. Типичные конструкции скважин. Характеристика основных физических свойств глинистого раствора (электрическое удельное сопротивление, плотность, вязкость, радиоактивность, описание химических реагентов, добавляемых в раствор и их концентраций). Данные об электрическом удельном сопротивлении и минерализации пластовых вод и характере их изменения по разрезу и площади месторождения. Геотермическая характеристика месторождения. Краткие сведения об условиях проведения исследований в скважинах.

II. Комплекс, методика и качество промыслово-геофизических исследований. Перечень геофизических методов, используемых на данном месторождении (в виде таблиц объема выполненных работ в каждой скважине). Характеристика комплекса промыслово-геофизических исследований и оценка его эффективности в отношении выделения продуктивных коллекторов и количественного определения подсчетных параметров. Краткие сведения о специальных опытных работах и новых методах в применяемом комплексе геофизических исследований скважин. Оценка качества промыслово-геофизических работ. Характеристика брака и его причины. Краткое изложение мероприятий по стандартизации и эталонированию аппаратуры электрических, ядерных, акусти-

ческих методов исследования. Объем материалов, представляемых в отчете по подсчету запасов нефти и газа.

III. Физические свойства коллекторов. Перечень важнейших корреляционных связей между геофизическими параметрами, коллекторскими свойствами и нефтегазонасыщением пород, полученных в результате экспериментальных исследований кернов в лаборатории. Обоснование правомерности использования конкретных петрофизических моделей и связей применительно к коллектору данного типа. Данные о параметрах характеризующих границы между коллектором и неколлектором, промышленно-продуктивным коллектором и непродуктивным коллектором. Результаты анализа факторов дисперсии корреляционных связей, соображения о возможности уменьшения погрешностей при определении подсчетных параметров в условиях учета этих факторов.

IV. Эффективная мощность, пористость и нефтегазонасыщенность пластов по данным промысловой геофизики.

Краткая характеристика объектов (по которым производится подсчет запасов с точки зрения промысловой геофизики) с учетом данных керна и сведений о процессе бурения.

Если в разрезе месторождения встречаются коллекторы с существенно различной структурой порового пространства, способы определения подсчетных параметров излагаются раздельно по этим объектам.

1. Эффективная мощность. Критерии выделения и промышленной оценки коллекторов по промыслово-геофизическим данным. Методика определения эффективной мощности однородных объектов и объектов (если такие имеются), характеризующихся анизотропным строением. Критерии выделения проницаемых участков среди толщи плотных карбонатных коллекторов. Типичные примеры установления эффективной мощности объектов с различной геофизической характеристикой в центральной и в приконтурной частях залежи. Методика определения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов, данные о положении контактов по площади залежи.

2. Коэффициент пористости. Характеристика способов определения коэффициента пористости. Основные корреляционные зависимости, полученные по лабораторным данным и результатам сопоставления геофизических и керновых определений. Учет влияния термобарических условий. Оценка (с учетом данных керна и гидродинамических исследований) характеристики порового пространства соответственно порам различного типа и размера для коллекторов, содержащих поры различного типа.

3. Коэффициент нефтегазонасыщения. Характеристика способов определения коэффициентов нефтегазонасыщения по данным метода сопротивления. Оценка надежности установления электрического удельного сопротивления объектов

ТАБЛИЦА 17. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Породы	Коллектор	Глинистый раствор		Минерализованная вода		Инвертный раствор (ИБР)	
		Пористость	Нефтегазонасыщение	Пористость	Нефтегазонасыщение	Пористость	Нефтегазонасыщение
Терригенные	Межзерновой Чистый, слабоглинистый	$k_p \approx k_{по} = k_{пмз}$: 1) ГГМ; 2) АМ; 3) МБК; 4) НМ + ГМ; 5) БЭЗ ($\rho_{зп}$)	$k_{нг} = k_n + k_r$ $k_{нг}$: 1) ИМ + БК; 2) БЭЗ ³ k_r : ИНМ, НМ (в обсаженной скважине) $k_n = k_{нг} - k_r$ $k_{нг}$: 1) ИМ + БК; 2) БЭЗ; 3) ИНМ $k_{пг} = k_r$: 1) ИМ + БК; 2) БЭЗ; 3) НМ, ИНМ (в обсаженной трубами скважине)	Те же методы, что при глинистом растворе, за исключением методов, предусматривающих учет глинистости по СП или непосредственное использование СП	Те же методы, что и при глинистом растворе. Если проникновение очень глубокое, ИМ, БЭЗ использовать нельзя. Значения $k_{нг}$, k_n , k_r определяются в этом случае в обсаженной трубами скважине по данным: 1) ИНМ или НМ; 2) ИМ (при креплении интервала исследования неметаллическими трубами)	Те же методы, что при глинистом растворе, за исключением: 1) МБК; 2) БЭЗ ($\rho_{зп}$); 3) всех методов, включающих СП	$k_{пг}$: 1) ИМ; 2) ДМ k_n : 1) ИМ; 2) ДМ; 3) ИНМ k_r : НМ, ИНМ Для коллекторов с рассеянной и слоистой глинистостью $k_{пг}$, k_n : 1) ИМ, 2) ДМ; 3) ИНМ. Учет глинистости по ГМ k_r : НМ, ИНМ при учете глинистости по ГМ
	Глинистый (глинистость рассеянная)	$k_p = k_{по} = k_{пмз}$: 1) ГГМ + НМ + АМ; 2) ГГМ + НМ; 3) АМ + СП; 4) МБК + СП; 5) НМ + ГМ или НМ + СП; 6) БЭЗ ($\rho_{зп}$) + СП; 7) СП	Методы те же, что для чистых коллекторов; учет глинистости: 1) по СП; 2) по ГМ				
	Глинистый (глинистость слоистая)	$k_p \approx k_{по} = k_{пмз}$: 1) ГГМ + НМ + АМ; 2) ГГМ + НМ; 3) АМ + СП; 4) НМ + ГМ или НМ + СП; 5) СП ⁵	$k_{пг}$, k_n , k_r прословов коллектора или $k_{нг}$, k_n , k_r пакки определяются способом анизотропии				
	Трещинный	k_p : 1) ГГМ + НМ + АМ; 2) ГГМ + НМ $k_{пг}$: БК или ИНМ методом двух растворов	Геофизическими методами не определяется	k_p : те же методы, что при глинистом растворе $k_{пг}$: 1) БК с учетом k_p ; 2) БК. ИНМ методом двух растворов	Геофизическими методами не определяется	k_p : те же методы, что при глинистом растворе, кроме БК $k_{пг}$: методом двух растворов в скважине-дублере с глинистым раствором	Геофизическими методами не определяется
	Межзерновой	Те же методы, что для чистых и слабоглинистых межзерновых терригенных, за исключением МБК и БЭЗ ($\rho_{зп}$) при $k_p < 15\%$	Те же методы, что для чистых и слабоглинистых межзерновых терригенных в высокоомном разрезе за исключением ИМ	Те же методы, что при глинистом растворе, за исключением методов, предусматривающих учет глинистости по СП	Те же методы, что при глинистом растворе, за исключением случаев очень глубокого проникновения, когда рекомендуется определять $k_{нг}$, k_n , k_r в обсаженной скважине по данным ИНМ, НМ или ИМ (неметаллическое крепление)	Те же методы, что и при глинистом растворе, кроме МБК и БЭЗ ($\rho_{зп}$) в случае любой пористости коллектора, и тех методов, в которых используется СП для корректировки за глинистость	Те же методы, что для чистых и слабоглинистых межзерновых коллекторов при непроницаемом растворе

Породы	Коллектор	Глинистый раствор		Минерализованная вода		Инвертный раствор (ИБР)	
		Пористость	Нефтегазонасыщение	Пористость	Нефтегазонасыщение	Пористость	Нефтегазонасыщение
Карбонатные	Кавернозно-трещинный	$k_{п}$: 1) НМ + ГГМ; 2) ГГМ; 3) НГМ $k_{п мз}$: 1) БКЗ; 2) БК; 3) АМ $k_{пт}$: 1) расчет по известным $k_{п}$ и $k_{п мз}$; 2) ИНМ методом двух растворов; 3) ЯМР $k_{пт}$: БК методом двух растворов	$k_{нг}, k_n, k_r$: БЭЗ или БК (при $\rho_{эп} \leq \rho_n$) при наличии соответствующих связей $P_n = f(k_n)$ для данного коллектора k_r : НМ, ИНМ в обсаженной трубами скважине	Те же методы, что при глинистом растворе, за исключением определения $k_{п мз}$ по БЭЗ, БК; определение $k_{пт}$ по однократному замеру БК с учетом $k_{п}$	$k_{нг}, k_n, k_r$: те же методы, что при глинистом растворе, исключая случаи очень глубокого проникновения k_r : НМ, ИНМ в обсаженной скважине	Те же методы, что при глинистом растворе, кроме БЭЗ, БК для определения $k_{п мз}$ $k_{пт}$ — методом двух растворов с БК в скважине-дублере	$k_{нг}, k_n, k_r$: ИМ, ДМ при наличии соответствующих связей для данного коллектора $k_{нг}, k_n$: ИНМ k_r : НМ, ИНМ
	Трещинный	Те же методы, что и для трещинных терригенных	Геофизическими методами не определяется	Те же методы, что для трещинных терригенных	Геофизическими методами не определяется	Те же методы, что для трещинного терригенного коллектора при непроницаемом растворе	Геофизическими методами не определяется
Вулканогенные	Межзернов-ой ⁹	$k_{п}k_{п мз}$: 1) ГГМ + АМ; 2) ГГМ; 3) АМ	Те же методы, что для межзерновых терригенных с рассеянной глинистостью; глинистость с известными ограничениями учитывается только по СП	Те же методы, что при глинистом растворе для данного типа коллектора	Те же методы, что для межзерновых терригенных с рассеянной глинистостью при минерализованном растворе; данные ГМ не используются	Те же методы, что и при проводящих растворах для данного типа коллектора, кроме методов сопротивления	Те же методы, что для межзерновых терригенных с рассеянной глинистостью при непроницаемом растворе; данные ГМ не используются
	Трещинный	$k_{п}$: те же методы, что для межзерновых вулканогенных. $k_{пт}$: БК, ИМ, ИНМ методом двух растворов	Геофизическими методами не определяется	Те же методы, что для трещинных и карбонатных коллекторов при данном растворе	Геофизическими методами не определяется	Те же методы, что для трещинных терригенных коллекторов при непроницаемом растворе	Геофизическими методами не определяется

Примечания 1. Рекомендуются методы для определения подсчетных параметров в открытом стволе. Случаи использования результатов исследований обсаженных труб.
2. Методы, комплексы методов определения того или иного параметра пере...
3. При определении значений $k_{нг}, k_n, k_r$ по данным методов сопротивлений величина $k_{п}$, установленной одним из рекомендуемых способов для данного типа...
4. Исследования в обсаженной трубой скважине выполняются многократно.
5. В полимиктовых терригенных коллекторах брать данные ГМ для учета объекта получена удовлетворительная корреляция между показаниями ГМ и гли...
6. Предполагается, что межзерновые карбонатные коллекторы являются чистыми.
7. Предполагается, что глинистый раствор является пресным ($\rho_{ф} > \rho_n$), а тем близок к ρ_n .
8. В зависимости от обстоятельств в качестве нейтронного метода применяют...
9. Вулканогенные коллекторы мало изучены, поэтому рекомендации для них породах, межзерновой тип можно рассматривать и как кавернозно-межзерновой,

метров на основе анализа результатов геофизических исследований, выполненных трубами скважин каждый раз оговариваются, числятся в последовательности, отражающей предпочтительность их применения, (БЭЗ, ИМ, БК) используются расчетные значения $\rho_{эп}$, получаемые на основе коллектора.

до полного расформирования зоны проникновения. глинистости рекомендуется лишь при условии, что для изучаемого геологического нистостью. или содержат незначительное (до 5%) количество нерастворимого остатка. ническая вода, используемая в качестве промывочной жидкости, минерализованной

НГМ или другие модификации стационарных нейтронных методов — НМТ-т и т. д. носят характер предварительных. Учитывая особенности геометрии пустот в этих а трещинный иногда как кавернозно-трещинный.

подсчета. Зависимости параметра насыщения от коэффициента водонасыщения, используемые при подсчете. Результаты определения коэффициента нефтегазонасыщения для однородных и неоднородных продуктивных пластов. Влияние рассеянной и слоистой глинистости, гидрофобности коллектора на величину коэффициента нефтегазонасыщения и способы учета этих влияний (табл. 17).

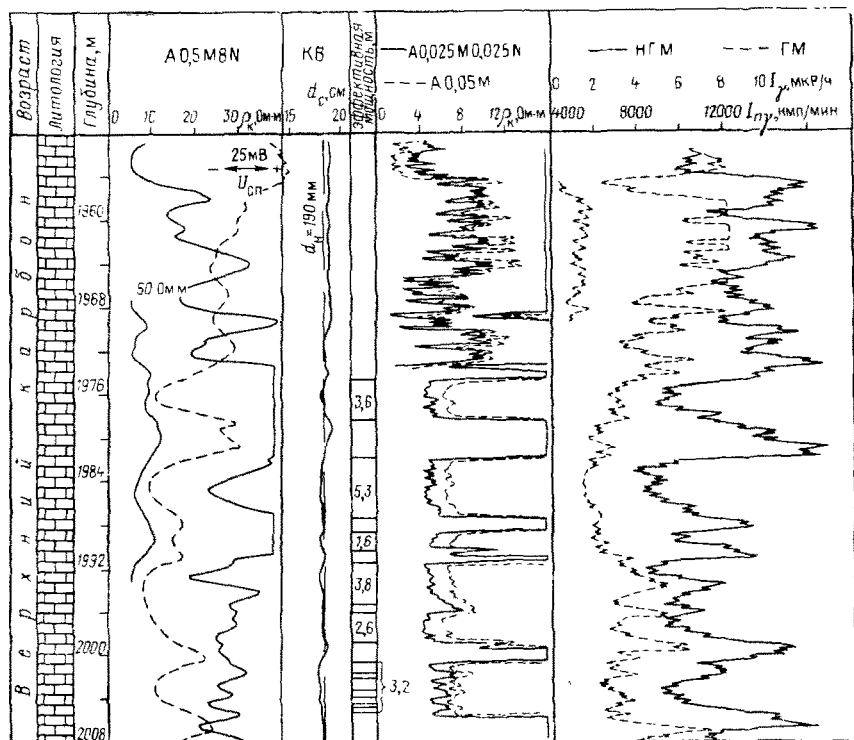


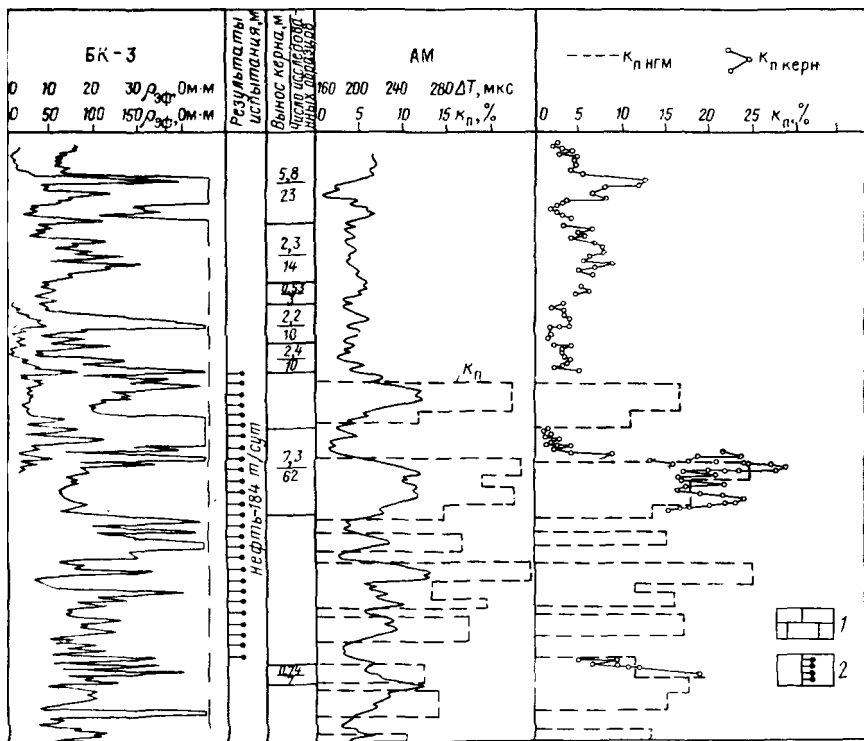
Рис. 130. Пример представления результатов промыслово-геофизических зикн и керн по отдельной сква

1 — известняки; 2 —

4. Коэффициент глинистости. Способы оценки коэффициента объемной глинистости. Сопоставление значений глинистости, полученной различными геофизическими методами. Характеристика распределения глинистости по разрезу и по площади основных продуктивных горизонтов. Роль глинистости в формировании коллекторских свойств изучаемых объектов, оценка ее влияния на разработку месторождения.

5. Коэффициент проницаемости. Характеристика способов оценки коэффициента проницаемости по промыслово-геофизическим и другим данным. Корреляционные зависимости,

положенные в основу рассматриваемых способов. Сопоставление значений $k_{пр}$, полученных по геофизическим материалам, со значениями этого коэффициента, установленными по данным промысловых исследований и по представительному керну. Соображения о возможности использования коэффициентов пористости, проницаемости и глинистости для прогнозирования коэффициента нефтеотдачи.



исследований и комплексной геологической интерпретации данных геофизики при подсчете запасов.

интервал перфорации

V. Методика определения объемов залежи (запасов) нефти и газа по продуктивным горизонтам сложного строения. Подсчет содержания нефти и газа в залежи, основанный на связи между параметрами $k_{эф}$, $k_{п}$, $k_{н}$ и $k_{г.л.}$, определение, к какому объекту коллекторов (только к его чистой части или пласту в целом) относятся перечисленные параметры. Отчет включает следующие графические геофизические приложения.

1. Сводный геофизический разрез.
2. Сводные диаграммы комплекса детальных промыслово-геофизических исследований, вычерченные на отдельных листах

по объектам подсчета в масштабе глубин 1 : 200. На этих листах показываются границы продуктивных пластов; в отдельных колонках указываются их литология, эффективная мощность, пористость, нефтенасыщение, интервалы (и результаты) опробования, положение водонефтяного, газоводяного, газонефтяного контактов и данные анализа керна (рис. 130). При небольшом числе скважин сводные листы должны быть представлены по всем внутриконтурным и ближайшим приконтурным скважинам. На месторождениях, где число скважин превышает 50—100, материалы приводятся выборочно по ограниченному числу скважин, равномерно расположенных по площади месторождения так, чтобы по ним можно было составить полноценные корреляционные профили и дать соответствующее обоснование подсчетным параметрам. По этим скважинам должны быть представлены материалы полного комплекса качественно выполненных промыслово-геофизических работ.

3. Результаты специальных опытных промыслово-геофизических исследований, проведенных с целью освоения новых методов изучения коллекторов, и данные исследования параметрических скважин с высоким выносом керна.

Если отдельные продуктивные объекты, по которым осуществляется подсчет запасов нефти и газа, имеют очень сложное строение и представлены чередованием тонких прослоев с различной характеристикой, по этим объектам дополнительно представляются диаграммы микрометодов в масштабе глубин 1 : 50 или 1 : 100.

4. Корреляционные схемы сопоставления промыслово-геофизических диаграмм, определяющих характер изменения литологии коллекторов вдоль основных направлений, секущих месторождение.

5. Геотермограммы, зарегистрированные при установившемся тепловом режиме.

6. Карты изменения по площади месторождения коэффициентов: а) пористости, б) нефтегазонасыщения, в) глинистости, г) проницаемости, д) удельного нефте- или газосодержания. Эти карты составляются по данным геофизических исследований с учетом результатов опробования и эксплуатации скважин.

7. Графики зависимости между геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами и нефтегазонасыщением коллекторов, по которым определяются подсчетные параметры. На этих графиках должны быть нанесены данные, по которым они построены, и указана методика их сопоставления (результаты лабораторных исследований керна, лабораторных и скважинных или только скважинных исследований).

Все геофизические материалы, изображенные на графических приложениях, должны полностью удовлетворять требованиям, изложенным в соответствующих инструкциях [78].

1. *Абдуллаев К. М., Гергедава Ш. К., Резванов Р. А.* Применение промысловой геофизики при контроле за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. — «Тематический науч.-техн. обзор. сер. Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений». М., изд. ВНИИЭГАЗПРОМ, 1972, с. 15—19 с ил.

2. *Авчян Г. М.* Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. М., «Недра», 1972, 144 с. с ил.

3. *Акчурин М. М., Пудиков В. В.* Новый метод радиоактивных индикаторов для выделения обводненных интервалов, вскрытых перфорацией нефтяных пластов. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1969, № 3, с. 31—35 с ил.

4. *Альбом палеток и номограмм трехэлектродного бокового каротажа.* Под ред. Н. Н. Сохранова. М., «Недра», 1965. 36 с. с ил.

5. *Аппологов А. П.* Выделение заводненных пластов и прослоев по данным промыслово-геофизических исследований. — «Прикладная геофизика». Вып. 32. М., Гостоптехиздат, 1962, с. 155—181 с ил.

6. *Басин Я. Н., Кухаренко Н. К., Тюкаев Ю. В.* Методика определения пористости карбонатных пластов по данным нейтронного метода с серийной аппаратурой радиоактивного каротажа. Временное наставление. М., изд. ВНИИЯГГ, 1968. 112 с. с ил.

7. *Берман Л. Б., Нейман В. С.* Исследование газовых месторождений и подземных хранилищ газа методами промысловой геофизики. М., «Недра», 1972. 216 с. с ил.

8. *Бродский П. А., Фионов А. И., Тальнов В. Б.* Опробование пластов приборами на кабеле. М., «Недра», 1974. 208 с. с ил.

9. *Буряковский Л. А., Самедов Ф. И.* Геофизические методы изучения коллекторов Апшеронского архипелага. Баку, Азгосиздат, 1961. 128 с. с ил.

10. *Васильевский В. Н., Петров А. И.* Исследование нефтяных пластов и скважин. М., «Недра», 1973. 344 с. с ил.

11. *Вендельштейн Б. Ю.* Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М., «Недра», 1966. 206 с. с ил.

12. *Вендельштейн Б. Ю.* О связи между параметром пористости, коэффициентом поверхностной проводимости, диффузионно-адсорбционной активностью и адсорбционными свойствами пород. — В кн.: Промысловые и разведочные геофизические исследования. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 16—30 с ил.

13. *Вендельштейн Б. Ю., Фельдман И. И.* Состояние и перспективы развития геофизических исследований скважин. — «Физика Земли», 1975, № 5, с. 45—110 с ил.

14. *Вендельштейн Б. Ю., Ларионов В. В.* Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа. М., «Недра», 1964. 198 с. с ил.

15. Вендельштейн Б. Ю., Поспелов В. В. Роль минерального состава и адсорбционной способности полиминтовых песчаников и алевролитов в формировании их физических свойств. — В кн.: Петрофизика и промышленная геофизика. М., «Недра», 1969, с. 24—32 с ил.

16. Вендельштейн Б. Ю., Углов М. Д. Критерии выделения коллектора по диаграммам потенциалов собственной поляризации в терригенном разрезе. — В кн.: Петрофизика коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1975, с. 199—207 с ил.

17. Вендельштейн Б. Ю., Царева Н. В. О критериях выделения коллекторов по данным промысловой геофизики. — «Изв. вузов. Нефть и газ», 1969, № 6, с. 5—7 с ил.

18. Вопросы промысловой геофизики. Под ред. В. Н. Дахнова. М., Гостехиздат, 1957. 490 с. с ил.

19. Временное практическое руководство по методике контроля за положением водонефтяного контакта и продвижением закачиваемых вод в неперфорированном пласте. М., изд. ВНИИЯГГ, 1972. 74 с. Авт.: Я. Н. Басин, Н. К. Кухаренко, Ю. В. Тюкаев и др.

20. Гришин Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. М., «Недра», 1975. 304 с. с ил.

21. Губерман Ш. А, Овчинникова М. И. Некоторые возможности использования статистических характеристик геологических разрезов. — «Изв. АН СССР. Сер. геофиз.», 1964, № 7, с. 87—94 с ил.

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

23. Гулин Ю. А. Эффективность определения пористости песчано-глинистых отложений по результатам гамма-гамма- и нейтронного каротажа в комплексе с ГК и ПС. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1968, № 9, с. 23—28 с ил.

24. Дахнов В. Н. Состояние и пути совершенствования геофизических методов изучения карбонатных коллекторов. — В кн.: Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1971, с. 65—76 с ил.

25. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., «Недра», 1972, 365 с. с ил.

26. Дахнов В. Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. М., «Недра», 1975. с. 344 с ил.

27. Дахнов В. Н., Долина Л. П. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. М., Гостехиздат, 1959. 268 с. с ил.

28. Дебрэнд Р. Теория и интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Пер. с франц. Под ред. В. Н. Дахнова. М., «Недра», 1972. 288 с. с ил.

29. Деткова Н. В. Разработка методики ядерно-геофизических исследований обсаженных скважин при контроле за обводнением месторождений с высоким газосодержанием нефти. Автореф. дис. на соискание учен. степени канд. геол.-минер. наук. М., изд. МИНХ и ГП им. Губкина, 1976, 16 с.

30. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970. 240 с. с ил.

31. Добрынин В. М., Золоева Г. М. Определение пористости карбонатных пород по ультразвуковому методу. — «Геология нефти и газа». 1972, № 3, с. 41—44 с ил.

32. Добрынин В. М., Султанов С. А. Определение проницаемости нефтенасыщенных песчаных коллекторов по электрическому сопротивлению. — «Татарская нефть». Техн. бюл. Татарск. НТО, 1958, с. 20—23 с ил.
33. Долина Л. П. Методические указания по определению проницаемости песчано-глинистых коллекторов месторождений полуострова Мангышлак по данным промысловой геофизики, в том числе с применением ЭВМ. М., изд. ВНИИ, 1972. 84 с. с ил.
34. Жувагин И. Г., Комаров С. Г., Черный В. Б. Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД. М., «Недра», 1973. 81 с. с ил.
35. Заверев Г. Н., Труфанова Л. Д. Использование петрофизических связей при обработке промыслово-геофизических данных на ЭВМ. — В кн.: Петрофизика коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1975, с. 255—264 с ил.
36. Зефирова Н. Н., Чукин В. Т. Методические указания по боковому микрокаротажу. М., изд. ВНИИГеофизики, 1972. 122 с. с ил.
37. Ивакин Б. И., Карус С. В., Кузнецов О. Л. Направления исследований в области акустического каротажа обсаженных скважин. — В кн.: Ядерно-физические и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах. М., «Недра», 1972, с. 46—49 с ил.
38. Ивакин В. П. Использование нейтронных методов исследования скважин для оценки пористости пород. — «Промысловая геология и геофизика». Вып. 4. Саратов, изд. НВНИИГГ, 1966, с. 301—321 с ил.
39. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. М., «Недра», 1974. 239 с. с ил. Авт.: Е. И. Леонов, Л. М. Дорогиницкая, Г. С. Кузнецов, А. Я. Малыхин.
40. Итенберг С. С. Изучение нефтегазовых толщ промыслово-геофизическими методами. М., «Недра», 1967. 279 с. с ил.
41. Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1962. 490 с. с ил.
42. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1973. 368 с. с ил.
43. Комплексная интерпретация геологических и геофизических данных на вычислительных машинах. М., «Недра», 1966. 144 с. с ил.
44. Комплект палеток для интерпретации данных электрического каротажа. М., изд. ВНИИГеофизики, 1966. 27 с. с ил.
45. Комплект палеток для интерпретации диаграмм индукционного каротажа зондом 6Ф1. М., изд. ВНИИГеофизики, 1970. 19 с. с ил.
46. Коннолли Э. Т. Справочник по каротажу эксплуатационных скважин. М., «Недра», 1969. 104 с. с ил.
47. Кочетов М. Н., Гомзиков В. К. Вопросы методики оценки разведанности залежей и усовершенствования классификации запасов нефти. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1970. 123 с. с ил.
48. Ларионов В. В. Радиометрия скважин. М., «Недра», 1969. 327 с. с ил.
49. Латышова М. Г., Дьяконова Т. Ф. Влияние привязки керна и его представительности на тесноту связей между коллекторскими и геофизическими свойствами пород. — В кн.: Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1971, с. 101—104.
50. Латышова М. Г. Применение ЭВМ в петрофизике. — В кн.: Петрофизика коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1975, с. 265—272 с ил.

51. *Латышова М. Г., Нейман Е. А.* Количественная оценка полезности методик разделения объектов на два класса. — В кн.: Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1971, с. 165—169 с ил.

52. *Лукьянов Э. Е.* Временное методическое руководство по геологической интерпретации материалов каротажа в процессе бурения (КПБ) для условий Западной Сибири (проект). Нижневартовск, изд. Главтюменьнефтегаза, 1974. 78 с. с ил.

53. *Максименко А. М., Басин Я. Н., Новгородов В. А.* Результаты использования методов ядерной геофизики при доразведке нефтяного месторождения Колодезное в Ставропольском крае. — В кн.: Ядерно-геофизические и геоакустические исследования обсаженных скважин. М., изд. ВНИИЯГГ, 1973, с. 169—180 с ил.

54. *Максименко А. Н.* Разработка методики ядерно-геофизических исследований скважин при контроле за эксплуатацией и доразведке нефтяных месторождений в песчано-алеврито-глинистом разрезе. Автореф. дис. на соискание учен. степени канд. техн. наук. М., изд. ВНИИЯГГ, 1975. 20 с. с ил.

55. *Методика* изучения карбонатных коллекторов и классификация карбонатных коллекторов и приуроченных к ним залежей нефти и газа. Под ред. К. Б. Аширова. Куйбышев, изд. Гипровостокнефть, 1971. 140 с. с ил.

56. *Методическое* руководство по интерпретации диаграмм акустического каротажа, полученных аппаратурой СПАК-2М (СПАК-2). Ч. 2. Октябрьский, изд. ВНИИГИС, 1974. 70 с. с ил.

57. *Методическое* руководство по проведению ядерного магнитного каротажа и интерпретации его данных. Под ред. Л. Г. Петросяна. М., изд. М-ва геол. СССР, ВНИИЯГГ, 1973. 222 с. с ил.

58. *Нефть* в трещинных коллекторах. М., «Недра», 1970. 222 с. с ил. Авт.: Б. А. Тхостов, А. Д. Везирова, Б. Ю. Вендельштейн, В. М. Добрынин.

59. *Нечай А. М., Шнурман Г. А., Боярчук А. Ф.* Методическое руководство по выделению и оценке карбонатных коллекторов сложного типа по данным промысловой геофизики. Грозный, изд. КОВНИИнефтепромгеофизики, 1973. 154 с. с ил.

60. *Новгородов В. А.* Разработка методики количественного определения текущей нефтенасыщенности пластов в обсаженных скважинах по данным импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Автореф. дис. на соискание учен. степени канд. техн. наук. М., изд. ВНИИЯГГ, 1973. 18 с. с ил.

61. *Обязательный* комплекс промыслово-геофизических исследований глубоких опорных параметрических поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ. М., изд. М-ва геол. СССР и М-ва нефт. пром-сти, 1968. 12 с.

62. *Орлинский Б. М., Арбузов В. М.* Контроль за обводнением продуктивных пластов методами промысловой геофизики. М., «Недра», 1971. 153 с. с ил.

63. *Орлов Л. И., Ручкин А. В., Свихнушин Н. М.* Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1976. 88 с. с ил.

64. *Основные условия* производства промыслово-геофизических работ в системе Министерства нефтедобывающей промышленности СССР. М., изд. М-ва нефт. пром-сти, 1967. 12 с.

65. Пирсон С. Д. Справочник по интерпретации данных каротажа. Под ред. С. Г. Комарова. М., «Недра», 1966. 413 с. с ил.

66. Прилипко И. П. Контроль разработки газовых залежей Шебелинского месторождения. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1972. 42 с. с ил.

67. Применение методов промышленной геофизики при изучении газоносных коллекторов. Под ред. В. Н. Дахнова и А. И. Холина. М., Гостоптехиздат, 1962. 280 с. с ил.

68. Припятская впадина. Оценка параметров нефтеносных пластов по каротажу. Минск, изд. БелНИГРИ, 1974. 78 с. с ил. Авт.: В. В. Масюков, В. А. Богоино, Л. И. Орлов, И. А. Слободянюк.

69. Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений. М., «Недра», 1971. 126 с. с ил. Авт.: Ю. П. Коротаев, А. Л. Козлов, М. Л. Фиш, Е. Р. Ставровский.

70. Резванов Р. А. Определение коэффициента газонасыщения пластов нейтронными методами с использованием палеток пористости. — В кн.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Вып. 1. М., изд. ВНИИЭГазпром, 1974, с. 11—14 с ил.

71. Резванов Р. А., Элланский М. М. Зависимость радиоактивности горных пород и показаний гамма-метода от их коллекторских свойств. — «Разведочная геофизика». Вып. 70. М., «Недра», с. 139—144 с ил.

72. Святицкий Н. М., Азаматов В. И. Методика изучения неоднородных коллекторов при оценке кондиций и подсчете запасов. М., «Недра», 1970. 140 с. с ил.

73. Сохранов Н. Н. Количественная интерпретация данных электрического каротажа в переходной зоне. — «Прикладная геофизика». Вып. 27, М., Гостоптехиздат, 1960, с. 158—171 с ил.

74. Сохранов Н. Н. Машинные методы обработки и интерпретации результатов геофизических исследований скважин. М., «Недра», 1973. 229 с. с ил.

75. Султанов С. А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. М., «Недра», 1974. 223 с. с ил.

76. Сухоносков Г. Д. Типовые диаграммы испытания необсаженных скважин и их анализ. Волгоград, изд. НИПИнефть, 1972. 103 с. с ил.

77. Теоретическая и экспериментальная разработка двухзондового импульсного нейтронного метода для разделения нефтеносных и водоносных коллекторов. — «Разведочная геофизика». Вып. 70. М., «Недра», 1976, с. 145—156. Авт.: Н. Н. Кривко, Б. Н. Литвинов, Р. А. Резванов, А. В. Черепанников.

78. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М., Гостеолтехиздат, 1963. 254 с. с ил.

79. Федин Л. М. Опыт применения семиэлектродного экранированного зонда для выделения коллекторов низкой пористости. — В кн.: Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1971, с. 147—151 с ил.

80. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., «Недра», 1969. 366 с. с ил.

81. Хуснуллин М. Х. Применение гамма-метода для определения заводненных пластов. — «Геология нефти и газа», 1973, № 12, с. 63—67 с ил.

82. Цейтлин В. Г. Разработка теоретических основ количественной интерпретации данных импульсного нейтронного каротажа нефтяных скважин. Автореф. дис. на соискание учен. степени канд. физ.-мат. наук. М., изд. ВНИИЯГГ, 1975, 24 с. без ил.

83. Чекалин Л. М. Газовый каротаж скважин и геологическая интерпретация его результатов. М., «Недра», 1965. 115 с. с ил.

84. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта, М., «Недра», 1965. 240 с. с ил.

85. Шакиров А. Ф. Каротаж, испытание, перфорация и торпедирование скважин. М., «Недра», 1972. 207 с. с ил.

86. Эйрман И. Е. Виды песчаных коллекторов палеозоя Нижнего Поволжья. Саратов, изд. НВНИИГГ, 1966. 99 с. с ил.

87. Элланский М. М. Методика комплексной обработки промыслово-геофизических материалов и кернa при изучении продуктивных коллекторов с помощью математических методов и ЭВМ, М., изд. ВНИИОЭНГ. 60 с. с ил.

88. Ядерно-геофизические методы исследования газовых месторождений. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1967. 60 с. с ил. Авт.: Ф. А. Алексеев, Л. Б. Берман, Я. Н. Басин и др.

89. *Application of the coriband technique to complex lithologies.* — «Log analyst», 1972, v. 13, No. 1, p. 19—36. Aut.: A. N. Schmidt, A. G. Land I. D. Junker, E. C. Kilgore.

90. *Application to Hassi — Messaoud cambrian reservoir of new quantitative interpretation method for shaly sands.* — «Log analyst», 1971, v. 12, N 5, p. 14—25. Aut.: A. Hossin, P. Delvaux, M. A. Quint, M. Gondouin.

91. Clavier C., Hoyle W. R., Meunier D. Quantitative interpretation of TDT logs. — «Petrol. Techn.», 1971, No. 6, p. 743—755.

92. Coates G. R., Dumanoir I. L. A new approach to improved log derived permeability. Trans SPWLA, 14 ann. logg. symposium 1973, p. 15—28.

93. Computer processed interpretation Middle east, Societe de prospection electrique Schlumberger. Printed in France, 1967, p. 20. Aut.: R. Gaymard, A. Misk, I. R. Nels, A. Poupon.

94. Formation evaluation data handbook. Gearhart — Owen industries. — Printed in USA. 1972, p. 240.

95. Harris M. H., McCammon R. B. A computer-oriented generalized porosity-lithology interpretation of neutron, density and acoustic logs. — «Petrol. Techn.», 1971, No. 2, p. 239—248.

96. *Physikalische-Chemische Tabellen*, Verlag Landolt-Börnstein, Berlin, 1936, b. 3, s. 840.

97. *The dual-spacing neutron log* — CNL, — «Petrol. Techn.», No. 9, 1972, p. 1073—1083. Aut.: R. P. Alger, S. Locke, W. A. Nagel, H. Sherman.

Введение	3
ГЛАВА I. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	7
Выделение коллекторов	7
Оценка характера насыщения коллектора	39
Определение эффективной мощности коллекторов. Установление водонефтяного и газожидкостного контактов	52
ГЛАВА II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ	62
Основные понятия	62
Метод электрического сопротивления	64
Метод потенциалов собственной поляризации	90
Нейтронные методы	93
Гамма-гамма-метод	125
Акустический метод	132
Эффективная пористость	147
ГЛАВА III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕНИЯ	150
Основные понятия	150
Метод электрического сопротивления	151
Импульсные нейтронные методы	174
Стационарные нейтронные методы	186
ГЛАВА IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ	199
Основные понятия	199
Метод потенциалов собственной поляризации	203
Гамма-метод	209
ГЛАВА V. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА	249
Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин	249
Использование подсчетных параметров, установленных геофизическими методами	230
Достоверность определения подсчетных параметров	232
	317

ГЛАВА VI. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	250
Геофизические и некоторые гидродинамические методы определения коэффициента проницаемости	250
Составление проектов разработки нефтяных и газовых месторождений	270
ГЛАВА VII. КОНТРОЛЬ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	275
Прослеживание во времени изменения положения газожидкостного и водонефтяного контактов и выделение обводненных интервалов внутри продуктивного пласта	275
Исследование притока жидкости и газа в эксплуатационных и их поглощения в нагнетательных скважинах	291
Определение состава флюида в стволе скважины	298
ГЛАВА VIII. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА	302
Список литературы	311

БОРИС ЮРЬЕВИЧ ВЕНДЕЛЬШТЕЙН
РАШИТ АХМАЕВИЧ РЕЗВАНОВ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
(ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ
И ПРОЕКТИРОВАНИИ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Редактор издательства Н. Г. Богачева

Переплет художника А. Е. Григорьева

Художественный редактор В. В. Шутько

Технический редактор О. Ю. Трепенко

Корректор Е. С. Глуховская

Сдано в набор 25/V 1977 г.
Подписано в печать 4/XI 1977 г. Т-15585.
Формат 60 × 90^{1/16}. Бумага № 1. Печ. л. 20,0.
Уч.-изд. л. 21,07. Тираж 2400 экз.
Заказ 231/4627—3. Цена 1 р. 40 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К 12,
Третьяковский проезд, 1/19.
Ленинградская типография № 6
Союзполиграфпрома при Государственном
комитете Совета Министров СССР по делам
издательств, полиграфии и книжной торговли.
196006, Ленинград, Московский пр., 91.