

Г. М. АВЧЯН,
А. А. МАТВЕЕНКО,
З. Б. СТЕФАНКЕВИЧ

ПЕТРОФИЗИКА
ОСАДОЧНЫХ
ПОРОД
В ГЛУБИННЫХ
УСЛОВИЯХ

Г. М. АВЧЯН,
А. А. МАТВЕЕНКО,
З. Б. СТЕФАНКЕВИЧ

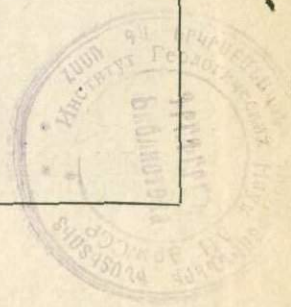
●

ПЕТРОФИЗИКА
ОСАДОЧНЫХ
ПОРОД
В ГЛУБИННЫХ
УСЛОВИЯХ

3014



МОСКВА «НЕДРА» 1979



Авчян Г. М., Матвеевко А. А., Стефанкевич З. Б. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. М., «Недра», 1979. 224 с.

В книге изложены результаты экспериментальных исследований влияния давления и температуры на физические свойства сцементированных осадочных пород. Полученные данные позволили выявить основные закономерности обратимых изменений физических параметров пород при нарушении термодинамических условий их залегания, различия свойств, обусловленных типом насыщающего породу флюида, и петрофизические зависимости между физическими параметрами и литолого-петрографическими характеристиками пород в глубинных условиях.

В работе рассмотрены природа наблюдаемых закономерностей и возможности их практического использования, приведены методика и соответствующие справочные данные для учета термодинамических условий естественного залегания пород при изучении их физических свойств в лабораторных условиях.

Книга рассчитана на широкий круг геологов, геофизиков, гидрогеологов, а также специалистов смежных отраслей, в которых используются характеристики осадочных горных пород в различных термодинамических условиях.

Табл. 57, ил. 93, список лит.— 164 назв.

ВВЕДЕНИЕ

Развитие и усовершенствование физико-геологических основ геофизических методов исследования земной коры, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых тесно связано со знанием физических свойств горных пород и факторов, обуславливающих их различие. Изучение физических свойств пород и их зависимостей от состава и структуры особое значение имеет при интерпретации результатов геофизических исследований скважин [39]. Оценка подсчетных параметров залежей нефти и газа геофизическими методами базируется главным образом на связях между измеряемыми в скважинах геофизическими величинами и литолого-петрографическими характеристиками пород. Эти зависимости обычно получают путем комплексных лабораторных исследований керна. Однако практическое применение лабораторных данных часто ограничено ввиду недостаточного учета термодинамических условий естественного залегания изучаемых образцов пород.

В связи с достижениями в области бурения глубоких скважин и в освоении месторождений полезных ископаемых на больших глубинах проблема увеличения глубинности геофизических методов поисков нефтяных и газовых месторождений приобретает весьма актуальное значение. Для успешного решения этой проблемы необходимо, естественно, установить возможность дифференциации пород по физическим параметрам в условиях высоких давлений и температур. Учитывать термодинамические условия залегания пород важно при изучении их физических свойств, обусловленных насыщающим флюидом. В последние годы перед геофизиками наряду с определением геоморфологических особенностей геологических структур ставится также задача оценки типа насыщающего породу флюида, т. е. разделение нефтегазоносных структур и пластов и водонасыщенных. Полевые и скважинные наблюдения, обобщенные в работах В. М. Березкина, Л. А. Сергеева, В. Н. Дахнова, А. Г. Авербуха, К. А. Мустафаева и других исследователей, показывают, что водо-, нефте- и газонасыщенные породы имеют резко различные физические свойства. Это обусловлено эпигенетическими изменениями пород, находящихся в контакте с флюидами (нефть, вода, газ), и неодинаковыми свойствами самих флюидов, в значительной степени зависящими от давления и температуры. Следовательно, изучение влияния того или иного насыщающего

флюида на свойства пород должно быть проведено в условиях высоких давлений и температур.

Горные породы в естественном залегании испытывают действие сил, вызванных различными геологическими, физическими и физико-химическими процессами. К таким силам относятся: вес вышележащих отложений, энергия тектонических процессов, циркуляции водных растворов и т. д. Значительное влияние оказывает температура, возрастающая с увеличением глубины залегания пород. Учитывая, что средняя плотность осадочных пород составляет $2,5 \text{ г/см}^3$, а геотермическая ступень для различных регионов колеблется в пределах $12\text{--}170 \text{ м}^\circ\text{С}$, можно ожидать, что на глубинах, доступных в настоящее время для эксплуатации нефтяных и газовых залежей, давление и температура будут составлять 1500 кгс/см^2 и 250°С . В США при исследовании скважины глубиной 7280 м были зарегистрированы температура 262°С и гидростатическое давление 1540 кгс/см^2 . Естественно, что такие термодинамические условия должны оказать существенное влияние на физические свойства пород, особенно осадочных, являющихся пористыми слабоуплотненными средами.

Первые же исследования, проведенные в конце XIX и начале XX в., показали значительное влияние термодинамических условий залегания на физические свойства пород и минералов. История развития этих работ подробно описана в обзорных статьях и монографиях В. Зисмана (1933 г.), Ф. Берча (1957 г.), Д. Григгса (1960 г.), М. П. Воларовича (1976 г.) и др.

В СССР изучение физических свойств горных пород при высоких давлениях и температурах было начато в 30-х годах Н. И. Хитаровым, М. П. Воларовичем. В дальнейшем систематические исследования проводились М. П. Воларовичем с учениками (Е. И. Баяк, А. И. Левыкин, З. И. Стаховская, Э. И. Пархоменко, И. С. Томашевская и др.), Л. А. Шрейнером совместно с Н. Н. Павловой, Б. В. Байдюк, Г. Е. Кузьменковой и др., В. М. Добрыниным с Я. Р. Морозовичем, Л. П. Петровым, Ю. Б. Куликовым. С 1960 г. такие работы ведутся во Всесоюзном научно-исследовательском институте геофизических методов разведки (ВНИИГеофизика) (Г. М. Авчян, А. А. Матвеевко, З. Б. Стефанкевич, Е. А. Поляков), в Институте геофизики АН УССР (Т. С. Лебедев с сотрудниками), в Сибирском научно-исследовательском институте геологии, геофизики и минерального сырья (Л. М. Дорогоничкая), в Научно-исследовательском институте геологии Арктики (Л. М. Мarmorштейн и др.) и в других организациях.

Большой вклад в разработку методики исследования и выявления ряда особенностей деформации пород внесли Д. А. Антонов, Н. С. Гудок, М. М. Кусаков, Л. И. Орлов, И. Ф. Глумов, Р. С. Гимаев, Т. Б. Дахкильгов, В. Ф. Индутный, О. И. Силаева,

А. Т. Бондаренко, У. М. Моисеенко, Г. И. Петкевич, Т. З. Вербицкий, Т. М. Салехли, А. К. Курскеев и др.

Большое научное и практическое значение отводится вопросу о влиянии давления и температуры на физические свойства пород за рубежом (США, Япония, ФРГ, Франция и др.), где также проводятся многочисленные теоретические и экспериментальные работы. Особо следует отметить труды И. Карпендера, Г. Спенсера, И. Фетта, М. Уайли, А. Грегори, Г. Гарднера, Ф. Гассмана, К. Гренвиля, М. Кинга, Дж. Гиртсма, Р. Манна, М. Био, Дж. Ладерфру, И. Сато, Т. Нагата и др., внесших большой вклад как в теорию деформации пористых и многофазных сред, так и в оценку степени изменения физических параметров пород под действием давления и температуры.

Результаты экспериментальных и теоретических исследований физических свойств осадочных пород при всестороннем давлении и температуре были обобщены в работах В. М. Добрынина (1965, 1970 гг.), Г. М. Авчяна (1972 г.), Л. М. Марморштейна (1975 г.), Н. Н. Павловой (1975 г.) и др. Ими были рассмотрены закономерности изменения комплекса физических параметров коллекторов нефти и газа под влиянием механических напряжений и температуры, рекомендован ряд зависимостей, связывающих изменения изучаемых параметров с давлением и температурой. Рассмотренные в этих работах принципиальные основы изучения физических свойств осадочных горных пород при высоких давлениях и температурах и выявленные закономерности во многом способствовали выяснению физической природы наблюдаемых петрофизических связей на больших глубинах. Это позволило разработать методику учета условий залегания пород при изучении их физических свойств в лабораторных условиях.

В настоящей работе обобщены результаты экспериментальных исследований влияния всестороннего давления, пластового давления и температуры на наиболее часто используемые в прикладной геофизике физические параметры сцементированных осадочных пород. Основным материалом послужили данные лабораторных работ, проведенных во ВНИИГеофизике (1960—1977 гг.). Аппаратура, техника и методика исследований подробно изложены в работах [1—7, 39, 41, 52, 112—114]. Объектом исследования служили образцы пород, отобранных из скважин Днепровско-Донецкой впадины, перспективных в отношении нефтегазоносности территорий Русской платформы, Азово-Кубанской, Терско-Кумской, Азербайджанской и Западно-Туркменской нефтегазоносных областей СССР. При обобщении материалов были использованы также результаты экспериментальных и теоретических работ советских и зарубежных исследователей.

При анализе экспериментальных данных авторы ставили задачу выявить основные закономерности обратимых изменений

важнейших физических свойств осадочных пород в случае изъятия их из естественного залегания. Целью исследований является разработка методики учета влияния термодинамических условий залегания пород на их физические свойства и ее применение при интерпретации материалов геофизических методов разведки. Значительное внимание уделено рассмотрению физической природы наблюдаемых закономерностей изменения свойств пород под действием давления и температуры, различия характеристик пород как при 100%-ном насыщении различными флюидами, так и при разных соотношениях в породе газа, воды и нефти, дифференциации свойств пород при термодинамических условиях и т. д.

Обращено внимание на характер используемых при интерпретации данных геофизических исследований петрофизических зависимостей осадочных пород в глубинных условиях.

Монография написана Г. М. Авчяном совместно с А. А. Матвеевко (глава III — «Влияние глубинных термодинамических условий на сжимаемость, пористость и плотность осадочных пород» и «Зависимость акустических параметров от всестороннего давления, пластового давления и температуры», глава IV — «Влияние пористости и плотности на скорость распространения упругих волн», «Дифференциация акустических параметров осадочных пород, насыщенных различными флюидами»), с З. Б. Стефанкевичем (глава III — «Зависимость электрических свойств осадочных пород от всестороннего давления, порового давления и температуры», глава IV — «Зависимость удельного электрического сопротивления водонасыщенных пород от пористости», «Связь коэффициента увеличения сопротивления с коэффициентом нефте- и газонасыщенности осадочных пород», «Оценка коэффициента пористости песчано-глинистых пород по параметру пористости и интервальному времени», глава V — «Удельное электрическое сопротивление и параметр пористости») и с Э. А. Скворцовой (глава I — «Состав, структура и эпигенетические изменения осадочных пород»).

Авторы считают приятным долгом выразить глубокую благодарность сотрудникам лаборатории физических свойств горных пород ВНИИГеофизики, участвовавшим в выполнении экспериментальных исследований и оформлении работы: Н. М. Королевой, А. О. Аксенову, Г. С. Тер-Хачатуровой, Ю. П. Манешину, А. К. Владыкину, Н. К. Бодродиновой, Л. Р. Мишкиной, А. Я. Лукашкиной и др.

ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ОСАДОЧНЫХ ПОРОД В ГЛУБИННЫХ УСЛОВИЯХ

СОСТАВ, СТРУКТУРА И ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

Осадочные горные породы покрывают более 75% площади земной поверхности. Мощность осадочного чехла в платформенных областях достигает 20 км. К осадочным породам относятся образования, возникшие из продуктов физического и химического разрушения литосферы или в результате химического осаждения и жизнедеятельности организмов или того и другого одновременно [64].

По вещественному составу и генезису осадочные породы подразделяются на обломочные, глинистые, глиноземистые, железистые, марганцевые, фосфатные, кремнистые, карбонатные, соли и каустобиолиты.

По актуальности при геофизических исследованиях и распространности в осадочных отложениях следует, в основном, выделять четыре группы пород: обломочные, глинистые, карбонатные и соляные (табл. 1). Породы, встречающиеся в верхних частях разреза осадочного чехла и представляющие интерес главным образом для инженерной геологии, почвоведения, строительного и дорожного дела, в табл. 1 не включены. Широко распространены в геологических разрезах также породы переходных и смешанных типов. Классификация переходных пород основывается на количественном содержании в них примеси, а смешанных (песчано-алевритно-глинистых пород) — на содержании песка, алеврита и глины, а также на свойстве пластичности [64].

Процесс образования осадочных пород (литогенез) подразделяется на три стадии: 1) стадия гипергенеза — возникновение исходных продуктов; 2) стадия седиментогенеза — перенос и осаждение вещества; 3) стадия диагенеза — преобразование осадков, возникновение осадочных пород.

М. С. Швецов [120] выделяет в стадии диагенеза два этапа — первичный диагенез или диагенез осадка, результатом которого является превращение осадка в породу, и диагенез поздний или диагенез породы (метадиагенез), под которым под-

Характеристика обломочных, глинистых, карбонатных и соляных пород
(по классификации Н. В. Логвиненко)

Группа	Признак классификации	Подгруппа	Порода
Обломочные	Структура — размер частиц, мм 0,001	Глинистые	Тонкие глины, аргиллиты, глинистые сланцы
	0,001—0,005	Пелиты	Грубые глины, аргиллиты, глинистые сланцы
	0,005—0,01	Пылеватые	Тонкие алевролиты, алевролиты, алевролитовые сланцы
	0,01—0,05	Алевролиты	Грубые алевролиты, алевролитовые сланцы
	0,05—0,25	Песчаные	Мелкие пески, песчаники, песчаник-кварциты
	0,25—0,5	Псаммиты	Средние пески, песчаники, песчаник-кварциты
	0,5—1,0	.	Крупные пески, песчаники, песчаник-кварциты
Глинистые	Минеральный состав	Каолинитовые, монтмориллонитовые гидросахаристые полиминеральные	Глины, аргиллиты, глинистые сланцы
	Свойства	Связанные Сцементированные	Глины Аргиллиты, глинистые сланцы
	Обстановка осадконакопления	Морские, лагунные, дельтовые, озерные, речные, водно-ледниковые	Глины, аргиллиты, глинистые сланцы
Карбонатные	Происхождение	Обломочные	Известняковые конгломераты, доломитовые конгломераты и др.
		Биогенные	Известняки рифовые, ракушечниковые, органогено-детритовые. Доломиты с органогенной и органогенно-обломочной структурой
	Состав	Хемогенные	Известняки микрозернистые, оолитовые, пизолитовые. Доломиты микрозернистые, пелитоморфные, известняковые
		Кальцитовые	Известняки рифовые, ракушечниковые, органогенно-детритовые, микрозернистые, пелитоморфные, оолитовые и др.

Группа	Признак классификации	Подгруппа	Порода
Карбонатные		Доломитовые	Доломитовые конгломераты, доломиты микрозернистые, пелитоморфные, оолитовые, мраморизованные
		Смешанные	Доломитовые известняки (5—50% доломита), известняковые доломиты (50—95% доломита), углистые и кремнистые известняки и доломиты, глинистые известняки — мергели
Соляные	Происхождение	Хемогенные	Ангидрит, гипс, галит с калийными солями, тенардит, глауберит с галитом и др.
	Состав	Обломочные	Гипсовые пески
		Сульфатные	Ангидрит, гипс, гаж, гипсовые пески
		Хлоридные	Галит с калийными солями, солончаки и др.
		Смешанные	Галит с калийными солями, сода с галитом, тенардит и др.

разумеается стадия изменения уже образовавшихся осадочных пород до превращения их в метаморфические. Стадию позднего диагенеза Н. Б. Вассоевич, Н. В. Логвиненко и другие исследователи именуют стадией катагенеза, выделяя на этой стадии несколько этапов на основании химико-минералогических изменений пород (ранний и поздний катагенез).

Более глубокие изменения осадочных пород, близкие по своему характеру начальным стадиям регионального метаморфизма, относятся к стадиям метакатагенеза (Н. Б. Вассоевич, Н. В. Логвиненко, А. Г. Коссовская, В. Д. Шутов). Эти стадии тождественны стадиям сильного эпигенеза (по Л. Б. Рухину) или протометаморфизма (по Н. М. Страху).

Основным исходным материалом осадочных горных пород являются отложения водных бассейнов, продукты механического и химического разрушения пород различного происхождения и химического выпадения растворенных в водных растворах минералов, а также продукты жизнедеятельности растительных и животных организмов.

Процесс поверхностного разрушения пород — выветривание определяется климатом, рельефом и гидрогеологическими условиями местности. Процессы осадконакопления по своей природе носят статический характер и обуславливают первичную

микронеоднородность осадков. Структура осадков в первую очередь зависит от условий осадконакопления и последующих эпигенетических изменений. Свежие глинистые осадки в водоемах обладают пористостью 60—85%, но уже к концу первичного (начального) диагенеза осадка пористость снижается до 35—45%, а на последних этапах позднего диагенеза (стадия катагенеза) — до 1—2%.

Процесс уплотнения, т. е. уменьшение пористости за счет первоначального объема, происходит в первую очередь вследствие геостатического давления [18, 100]. В складчатых областях в этом процессе существенную, а иногда и доминирующую роль играет также динамическое давление, возникающее в процессе складкообразования.

Свежеотложенные, рыхлые, хорошо отсортированные пески имеют пористость около 45%. При их уплотнении вследствие геостатического давления за счет более плотной упаковки зерен и частично из-за раздробления и растворения в местах соприкосновения зерен пористость может снизиться до 25—30%. Дальнейшее уменьшение пористости в песчаных породах связано главным образом с процессами цементирования.

Начальная пористость карбонатных осадков в основном около 60%, но уже на стадии первичного диагенеза они превращаются в слабопористые и практически непроницаемые породы. Пористость карбонатных пород обусловлена преимущественно различными вторичными процессами.

Процесс превращения осадков в горную породу — комплекс последовательных и закономерных этапов физико-химических изменений, предопределяемых условиями развития бассейна осадконакопления. На стадии первичного диагенеза происходит уплотнение осадка, выделение влаги и некоторая переработка обломочных минералов со слоистым типом решетки. Из аутигенных минералов, образующихся при формировании породы, выделяются глауконит, некоторые фосфаты, сульфиды и карбонаты. Последние вместе с сульфидами могут формироваться как на стадии первичного диагенеза, так и на стадии позднего диагенеза (катагенеза). Стадия первичного диагенеза характеризуется также максимальным уплотнением пород за счет уменьшения пористости осадка и увеличением скорости распространения в нем упругих волн благодаря упрочению контактных связей. В стадии позднего диагенеза (катагенеза) продолжается дальнейшее уплотнение осадков вследствие возрастания геостатического давления.

Характерными особенностями стадии позднего диагенеза (катагенеза) являются также перестройка начальной укладки зерен, отжим из породы гравитационной воды, увеличение количества мелкой фракции и уменьшение пористости. Взаимодействие между частицами осуществляется в основном при посредстве кристаллизационных связей. При цементировании вслед-

ствии возникновения жестких кристаллизационных связей замедляется процесс гравитационного уплотнения. Существенно, что уменьшение пористости, отжатие воды из породы определяются также физическими характеристиками перекрывающих отложений. В зонах контактов между зернами в результате возникающих на стадии катагенеза значительных напряжений происходит растворение минералов, что ведет к регенерации и разрастанию обломочных зерен кварца и полевых шпатов. Под высоким давлением минералы внедряются друг в друга [63, 68].

Пределы давления и температуры, испытываемых породами на стадии раннего катагенеза, составляют соответственно 1000 кгс/см² и 100—120°С, а позднего катагенеза — 2000 кгс/см² и 200°С. Зона раннего катагенеза развита на глубине 1000—5000 м [68].

При мощности осадочной толщи свыше 7000—8000 м, соответствующем этим глубинам давлению 2000—3000 кгс/см² и температуре 200—300°С породы подвергаются глубоким изменениям. Это начальная стадия регионального метаморфизма (метагенез), которая вносит существенные изменения в цемент, глинистые и карбонатные минералы. Если на стадии катагенеза изменения пород во многом обусловлены составом вод и их циркуляцией, то на стадии метагенеза роль воды уменьшается, и основными факторами в процессе изменения пород становятся давление и температура. Характерной особенностью стадии метагенеза является изменение и перекристаллизация глинистых минералов, интенсивное развитие коррозии и кристаллизации, появление кливажа течения и разрыва [64].

Среди признаков метаморфизма на стадии метагенеза П. В. Васильев и С. М. Малинин [22] выделяют для терригенных пород волнистое угасание у кварца, грануляцию его зерен, новый рост зерен кварца в направлении, перпендикулярном к направлению давления, образование бласт—ростков совершенно новой формы и др. Глинистый материал цемента песчаников также приобретает под влиянием давления ряд существенных и легко различимых признаков: постепенный переход в гидрослюда с выделением свободного кремнезема, нарастание кремнезема на зерна обломочного кварца, создающее цемент нарастания, переход серицита в мусковит, переход микрозернистого халцедона во вторичный кварц. В известняках с повышением давления и температуры наблюдается перекристаллизация как основной микрозернистой массы, так и остатков организмов.

А. Г. Коссовская, В. Д. Шутов (1956 г.), Н. В. Логвиненко (1956 г.), А. В. Копелиович (1958—1962 гг.), Г. Н. Перозин (1958—1966 гг.), М. С. Швецов (1935—1962 гг.) выявили ряд эпигенетических преобразований на различных этапах, разработали общую схему вторичных изменений пород и дали теоретическое обоснование механизма их преобразования. Они уста-

новили закономерности распределения вторичных минералов и цемента в породах, характер зерновых контактов и структуры.

Широкое развитие получил принцип дробного подразделения стадии катагенеза на основании использования качественных и количественных показателей степени изменения пород и сингенетичных им углей (Н. Н. Страхов, Н. Б. Вассоевич, С. М. Малинин и др.). В качестве одного из критериев степени вторичного постдиагенетического изменения пород выдвигаются также их структурные преобразования [119], которые носят необратимый характер. В частности, для определения пород с разной степенью изменения в пределах одной стадии рекомендуется использовать величину удельной протяженности контактов между зернами.

В процессе постседиментационных изменений по мере увеличения глубины залегания пород происходит преобразование их внутренней структуры, уменьшается расстояние между зернами, увеличиваются размеры зерен некоторых минералов, уменьшается объем цемента и меняется тип цементирования.

По взаимоотношению зерен цемента в обломочных породах различают следующие типы цементации [120]:

1) базальная — зерна погружены в общую массу цемента без соприкосновения между собой;

2) цемент соприкосновения, или контактовый, — развит в зонах соприкосновения зерен;

3) поровая — заполнение пространства между соприкасающимися зернами;

4) цемент выполнения — при заполнении оставшегося объема пространства цементом другого минерального состава;

5) разъедания, или коррозионная, — внедрение цемента в обломочные зерна, заполнение разъеданных участков.

Выделяются следующие виды цемента:

1) разнородный полимиктовый, состоящий из алевролитовых и пелитовых частичек разного состава;

2) аморфный — мономинеральный, чаще опаловый, фосфатный;

3) беспорядочно-зернистый — представлен беспорядочно расположенными кристалликами одного минерала;

4) обрастания, или корковый, — вещество цемента окружает зерна породы с одинаковой или разной оптической ориентировкой;

5) регенерации, или нарастания, — имеет одинаковый состав с зернами, последний нарастает на зернах с одинаковой оптической ориентировкой;

6) прорастания, или пойкилитовый, — кристаллизуется с одной оптической ориентировкой;

7) вдавливания — при отсутствии цементирующего материала зерна вдавлены друг в друга;

8) смешанный — одновременно в породе встречаются несколько видов цемента.

Изменение типа цементирования с увеличением глубины залегания пород было установлено Б. А. Лысаковым, Ю. П. Зубаревым и др. [65] на примере песчаников, расположенных над угленосным пластом *m* (Донбасс). С глубиной наблюдается уплотнение породы вплоть до соприкосновения обломочных зерен между собой. Одновременно с уплотнением песчаник становится более крупнозернистым в результате перекристаллизации кварца. Если на глубине 450—530 м основной тип цементации базальный, то на глубине 530 м он поровый, на глубине 800—900 м — порово-контактный, на глубине 1240 м — контактовый и глубже наблюдается вдавливание зерен одно в другое. Одновременно с изменением типа цементации меняется состав цемента — от глинистого (глубина 450—530 м) до кварцевого (глубина 1400 м), преимущественно пойкилитового строения, с одинаковой оптической ориентировкой.

В значительной степени зависят физические свойства осадочных пород от их структуры. Структурой горной породы называется совокупность признаков, определяемых морфологическими особенностями отдельных составных ее частей и их пространственными взаимоотношениями [108]. По диаметру основных минеральных зерен обломочных пород различают псефитовую (>2 мм), псаммитовую (0,1—2,0 мм), алевритовую (0,01—0,10 мм) и пелитовую ($>0,01$ мм) структуры. По степени кристалличности вещества выделяют аморфную и кристаллическую структуры, а по характеру частиц и их ориентировки — беспорядочно-зернистую, параллельно ориентированную, волокнистую, конгломератовидную и др. В карбонатных породах по диаметру обломков организмов различают грубообломочную (1 мм), крупнообломочную (0,5—1,0 мм), среднеобломочную (0,50—0,25 мм), мелкообломочную (0,25—0,05 мм), тонкообломочную или шламную (0,05 мм) структуры. Хемогенным породам свойственны первичные и вторичные структуры. К первичным относятся мелкозернистые (0,005—0,05 мм), пелитоморфные (0,005 мм), оолитовые и псевдоолитовые, а к вторичным, возникающим на стадии метазенеза, — кристаллобластические, метасоматические и катакластические. При переходе от стадии катагенеза к метазенезу структура большей части обломочных пород также изменяется. Для обломочных пород на этой стадии характерны конформно-регенерационная, мозаичная (или гранобластовая) и зубчатая структуры.

Различие физических свойств водо-, нефте- и газонасыщенности пород определяется флюидом. В значительной степени оно зависит также от эпигенетических изменений состава и структуры пород, обусловленных именно различным составом флюида.

Для оценки степени преобразования осадочных пород эпигенетическими процессами существует множество количествен-

ных характеристик. Некоторые из этих характеристик наиболее часто применяются для водо- и нефтенасыщенных зон пласта: 1) содержание регенерированных зерен кварца; 2) степень пелитизации зерен обломочной части (полевых шпатов, слюд, обломков эффузивных пород); 3) степень преобразования глинистого минерала; 4) карбонатизация (кальцитизация и доломитизация) пород законтурного пространства пласта-коллектора; 5) количественные и качественные различия состава акцессорных минералов и т. д. [8, 34, 80, 88].

Рассмотрим несколько примеров, позволяющих в дальнейшем высказать предположение о различии физических парамет-

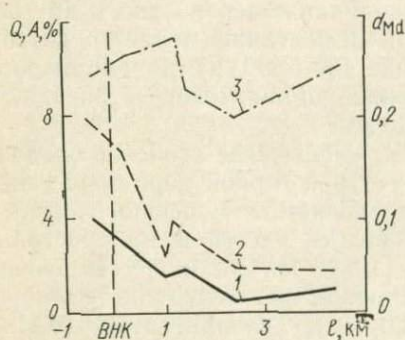


Рис. 1. Содержание регенерированных зерен кварца Q (1), пелитизированных полевых шпатов A (2) и медианный диаметр d_{Md} зерен (3) на разных расстояниях l от водонефтяного контакта (ВНК) [99] в пласте Б₁ месторождения Усть-Балык

ров водо-нефтенасыщенных зон пласта независимо от типа современного насыщающего флюида.

Наиболее существенно различаются нефтеносные и водоносные коллекторы по содержанию регенерированного кварца на нефтяных месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. По данным Г. Л. Миропольской [80], на площадях Удмуртии содержание регенерированного кварца в нефтяных песчаниках составляет 1,5%, а в водоносных достигает 20—29%. Кроме того, наблюдается изменение распределения регенерированного кварца по вертикальному разрезу отдельных нефтеносных пластов. Наибольшее количество регенерированного кварца приходится на обводненные нижние части залежей.

Результаты исследования нефтесодержащих пластов месторождения Усть-Балык приведены на рис. 1 [99]. Как видно, водоносная часть пластов отличается повышенным содержанием вторичного кварца (на 2—5%). Максимальное количество регенерированного кварца приурочено к водонефтяному контакту (ВНК). В этой зоне, согласно Г. Н. Перозиио [88], происходит изменение соотношения первичных и вторичных контактов: число точечных контактов увеличивается, а выпукло-вогнутых уменьшается. Восстановительный барьер у контакта воды и нефти является особой зоной. Здесь за счет окисления нефти

развиваются сульфатредуцирующие бактерии. Появляется много CO_2 и H_2 , понижается рН поровых растворов. В водоносной части пластов ниже водонефтяного контакта очень обильны вторичный кварц, титанистые минералы, пирит. Впервые подобное явление в приконтактных зонах было отмечено А. В. Смирновым (1965 г.) для Олейниковского газового месторождения. Он констатировал, что непосредственно у нефтяной оторочки в водоносных песчаниках количество регенерированного кварца составляет 20—25%, ниже ВНК на 5 км оно снижается до 10—15%, а еще ниже уменьшается более заметно.

Наиболее детально это явление изучено О. Г. Зариповым [46] для терригенных коллекторов Шкаповского месторождения. В зоне ВНК продуктивных пластов D_I и D_{IV} этого месторождения содержание регенерированного кварца достигает 25—35%, значительно уменьшаясь вниз и вверх от контакта.

Эпигенетическое окремнение, связанное с зоной ВНК, наблюдается на локальных структурах Русской платформы — Северного Урало-Поволжья. М. А. Алексеева и Г. А. Каледа [8] выделили в разрезе башкирского яруса на Западно-Воткинской структуре две полосы развития вторичного халцедона: одну в зоне современного ВНК, вдоль контура нефтеносности, вторую внутри нефтяной залежи, отражающей, по их мнению, положение древнего ВНК.

Водонефтенасыщенные пласты, представленные полимиктовыми песчаниками, различаются по содержанию пелитизированных полевых шпатов, слюд и обломков эффузивов. Например, в водоносной части пласта B_I месторождения Усть-Балык и пласта B_x Мегионского месторождения пелитизация развита значительно сильнее [99], чем в нефтеносной. Причем количество измененных полевых шпатов прямо пропорционально их общему содержанию в породе, и основная масса переходит в гидрослюда и каолинит, что, естественно, сказывается на коллекторских свойствах пласта. По мере удаления от водонефтяного контакта количество сильно измененных полевых шпатов уменьшается.

В результате исследований глин установлена отчетливая тенденция изменения комплекса глинистых минералов, их морфологии и структуры при переходе из нефтенасыщенной зоны в водонасыщенную, что объясняется замедлением процесса их преобразования, обусловленным присутствием нефти [25, 74, 111].

В водонасыщенных песчаниках кристаллы каолинита имеют вид изометричных или удлинённых псевдогексагональных пластинок примерно одинаковой толщины и плотности. Размер частиц каолинита 10 мкм и более. Совершенной морфологии соответствует совершенная структура каолинита. В цементе нефтенасыщенных песчаников эпигенетический каолинит характеризуется менее совершенной структурой, морфологией и более мелкими размерами частиц [97].

В. А. Лебедев, Е. Г. Аристов и другие исследователи связывают процесс замедления гидрослюдизации монтмориллонита в породах баженовской свиты Западной Сибири с наличием нефтяного битума. В то же время В. И. Муравьев [78], изучая постседиментационное изменение глинистых минералов на месторождениях Кенкияк и Акжар, обусловленное присутствием в пластах нефти, делает вывод, что полиминеральный глинистый цемент нефтенасыщенной и водонасыщенной зон сменяется на контуре чистым монтмориллонитом. Эта закономерность прослеживается по всем продуктивным горизонтам месторождений и объясняется геохимической спецификой ВНК и активностью вод, сопровождающих битумы. Законтурная часть пласта (особенно зона ВНК) часто характеризуется образованиями поясов вторичной карбонатизации. Наиболее типичен процесс кальцитизации. Указанное явление чаще всего наблюдается в карбонатных породах и свойственно многим месторождениям Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Яблоневское, Мухановское, Тарханское, Таныпское и др.), Днепровско-Донецкой впадины, Припятского прогиба и других регионов. При благоприятных условиях вторичный кальцит может полностью «запечатать» поровое пространство. Зона цементации достигает 2—3 м [9, 58, 60, 67, 78, 79].

В терригенных коллекторах образование поясов вторичного кальцита наблюдается реже. Примером служат месторождения Кенкияк и Акжар (Северный Казахстан) [78], Джьер и Пашня (Тимано-Печорская область) [58]. В этом процессе существует четкая зависимость между концентрациями кальция и сульфатов в растворе и содержанием новообразованных минералов (кальцита, сидерита, пирита) в породах. Вторичная кальцитизация порового пространства за контуром происходит преимущественно биохимическим путем при температуре до 100°С и минерализации пластовой воды до 240 г/л.

Зоны кальцитизации, так же как и зоны окремнения, образуются в области древних ВНК. Наличие таких зон обнаружено К. Б. Ашировым на Зольненском месторождении (Куйбышевская область).

Доломитизация установлена пока только в карбонатных коллекторах на востоке Русской платформы в старооскольском горизонте, содержащем скопления битума [80]. Аналогичный процесс наблюдается на месторождениях Бухаро-Хивинской области и сопровождается, как правило, вторичной кальцитизацией и пиритизацией.

Водо-нефтесодержащие части коллектора различаются также по наличию аксессуарных минералов. Р. М. Юркова [125] подчеркивает резко увеличенное содержание неустойчивых минералов (сфен, ильменит, гранаты) в пределах залежей Эхаби, Одопту (Сахалин) (табл. 2, 3), а Г. Н. Перозин [88] отмечает обильное выделение в водоносной части ниже ВНК титанистых

минералов (анатаз, брукит, лейкоксен) на месторождении Усть-Балык. Известна группа урановых месторождений, где оруденение связано с разрушающимися нефтяными месторождениями,

Таблица 2

Содержание минералов тяжелой фракции в песчаниках горизонта XVII месторождений Эхаби, Верхнее Эхаби, Одопту [125]

Место отбора	Число образцов	Содержание аллотигенных минералов в порядке устойчивости				
		Сфен*	Эпидот*	Ильменит*	Гранаты*	Лейкоксен**
В пределах нефтяных залежей	62	15—20	2—35	24—54	15—18	8—18
За контуром нефтяных залежей	32	1—3	0—1	5—12	5—12	25—45
В пределах газовых залежей	17	1—2	0—1	3—12	4—12	25—38
За контуром газовых залежей	16	1—4	0—1	5—10	7—12	20—40

* В % от суммарного содержания прозрачных минералов.

** В % от общего содержания тяжелых минералов.

Таблица 3

Содержание цементирующих минералов и общего количества цемента в нефтенасыщенной и водонасыщенной частях коллектора месторождения Пашня [58]

Минерал, цемент	Вблизи ВНК	В контуре залежи, далеко за контуром и на пустой площади
Пирит вторичный	Имеется всюду (0,5—1%)	Отсутствует
Сидерит, кальцит вторичный	Присутствует почти всегда в виде зерен и прожилок по трещинам (1—2%), стяжения неправильной формы	Отсутствует. Как правило, имеется только в скважинах, расположенных далеко за контуром (0,5—2%)
Цемент	Хлоритовый и карбонатный (10—15%)	Хлоритовый и гидрослюдыстый (8—10%)

на которых в приконтактной зоне воды и нефти выявлены вторичное окремнение, кальцитизация и пиритизация.

Пиритизация в ассоциации с выделением различных минералов (кальцита, реже доломита, опала, сидерита, титансодер-



жащих и др.) довольно часто наблюдается на нефтяных месторождениях. Наиболее характерны в этом отношении продуктивные пласты нижнепермских и верхнекарбоновых горизонтов Гнединцевского и Глинско-Розбышевского месторождений Днепровско-Донецкой впадины [58, 80, 81, 88], где содержание пирита в породах достигает 10%, и месторождение Пашня в Татарии, где пиритизация сопровождается образованием сидерита [58]. Зоны пиритизации часто приурочены к ВНК, мощность их обычно невелика и измеряется десятками сантиметров.

Среди редко наблюдаемых эпигенетических процессов в водо-нефтенасыщенных породах можно указать сульфатизацию. Вторичные образования ангидрита по перифериям нефтяных залежей отмечены в Оренбургской области [71].

Единичное явление описал Р. С. Сахибгареев (1974 г.) при изучении вторичных изменений нефтеносных карбонатных отложений верхнего девона Припятского прогиба. Он обнаружил выпадение в породах и кавернах новообразований галита в зоне ВНК с запечатыванием нефтяных залежей. Содержание новообразований галита резко уменьшается по мере удаления от ВНК как в чисто водонасыщенную часть, так и в нефтенасыщенную. Автор предполагает, что выпадение галита связано с окислением нефти на контакте за счет кислорода сульфатов.

В настоящее время большое внимание обращается также на магнитные характеристики водо- и нефтенасыщенных пород. Известно, что органические соединения, встречаемые в природе, являются активными восстанавливающими агентами. Наиболее отчетливо это влияние проявляется в восстановительном воздействии углеводородов на окисные формы железа.

По данным А. А. Карцева (1969 г.), из неорганических твердых минералов, парагенных нефти, наиболее распространены восстановительные формы серы и железа. Самородная сера и сульфиды железа (пирит и марказит) образуются в качестве побочных продуктов взаимодействия нефти с сульфатами в сопутствующих процессах. При этом образуется сероводород, который может вступать в реакцию с окисью железа, давая сульфиды железа. К числу разрушающихся под действием нефти относятся минералы, содержащие окись железа, — гетит, лимонит. Гипс, если его содержание не очень велико, вблизи нефтяных залежей может исчезнуть.

В продуктивной толще Апшеронского полуострова давно была замечена обратная зависимость между нефтеносностью и за-гипсованностью пород. Для этих пород Л. М. Малумян [12] указывает равенство магнитной восприимчивости χ и естественной остаточной намагниченности I_n водо- и нефтенасыщенных разностей. Однако при лабораторных исследованиях ряда магнитных характеристик для водо- и нефтенасыщенных пород получены несколько различные данные. Магнито жесткие соединения железа (Fe_2O_3 , $Fe_2O_3(OH)_n$), присутствующие в водонасы-

ценных осадочных породах, под влиянием углеводородов переходят в магнитомягкие (FeO , Fe_3O_4). Отсутствие увеличения значений κ и I_n по сравнению с породами, не содержащими нефть или газ, обусловлено тем, что часть свободных окислов железа связывается во вновь образующемся парамагнитом сидерите [12]. Таким образом, водо- и нефтенасыщенные породы различаются и по содержанию магнитных минералов.

Таблица 4

Характеристика кварцевых песчаников терригенной толщи девона [88]

Площадь, номер скважины	Интервал отбора керна, м	Тип песчаника (гранулометрический состав в мм)	Характер цементации на стадии эпигенеза	Пористость, %	Проницаемость, мД
Туймазы, 1000	1582—1585	Мелкозернистый нефтеносный	Слабое срастание зерен (15% длинных контактов)	24,26	1227
Туймазы, 679	1776—1779	Мелкозернистый водоносный (0,05—0,27)	То же	25,59	1793
Шкапово, 7	1988—1994	Мелкозернистый нефтеносный (0,003—0,25)	"	27,03	1709
1051	1690—1693	Мелкозернистый водоносный (0,04—0,25)	Среднее срастание зерен (до 50% длинных контактов)	14,20	213
44	2007—2009	Мелкозернистый водоносный (0,04—0,25)	То же	16,90	461
48	2095—2099	Мелкозернистый нефтеносный (0,05—0,22)	"	19,46	749

Приведенные выше факты говорят о том, что водоносные и нефтеносные части коллекторов различаются по составу и структуре. Степень и качество различий определяются возрастом пород, типом коллектора (терригенный, карбонатный), временем прихода в коллектор нефти и степени минерализации пластовой воды.

Большинство исследователей считает, что присутствие углеводородов сохраняет пористость и проницаемость коллектора, а коллекторские свойства его водоносной части вследствие прогрессивного эпигенеза ухудшаются. В табл. 4 приведены данные, характеризующие коллекторские свойства терригенной толщи Туймазинского и Шкаповского месторождений. Из таблицы следует, что пористость и проницаемость водоносных пород ниже нефтеносных. Это связано с регенерацией кварца. Ухудшение коллекторских свойств за контуром нефтеносности наблюдается также на многих месторождениях Татарии (табл. 5). В этом

случае понижение пористости и проницаемости связано с явлением кальцитизации.

Р. С. Сахибгареев и Р. А. Абдуллин [104] отмечают, что газопроницаемость водоносных песчаников Евринской площади, состоящих более чем наполовину из регенерированных зерен кварца, в 4,5—10 раз ниже, чем нефтенасыщенных песчаников Трехозерного нефтяного месторождения, аналогичных по гранулометрическому и вещественному составу.

Таблица 5

Средние значения пористости и проницаемости пород старооскольского горизонта на месторождениях Джьер и Пашня [58]

Месторождение	В контуре нефтеносности		За контуром нефтеносности	
	Пористость, %	Проницаемость, мД	Пористость, %	Проницаемость, мД
Джьер	18,3	417	16,4	70
Пашня	18,0	90	14,0	40

На ряде нефтяных месторождений Краснодарского края В. Т. Малышек и О. К. Обухова установили существенные различия в степени цементации нефтеносных коллекторов эоцена и палеоцена, которые за пределами залежей сцементированы опалом и кальцитом, а в сводовых частях сложены рыхлыми алевролитами и песчаниками. В результате этого пористость и проницаемость водоносной части залежи значительно ниже, чем нефтеносной.

Различие эпигенетических изменений пород водоносной и нефтеносной частей пласта обуславливает различие их удельного электрического сопротивления, коэффициента остаточной водонасыщенности, адсорбционной активности, упругих и других свойств. По данным Е. И. Леонтьева [63], на месторождениях Западной Сибири различие удельного сопротивления нефтенасыщенной и водонасыщенной частей коллектора связано не только с нефтенасыщенностью пород, но и разным содержанием в них пелитизированных полевых шпатов. На рис. 2 представлены графики распределения количества связанной воды ($\kappa_{в}$), коэффициентов открытой пористости ($\kappa_{п}$) и объемной глинистости ($C_{гд}$), параметра пористости ($P_{п}$) для образцов полимиктовых песчаников горизонтов БС_I—БС_{IV} нефтяного месторождения Усть-Балык для внутриконтурной и законтурно-переходной зон залежи. Как видно, все водо- и нефтенасыщенные части залежи характеризуются различными значениями этих параметров.

Таким образом, пластовые воды и нефтенасыщение оказывают неодинаковое влияние на структуру и состав горных пород в течение геологического времени, а следовательно, на литолого-

петрографические и коллекторские свойства пород. В связи с этим при поиске критериев нефтегазонасыщенности пород по геофизическим данным следует учитывать не только различия

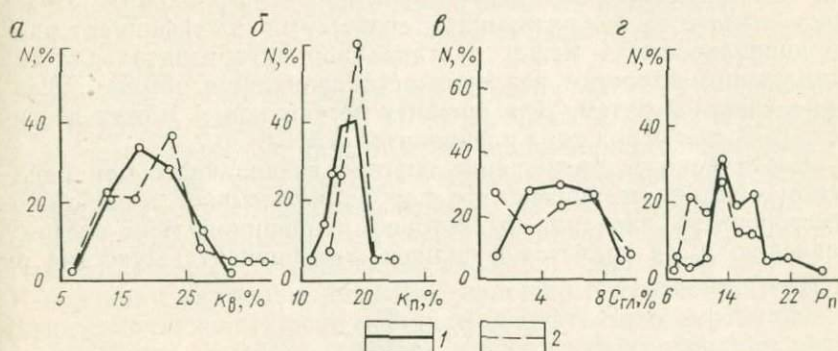


Рис. 2. Частота распределения N физических параметров пород горизонтов БС_I—БС_{IV} нефтяного месторождения Усть-Балык [63]:

a — количества связанной воды k_B ; $б$ — коэффициента открытой пористости k_n ; $в$ — коэффициента объемной глинистости $C_{гд}$; $г$ — параметра пористости $P_{п}$. 1 — законтурная зона; 2 — внутриконтурная зона

свойств, обусловленные насыщающим флюидом в естественном залегании, но и геохимические, физические, биологические факторы, воздействующие на формирование горных пород.

ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ГОРНУЮ ПОРОДУ В ЕСТЕСТВЕННОМ ЗАЛЕГАНИИ

Характер процессов образования и физико-химического превращения осадочных горных пород, вес вышележащих пород, интенсивность и продолжительность тектонических процессов, а также механические свойства самих пород предопределяют суммарное напряжение в пласте или массиве [110]. Это напряжение, называемое горным давлением p_g , складывается из двух компонент — вертикальной $p_{г.в}$ и горизонтальной $p_{г.г}$, именуемых часто полным и боковым давлением.

На основании обобщения мировых данных о величинах вертикальных напряжений Н. К. Булин [20] показал, что при глубине до 2,7 км $p_{г.в}$ линейно возрастает с глубиной и примерно соответствует гравитационному напряжению. Следовательно, при известной мощности (глубине) H и плотности σ каждого слоя вертикальную компоненту горного давления можно вычислить по формуле

$$p_{г.в} = \sum_{i=1}^n h_i \sigma_i g, \quad (1)$$

где n — число слоев.

Это уравнение, по существу, выражает геостатическое давление ($p_{\text{гео}}$) [110].

Значение бокового горного давления определяется величиной вертикальной компоненты давления, коэффициентом Пуассона пород и их реологическими свойствами. Коэффициент пропорциональности A между вертикальной и горизонтальной составляющими горного давления устанавливается обычно экспериментальным путем. Для прочных песчаников A может достигать 0,33, для пород типа алевролитов $A \approx 0,6-0,7$.

Когда боковое расширение породы, возникающее при одноосном сжатии, ограничено, то порода испытывает воздействие всестороннего давления p , которое пропорционально осевому давлению $p_{\text{ос}}$ и является функцией коэффициента Пуассона μ :

$$p = p_{\text{ос}} \frac{\mu}{1 - \mu}. \quad (2)$$

Поскольку значение μ для горных пород колеблется от 0,1 до 0,3, то согласно (2) всестороннее давление составляет (0,1—0,4) $p_{\text{ос}}$.

Однако замеры напряжений в скважинах и шахтах методом разгрузки показали [20], что горизонтальная компонента в образованиях платформенного чехла составляет 0,4—0,8 вертикальной. Наиболее близкое к гидростатическому распределению внутренних напряжений наблюдается в гомогенных осадках (Н. К. Булин, 1971 г.), а также в некоторых разностях осадочных пород, обладающих повышенной пластичностью. Общим состоянием пород на глубине является квазистатическое [20].

Вследствие тектонических процессов отдельные участки геологических регионов перемещаются, нарушая равновесное напряжение состояния пород. Напряжение (давление), создающееся в слоях непрерывно-прерывистыми тектоническими процессами, называется геотектоническим ($p_{\text{т}}$) [110].

Один из важнейших факторов, определяющих физические свойства осадочных пород в естественном залегании,— пластовое давление. Пластовым давлением $p_{\text{пл}}$ называется внутреннее давление, возникающее в поровом пространстве осадочных пород при вскрытии нефтеносных, газоносных и водоносных пластов. Часто проводят параллель между начальным пластовым давлением и гидростатическим давлением ($p_{\text{гн}}$), т. е. давлением столба воды, равного по высоте глубине залегания пласта. В этом случае, считая закономерным соответствие начального пластового давления гидростатическому, неоправдано исключаются факторы, в действительности обуславливающие наличие в поре породы пластового давления. Причина возникновения и изменения пластовых давлений заключается не только в различной глубине залегания пластов. Пластовое давление согласно Б. А. Тхостову [110] является результатом геологиче-

ского развития участка исследования, т. е. определяется комплексом природных факторов, к которым относятся геостатическое, геотектоническое и гидростатическое давления, степень сообщаемости между пластами, химическое взаимодействие вод и пород, вторичные явления цементирования пористых проницаемых пластов и др.

Имеется много примеров превышения пластового давления над гидростатическим [11, 110]. Причинами этого, по мнению ряда исследователей, являются: 1) вдавливание пластичных пород в трещины, что приводит к повышению давления жидкости вследствие отсутствия стока воды из пласта; 2) отжимание поровых вод из глинистых осадков в песчанистые или трещиноватые коллекторы; 3) десорбция адсорбционной воды и т. д. К причинам аномально высокого пластового давления (АВПД) относятся также: 1) рост складок и значительные вертикальные перемещения отдельных частей их после формирования залежей (унаследованное давление); 2) наличие тектонических трещин, связывающих данный пласт с низзалегавшими газосодержащими пластами; большая высота газовой залежи и т. д. Некоторые исследователи связывают величину АВПД с гипсометрическим положением естественных выходов пласта на дневной поверхности. Однако до сих пор не рассматривался вопрос о давлении $p_{пл}$, которое возникает в пласте с затрудненным стоком воды вследствие его упругого сжатия под действием горного (геостатического) давления на современной глубине залегания.

Для условий, когда изменение объемов пор V_n и жидкости $V_{ж}$ при постоянной температуре T эквивалентны, можно записать:

$$-\left(\frac{dV_n}{V_n}\right)_T = -\left(\frac{dV_{ж}}{V_{ж}}\right)_T = \beta_{ж} dp_i, \quad (3)$$

где $\beta_{ж}$ — сжимаемость жидкости.

Используя дифференциальное уравнение связи напряжение — деформация в случае объемного изменения однородной пористой среды [1, 41] и аналитические зависимости сжимаемости пор $\beta_{пор}$ песчано-глинистых пород от глубины их залегания H , относительной глинистости η (коэффициента заполнения пор), типа цемента и цементации, согласно уравнению (3) получим:

$$p_i = p_{i,1} + p_{i,2}; \quad (4)$$

$$A = \frac{7 \cdot 10^{-2}}{H(1-\eta)(\beta_{ж} - \mu_p \beta_T)}; \quad \mu_p = \frac{1 - \eta \beta_{скл} / \beta_T}{1 - \eta};$$

$$p_{i1} = \frac{350 \cdot 10^{-6}}{\alpha 350 \cdot 10^{-6} + H(1-\eta)(\beta_{ж} - \mu_p \beta_T)} p, \quad (0 \leq p \leq p_{min}); \quad (5)$$

$$p_{i2} = A \ln \frac{p + \alpha \frac{7 \cdot 10^{-2}}{H(1-\eta)(\beta_{ж} - \mu p^{\beta_{т}})} + 150}{p_{\min} + \alpha \frac{7 \cdot 10^{-2}}{H(1-\eta)(\beta_{ж} - \mu p^{\beta_{т}})} + 150},$$

$$(p_{\min} \leq p \leq p_{\max}), \quad (5')$$

где $\beta_{т}$ и $\beta_{вкл}$ — сжимаемость твердой фазы скелета и включений; p_{\max} — геостатическое давление на глубине залегания пород; p_{\min} — геостатическое давление, до которого сжимаемость пор имеет постоянное значение; α — коэффициент, характеризующий состав цемента и тип цементирования.

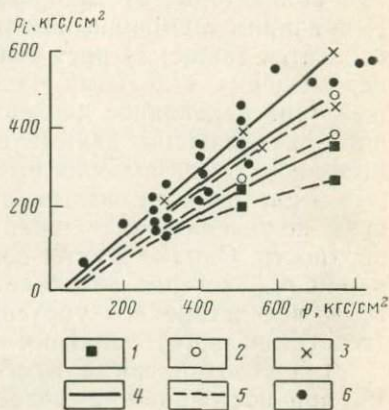
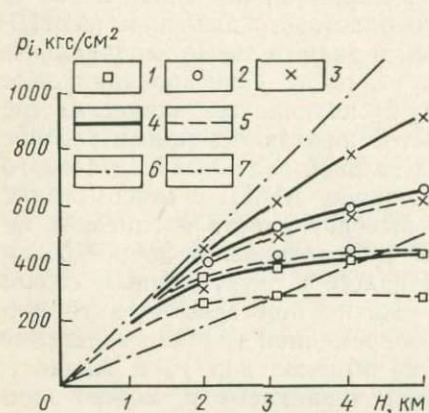


Рис. 3. Значения порового (пластового) давления при упругом сжатии пород геостатическим давлением.

1 — $\eta=0$; 2 — $\eta=0,5$; 3 — $\eta=0,75$; 4 — $\alpha=1$; 5 — $\alpha=0,5$; 6 — геостатическое давление; 7 — условное гидростатическое давление

Рис. 4. Зависимость порового давления от геостатического ($H=3$ км).

1 — $\eta=0$; 2 — $\eta=0,5$; 3 — $\eta=0,75$; 4 — $\alpha=1$; 5 — $\alpha=0,5$; 6 — экспериментальные значения

Из уравнения (4) следует, что возникающее при упругом сжатии пористой среды поровое (пластовое) давление определяется глубиной залегания пород, типом ее цементирования и относительной глинистостью [115]. Результаты расчета по уравнению (4) приведены на рис. 3. При расчетах принято $\beta_{ж}=40 \cdot 10^{-6}$ см²/кгс; $\beta_{т}=\beta_{вкл}=2 \cdot 10^{-6}$ кгс/см²; $p_{\min}=50$ кгс/см². Поровое давление при упругом сжатии водонасыщенных пород может превышать гидростатическое давление на глубине залегания пласта.

Для подтверждения теоретических расчетов была разработана установка высокого давления и температуры, позволяющая измерять возникающее поровое давление в породе при ее упругом сжатии. Приведенные на рис. 4 результаты теоретиче-

ских расчетов и экспериментальных измерений величины p при упругом сжатии пород взаимно подтверждаются.

Значения начального аномально высокого пластового давления некоторых месторождений Терского хребта и Краснодарского края приведены в табл. 6. Для месторождений Терского хребта величины p_i рассчитаны при $\alpha=1$ и $\eta=0,5$, т. е. при значениях, наиболее характерных для коллекторов этого района. Сравнение результатов непосредственных замеров АВПД в

Таблица 6

Значения порового давления в залежах месторождений Терского хребта и Краснодарского края

Месторождение	Отметка точки замера, м	Начальное пластовое давление [110], кгс/см ²	Пластовое давление при упругом сжатии, кгс/см ²	Условное гидростатическое давление, кгс/см ²
Терский хребет				
Ахлово	2590	450	480	259
Малгобек-Вознесенское	2500	484	470	250
Али-Юрт	2460	487	465	246
Эльдарово	3323	580	550	332
Орлиная	2810	510	505	281
Хаян-Корт	3200	550	540	320
Краснодарский край				
Анастасиевское	1885,3—2713,5	346—385	280—450	188,5—271,3
Курчанское	1117	203	220—240	117
	1314,2	224	248—292	131,4
	1217,6	227,6	235—268	122
Вышестеблиевское	3110	562	298—530	311
			(420—640)*	
Абино-Украинское	2360	470	292—452	236
			(380—520)*	

* При $\alpha=1,5$, η от 0 до 0,75.

скважинах с данными теоретических расчетов, подтвержденными лабораторными экспериментами, позволяет предположить, что упругое сжатие коллекторов или вмещающих пород под действием геостатического давления на глубине их залегания может являться одним из механизмов возникновения аномально высокого пластового давления в нефтегазовых залежах.

При исследовании горных пород в лабораторных условиях не всегда удается полностью воспроизвести сложно-напряженное состояние породы. Это объясняется не техническими причинами, а в основном отсутствием точных сведений о величине и характере давления, действующего на породу в естественном ее залегании.

В лабораторных условиях исследования проводятся при различных соотношениях осевого и бокового давлений для разных значений коэффициента распора. Во многих случаях этот коэффициент принимается равным единице, т. е. породы изучаются под действием сил, равномерно действующих на всю поверхность образца и называемых всесторонним давлением p .

Воспроизведение пластового давления в лабораторных условиях осуществляется путем отдельного воздействия давления

Таблица 7

Давления, действующие на горную породу
в естественном залегании, и их аналоги в лабораторных условиях

Вид давления в естественном залегании пород	Индекс	Лабораторный аналог	Индекс
Горное	$p_r = p_{гео} + p_r + p_{гн} + \dots$	Эффективное	$p_{эф} = p - p_{ri}$
Вертикальное (полное)	$p_{г.в}$	Одностороннее (осевое)	$p_{ос}$
Боковое (горизонтальное)	$p_{г.г}$	Одностороннее (боковое)	$p_{бок}$
Геостатическое	$p_{гео}$	Всестороннее (внешнее)	p
Геотектоническое	p_r	Динамическое	$p_{дин}$
Гидростатическое	$p_{гн}$	Гидростатическое (образец без оболочки)	$p_{гн}$
		Всестороннее* (внешнее)	p
Пластовое	$p_{пл}$	Внутреннее, поровое (внутрипоровое)**	p_i

* Образец экранирован от среды, создающей давление.

** Образец экранирован и испытывает одновременно воздействие внешнего и внутреннего давления.

на флюид, заполняющий поровое пространство породы независимо от давления на внешнюю поверхность породы, находящуюся в непроницаемой оболочке. Некоторые исследователи называют это давление поровым или внутренним (внутрипоровым) [41, 137, 139]. В табл. 7 приведены перечень давлений, действующих на породу в пластовых условиях, и их аналоги, которые воспроизводятся в лабораторных условиях.

Поскольку деформация породы при одновременном воздействии на последнюю различных сил происходит под влиянием результирующего напряжения, то возникающее давление можно представить в виде геометрической суммы различных по природе напряжений.

Для упрощения методики исследования в ряде случаев предполагается, что порода находится под действием внешнего (всестороннего) давления, равного по величине геостатическому, с

одновременным воздействием на жидкость, заполняющую поровое пространство породы, соответствующего гидростатического давления. Несомненно, это предположение исключает ряд особенностей деформации пород в естественном залегании. Однако на первой стадии исследований при отсутствии точных сведений о характере сложно-напряженного состояния пород такое предположение можно считать справедливым, поскольку экспериментально показан весьма близкий характер деформации при всестороннем и сложно-напряженном (осевое + боковое, квазивсестороннее и др.) состояниях [26, 28, 118, 152].

Предполагая, что порода испытывает действие всестороннего (внешнего) и внутреннего (порового) давления, эффективное (результатирующее) давление $p_{эф}$ выражается уравнением [133].

$$p_{эф} = p - np_i, \quad (6)$$

где n — безразмерный коэффициент разгрузки, характеризующий долю влияния порового давления на изменение данного физического параметра пород.

Х. Брандт [133] предполагал, что физические характеристики пород, в частности скорость распространения упругой продольной волны v_p , зависят не от дифференциального давления $p_d = p - p_i$, а от эффективного $p_{эф}$.

Дальнейшая разработка теории деформации пористых сред и экспериментальное изучение влияния порового давления на скорость и пористость пород привели к некоторым разногласиям. В. Г. Хикс и Дж. Е. Берри [143] отмечают, что v_p зависит от дифференциального давления, т. е. коэффициент n равен около единицы и не зависит от давления. Аналогично М. Р. Вилли, Г. Ф. Гарднер [164] и др. указывают, что изменение внутреннего давления при постоянном внешнем давлении влияет на скорость распространения упругих волн так же, как изменение внешнего давления при постоянном внутреннем давлении, и, следовательно, $n = 1$. Дж. Гиртсма [139], изучая изменение объема породы под действием эффективного давления, высказал предположение о зависимости n от объемной сжимаемости скелета породы $\beta_{ск}$ и сжимаемости твердой фазы β_T :

$$n = \frac{\beta_{ск} - \beta_T}{\beta_{ск}}. \quad (7)$$

Позднее И. Фетт [137] экспериментально подтвердил, что

$$n = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p_i} \right)_{p_T} \bigg/ \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_{p_i, T}, \quad (8)$$

где V — объем образца, T — температура.

При этом было установлено, что повышение внутреннего давления при неизменном внешнем давлении увеличивает объем, наблюдающийся при изменении внешнего давления при постоянном внутреннем давлении, только на $3/4$, т. е. $n = 0,75$.

В работе [121] не было отмечено существенных изменений коэффициента n от давления, и при определении эффективного давления использовалось среднее значение $n=0,85$. Между тем, экспериментальные измерения скорости распространения упругой продольной волны, удельного электрического сопротивления и объема пор различных пород [3] показали, что коэффициент разгрузки зависит не только от состава и структуры породы, но от измеряемого физического параметра.

Согласно [121, 133, 135] безразмерный коэффициент n указывает на различие изменений объема скелета породы, вызванных всесторонним и поровым давлением. Как известно, рост давления в порах приводит к увеличению объема скелета породы из-за уменьшения дифференциального давления. Вместе с тем под действием повышающегося пластового давления происходит сокращение объема минеральных частиц, составляющих твердую фазу породы, а следовательно, и уменьшение объема скелета породы.

Такая трактовка физического смысла роли пластового давления при оценке степени изменения объема скелета породы справедлива для гранулярных сред, представляющих собой жестко сцементированную систему без «пассивной» твердой фазы [1, 3, 4]. Под «пассивной» твердой фазой подразумевается та часть твердой фазы породы, которая не испытывает воздействия внешних сил, влияющих на эластичную оболочку образца (всестороннее давление).

К средам без «пассивной» твердой фазы можно отнести хорошо сцементированные отсортированные песчаники с контактным типом цемента, в которых отсутствует цемент заполнения пор. Для пород с «пассивной» твердой фазой, т. е. для песчаников и алевролитов с плохо отсортированными зернами, с цементом заполнения пор и др., пластовое давление наряду с рассмотренными выше эффектами дополнительно увеличивает объем пор вследствие сжатия «пассивной» твердой фазы. Такое увеличение пор, естественно, происходит без изменения внешнего объема породы, т. е. объема скелета. Следовательно, относительные изменения объема скелета и объема пор при одинаковом пластовом давлении определяются строением породы и соотношением ее «активной» и «пассивной» частей.

Величина «активной» части пластового давления, влияющей на данный физический параметр, определяется коэффициентом n и зависит от пористости, относительной величины «пассивной» части твердой фазы и изменения коэффициента пористости под действием пластового давления при постоянной разности давлений [1].

Значение коэффициента n для разных измеряемых параметров различно. Значит, из-за разного характера воздействия внешнего и порового давлений на физические свойства пород нельзя отождествлять влияние нагрузки на физические пара-

метры последних под действием внешнего всестороннего давления с влиянием нагрузки, равной по величине всестороннему давлению, но обусловленной разностью давлений — внешнего и порового.

При оценке деформации, вызванной как внешним, так и поровым давлением, необходимо учитывать только ту часть последнего, которая изменяет данный физический параметр на величину, на которую он изменяется при росте внешнего дав-

Таблица 8

Плотность влагонасыщенных осадочных пород территории СССР по данным М. Л. Озерской [82]

Порода	Плотность, г/см ³	Порода	Плотность, г/см ³
Песчаники	2,41	Доломиты	2,66
Алевролиты	2,43	Ангидриты	2,86
Глины	2,34	Гипсы	2,34
Аргиллиты	2,56	Соль	2,12
Мергели	2,36		
Известняки	2,50		
		Среднее	2,47

ления в условиях постоянного внутреннего давления. В этом заключается физическая сущность эффективного давления и понятие коэффициента разгрузки, используемого при расчете эффективного давления.

Как отмечалось ранее, геостатическое давление можно вычислить как сумму произведений мощности вышележащих отложений на их плотность. Следовательно, для каждого конкретного геологического региона необходимо знать эти параметры. При отсутствии таких данных можно пользоваться средним значением плотности осадочных пород (табл. 8). Средние значения плотности пород рассчитаны по данным М. Л. Озерской [82] для воздушно-сухих пород с учетом их средней пористости и 100%-ной влагонасыщенности. Таблица составлена по результатам исследований более 30 000 образцов. Средняя плотность влагонасыщенных осадочных пород для территории СССР 2,47 г/см³. Следовательно, с увеличением глубины залегания на 1000 м геостатическое давление повышается на 247 кгс/см².

При расчете средней плотности нами не учитывалась распространенность пород на территории СССР. Несмотря на это, полученное значение может быть использовано для оценки геостатического давления, при отсутствии сведений о плотности, мощности и литологическом составе отложений района исследования.

На рис. 5 [30, 32, 110] видно, что на малых глубинах пластовое давление близко к гидростатическому, на больших глубинах различие между ними увеличивается. Однако в первом приближении, исключая пласты с аномально высокими пластовыми давлениями, наблюдаемую зависимость условно можно экстрапо-

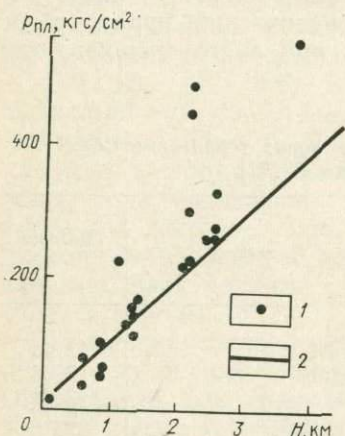


Рис. 5. Значения пластового давления в нефтегазоносных пластах на различных глубинах.

1 — фактические замеры в скважинах; 2 — $P_{пл}$, рассчитанное по уравнению гидростатического давления при плотности жидкости $\delta_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$

Таблица 9

Температура на различных глубинах в нефтегазоносных районах СССР [21, 30, 32, 110]

Нефтегазоносный район	Глубина, м	Температура, °С
Пермская область	950—1980	17—46
Татарская АССР, Удмуртская АССР	730—1930	8—41
Оренбургская область	490—2300	11—64
Куйбышевская область	280—3250	14—192
Башкирская АССР	600—2200	6—57
Саратовская область	400—2120	16—207
Волгоградская область	500—1870	20—60
Коми АССР	200—3230	6—77
Ставропольский край	2500—3480	115—150
Краснодарский край	300—2950	20—114
Чечено-Ингушская АССР	300—3960	25—144
Южный Мангышлак	1000—2210	60—102
Казахская ССР	80—2250	11—54
Западная Украина	1060—2850	36—84
Тюменская область	1750—2670	55—118
Томская и Новосибирская области	1940—2720	61—91
Якутская АССР	2400	52
Иркутская область	2100—2400	32
Сахалинская область	60—2360	2—81
Западная Туркмения	1560—3370	50—91
Бухарская область	750—1440	47—81
Азербайджанская ССР	80—4700	18—135

лизовать на большие глубины и для расчета воспользоваться значениями гидростатического давления.

В верхних слоях земной коры температура, так же как давление, увеличивается с возрастанием глубины. Из табл. 9 видно, что геотермический градиент находится в пределах (15—40°С/км). Для одного и того же района характерна изменчивость геотермического градиента для различных стратиграфических и гидрогеологических комплексов. Обычно наибольшее

Таблица 10'

Соотношения между глубиной, всесторонним и поровым давлением и температурой

Глубина, км		1	3	5	10	15
Всестороннее (внешнее) давление, кгс/см ²		250	750	1250	2500	3750
Поровое (внутреннее) давление, кгс/см ²		100	300	500	1000	1500
Температура, °С	Коллекторы	40	150	240	—	—
	Вмещающие породы	30	100	150	300	400

значение геотермического градиента соответствует отложениям с высоким тепловым сопротивлением (глинистые отложения).

Таким образом, при экспериментальных исследованиях, проводимых с целью выявления характера изменения физических параметров пород с увеличением глубины их залегания, можно рекомендовать соотношения между глубиной, всесторонним и поровым (пластовым) давлением и температурой, приведенные в табл. 10. Возможно, что предполагаемые значения p , p_i и T могут отличаться от истинных, но целесообразность идентификации методики комплексного исследования влияния давления и температуры на физические свойства пород вызывает необходимость выбора определенного соотношения указанных параметров. Приведенные в табл. 10 величины были выбраны исходя из средней плотности осадочных пород, давления и среднего геотермического градиента в нефтегазоносных областях СССР. Накопление фактического материала и его обработка, по-видимому, позволят откорректировать значения термодинамических градиентов.

**ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТВЕРДОЙ,
ЖИДКОЙ И ГАЗОВОЙ КОМПОНЕНТ
ОСАДОЧНЫХ ПОРОД****ТВЕРДАЯ ФАЗА (МИНЕРАЛЫ)**

В составе осадочных горных пород из породообразующих минералов чаще всего встречаются кварц, кальцит, из глинистых — каолин, монтмориллонит и гидрослюда. В отдельных типах пород в большом количестве содержатся также опал, халцедон, доломит, группы слюдоподобных глинистых минералов (иллит), водные силикаты алюминия, магнезия с примесью окисного и закисного железа (хлориты) и др. Физические свойства некоторых минералов охарактеризованы в табл. 11.

Максимальные плотности и скорости распространения упругих волн свойственны карбонатным минералам — кальциту и доломиту, поэтому у хемогенных известняков эти параметры достигают $2,8 \text{ г/см}^3$ и $7,0 \text{ км/с}$ соответственно [106, 114].

Впервые Ф. Берч [132] эмпирически установил линейную зависимость между скоростью распространения продольных волн и плотностью минералов с одинаковой атомной массой (закон Берча). Эта зависимость была подтверждена и для скорости распространения поперечных волн.

Впоследствии Н. Б. Дортман и М. Ш. Магид [45] показали, что для большей части петрогенных элементов (тип S), входящих в состав породообразующих минералов, плотность и скорость распространения упругих волн определяются атомным радиусом. В связи с этим выделяются два типа корреляционной связи между скоростью распространения продольных волн v_p и плотностью породы σ ; прямая для породообразующих минералов и горных пород и обратная для рудных и тяжелых минералов.

Под действием давления изменяются почти все физические параметры минералов, что обусловлено ликвидацией микрошелевых дефектов в кристаллах [114, 159]. В зависимости от направления скорость распространения волн в кристаллах кварца при повышении давления до 2000 кгс/см^2 изменяется от $6,22$ до $6,45 \text{ км/с}$ по оси [001] и от $5,15$ до $5,50 \text{ км/с}$ по оси [100]. Скорость распространения поперечных волн v_s по оси [001] при тех же условиях колеблется от $4,4$ до $4,52 \text{ км/с}$ — направление

смещения волны [010] и от 3,70 до 3,85 км/с — направление смещения волны [100]. Следует отметить, что согласно [126, 127] производная скорости поперечной волны по давлению для кварца может иметь и отрицательный знак, т. е. при увеличении давления v_s уменьшается. Если v_p и v_s в основных породообразующих минералах с повышением температуры уменьшаются, то в кварце v_s увеличивается. Естественно, аномальное поведение скорости v_s кварца в зависимости от температуры отражается и на зависимости коэффициента Пуассона от температуры. С увеличением температуры коэффициент Пуассона для кварца уменьшается, а для других минералов — увеличивается.

Значительная анизотропия скорости характерна для кальцита. Если по направлению [0001] $v_p = 5,55$ км/с, то по направлению [1210] она достигает 8,1 км/с. Это различие скоростей в разных направлениях существенно не изменяется и при высоких давлениях.

Электропроводность основных породообразующих минералов осадочных пород в атмосферных условиях обычно составляет $10^{-7} - 10^{-8}$ Ом $^{-1}$ ·м $^{-1}$. При повышении давления, так же как и при повышении температуры, она увеличивается в несколько раз [86]. При давлении до 20 000 кгс/см 2 и температуре более 500°С проводимость кварца на несколько порядков ниже, чем осадочной породы, насыщен минерализованным раствором, поэтому проводимость основных породообразующих минералов (кварца, кальцита и др.) существенного влияния на проводимость породы в целом не оказывает.

Физические свойства глинистых минералов, к сожалению, остаются малоизученными. Все глинистые минералы являются слоистыми силикатами, т. е. силикатами, построенными из наложенных друг на друга слоев [74]. Период повторяемости слоев изменяется от $7 \cdot 10^{-10}$ м (каолинит) до $15 \cdot 10^{-10}$ м (монтмориллонит). Для монтмориллонита период повторяемости слоев часто определяется количеством межслоевой воды, что одновременно обуславливает менее прочные связи между слоями. Плотность глинистых минералов колеблется в пределах 2,2—2,8 г/см 3 , а твердость от 1 до 2 по шкале Мооса.

Прочность глинистых минералов, так же как и горных пород, зависит от насыщающей их жидкости. Жидкость оказывает двойное влияние — через механические связи и путем воздействия на свободную поверхностную энергию внутренней границы твердого тела и жидкости. Уменьшение свободной поверхностной энергии снижает энергетический барьер, что приводит к уменьшению предела пластичности.

В водонасыщенных песчаниках кристаллы каолинита часто имеют вид изометрических или удлиненных псевдогексагональных пластинок. Размер частиц каолинита 10 мкм и более [97]. Дисперсность твердой фазы пород, как известно, влияет на содержание в породе связанной воды. С ростом дисперсности

Физические параметры основных породоб

Минерал	Сингония	Структура	Твердость по Моосу	Минеральная плотность, г/см ³	Скорость распространения продольных волн, км/с
Кварц	Тригональная	Кристаллы, сплошные агрегаты и скрытокристаллические агрегаты	7	2,66	6,05—6,25
Кальцит	То же	Кристаллы или сплошные агрегаты	3	2,71—2,72	6,70
Доломит	"	Кристаллы, сплошные агрегаты	3,5—4,2	2,80—2,99	6,77—7,20
Гипс	Моноклиная	Кристаллы, сплошные волокнистые или земляничные агрегаты	1,5—2,0	2,32	1,5—3,5
Ангидрит	Ромбическая	Кристаллы, сплошные массы	3—3,5	2,8—3,0	5,4—6,0
Галит	Кубическая	Кристаллы	2,0—2,5	2,17	4,9
Каолинит	Моноклиная	Порошковый или пластинчатый, реже кристаллический	1,0—2,5	2,60—2,63	—
Галлуазит	Кубическая (или аморфная)	Неясная	2,0	2,60	—
Монтмориллонит	Ромбическая, псевдогексагональная	—	1,0	2,5	—
Глауконит	Моноклиная	Зернистые агрегаты	2,0	2,20—2,80	—

разующих минералов осадочных горных пород

Скорость распространения поперечных волн, км/с	Модуль Юнга, 10 ⁵ кгс/см ²	Коэффициент Пуассона	Теплоемкость, 10 ³ м/градус	Теплопроводность, 10 ² г/с·градус	Коэффициент линейного расширения, 1/градус · 10 ⁴	Удельное сопротивление, Ом·м	Диэлектрическая проницаемость
4,11	9,6	0,08	0,71—1,0	7,1	0,75—1,37	10 ¹² —3,2 · 10 ¹⁶	4,6—6,1
3,39	8,45	0,28	0,84—0,94	3,72	2,6	5 · 10 ⁷ 5,5 · 10 ⁷	7,5—8,7
—	7,10—9,16	0,4	0,92	1,08	1,2	4—6 · 10 ¹⁵	6,3—8,2
0,49—1,00	1,3	0,30	0,84—1,05	0,75	0,22	—	5,4—11,6
—	7,2—7,4	—	0,50	—	—	10 ³ —10 ¹⁰	5,8—6,2
2,82	3,65	0,25	0,83	4,7	3,2	10 ⁴ —10 ¹⁷	5,8—6,2
—	—	—	0,94	0,88	0,53	—	9,1—14,0
—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—

породы увеличивается объем связанной воды в монослое (табл. 12).

Различный состав глинистых минералов в породе обуславливает способность ее к гидратации. Последнее, как известно, зависит от отношения Al_2O_3/SiO_2 , с которым часто связано на-

личие у минералов глин раздвижных кристаллических решеток. Количество поглощенной воды глинистыми минералами зависит также от катиона и относительной влажности [97].

Твердая фаза осадочных пород характеризует их диффузионно-адсорбционную активность. Объемная катионная емкость

увеличивается с уменьшением размеров зерен и максимальна для глинистой фракции с эффективным диаметром частиц 0,01 мм.

Для большей части глинистых минералов с повышением дисперсности отмечается рост емкости поглощения. По данным [97], распределение глинистых минералов в продуктивных отложениях Западной Сибири связано с размерами частиц (табл. 13).

На рис. 6 приведена зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для монтмориллонита и каолинита при различной минерализации насыщающего раствора. Как видно, при изменении удельного сопротивления воды от 1 до 0,056 Ом·м параметр пористости P_n монтмориллонита изменяется почти в 10 раз, а каолинита — только в 1,8 раза ($k_n = 30\%$).

Во многих расчетах часто необходимо знать сжимаемость глинистых минералов. К сожалению, в литературе отсутствуют такие данные. Приближенная теоретическая оценка сжимаемости глинистых включений в породе была сделана В. М. Добрыниным [41]. Предполагается, что глинистые включения в водном растворе состоят из «сухих» минеральных частиц и воды, прочно связанной силами молекулярной адсорбции. Если сжимаемость прочно связанной воды принимать равной сжимаемости сво-

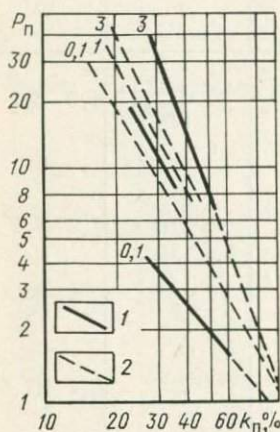


Рис. 6. Зависимость параметра пористости P_n от коэффициента пористости k_n для монтмориллонита (1) и каолинита (2) при различной минерализации насыщающего раствора [33]. Шифр кривых — минерализация насыщающего раствора NaCl в нормалях

Таблица 12

Адсорбционная емкость монослоя различных адсорбентов [97]

Адсорбент	Удельная поверхность, м ² /г	Емкость в слое, мк моль/г
Каолин глуховецкий	12,5	0,20
Суглинок легкий (Салехард)	38,3	0,61
Глина (Салехард)	72,9	1,15
Монтмориллонит (огланлинский)	178,2	2,82
Силикагели (по Ф. Д. Овчаренко)	443,0	6,70
	593,0	9,00
	672,0	10,20
	682,0	10,40
	922,0	14,00

бодной минерализованной воды, то отношение сжимаемостей глинистых включений к сжимаемости твердых минералов может изменяться от 1,5 до 8,0 в зависимости от количества воды во включениях. Аналогичным путем было получено также отношение коэффициентов теплового расширения включений и твердой фазы, которое, по данным В. М. Добрынина, может изменяться от 10 до 30.

Таблица 13
Распределение глинистых минералов по фракциям [98]

Минерал	Генезис	Размер частиц по данным электронной микроскопии, мкм
Каолинит K_1	А (Д)	1
Каолинит K_2	Э	2—4
Каолинит K_3	Э	0,5—5,0
Серпентин I (лизардит)	А (Д)	0,2—5,0
Серпентин II	А (Д)	0,2—3,0
Гидрослюда I	Э—Д (А)	0,3—2,0
Гидрослюда II	А (Э—Д)	0,3—0,5
Глауконит	Д (А)	0,2—0,5
Селадонит	Д (А)	0,3—5,0
Хлорит I	А—Д (Э)	0,3—0,6
Хлорит II	Э (А—Д)	0,3—3,0
Монтмориллонит	А (Д)	0,1—0,4
Смешанно-слоенные образования ряда гидрослюда—монтмориллонит	А (Д)	0,1—0,2

K_1 — каолинит несовершенной структуры (преимущественно аллотигенный); K_2 — каолинит совершенный; K_3 — каолинит менее совершенный; А — аллотигенный; Д — диагенетический; Э — эпигенетический.

Проводимость глин определяется их составом и интервалом температуры [92]. Для пород с каолиновым составом глинистой фракции параметр пористости при температуре до 150°С фактически остается неизменным, тогда как при монтмориллонитовом составе глинистой фракции P_n уменьшается с повышением температуры.

ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ

Основными видами вод, содержащихся в порах породы, считается свободная и связанная вода (табл. 14). Свободная вода — это капиллярная и гравитационная вода, удерживаемая в порах породы силами капиллярного поднятия.

Физически связанная вода удерживается на поверхности твердого тела молекулярными силами сцепления. Количество связанной воды определяется силой взаимодействия ее молекул

Классификация вод, содержащихся в горных породах

Принцип классификации	Виды вод	Подвиды вод	Автор
Состояние воды и ее подвижность	Кристаллизационная, химически связанная, гигроскопическая, пленочная, гравитационная, парообразная, твердая		А. Ф. Лебедев
Характер связи воды с породой	Химически связанная, физически связанная, свободная	Конституционная, кристаллизационная, гигроскопическая, адсорбционная	А. В. Думанский
Состояние воды и ее связь с породой	Сорбированная	Прочносвязанная (адсорбированная), рыхлосвязанная (осмотическая)	С. И. Долгов
	Свободная	Вода тонких капилляров (капиллярно-неподвижная и стыковая) Вода, подверженная влиянию гравитационных сил	
	Парообразная	Вода в состоянии потока	
Подвижность воды и характер ее взаимодействия с твердой фазой	Связанная	Кристаллизационная, конституционная, адсорбционная	В. А. Приклонский
	Свободная	Вода, удерживаемая капиллярными силами	

Принцип классификации	Виды вод	Подвиды вод	Автор
Величина свободной энергии	Связанная	Адсорбционная (гигроскопическая прочносвязанная)	Н. Н. Серб-Сербона, П. А. Ребиндер
	Свободная	Вода капилляров Вода диффузных двойных слоев	
Взаимодействие водных растворов с поверхностью	Связанная	Прочносвязанная Рыхлосвязанная	Ф. Д. Овчаренко Р. И. Злочевская
Подвижность воды	Свободная	Вода потока, вода в капиллярно-легкоподвижном состоянии	А. А. Ханин
	Остаточная	Вода в капиллярах с сечением $>0,002$ мм Вода в капиллярах с сечением $<0,002$ мм	
	Пленочная	Стыковая	

с молекулами твердой фазы и между собой. Если молекулы жидкости, соприкасающиеся со стенкой твердой фазы, взаимодействуют с молекулами твердого тела сильнее, чем между собой, то жидкость стремится увеличить поверхность соприкосновения с твердой фазой и смачивает данное тело. Смачиваемость обусловлена способностью тела концентрировать на своей поверхности молекулы жидкости за счет электростатического напряжения. Последнее главным образом характеризует степень заряженности поверхности тела, зависящей от ряда причин. В частности, заряженность поверхности диэлектрика происходит вследствие наличия нескомпенсированных зарядов, образовавшихся на поверхностях скола в результате изоморфного замещения атомов, диссоциации поверхностных молекул с переходом одного из ионов в раствор, специфической адсорбции ионов, связанных координационно ненасыщенными атомами на поверхности тела, дефектов кристаллической решетки и т. д.

Физически связанная вода, часто именуемая пленочной, подразделяется на физически прочносвязанную и рыхлосвязанную. К последнему виду относится пленочная вода по А. Ф. Лебедеву и осмотическая по Маттсону. При переходе воды из свободного в физически связанное состояние, согласно А. А. Ананяну [9], происходит изменение потенциального барьера при трансляционном движении молекул воды. Это приводит к изменению как структуры воды, так и ее физических свойств. Плотность прочносвязанной воды намного превышает плотность свободной воды, достигая $1,74 \text{ г/см}^3$. Температура замерзания ее не выше -78°C , а по некоторым данным даже -180°C . Прочносвязанная вода характеризуется также низкими теплоемкостью, диэлектрической проницаемостью и не является растворителем. Давление, удерживающее прочносвязанную воду на поверхности твердой фазы, достигает $10\,000 \text{ кгс/см}^2$. Толщина слоя прочносвязанной воды достигает двух—трех диаметров молекулы воды, а связанной воды в реальных осадочных породах от 10^{-4} до 10^{-5} см. Количество связанной воды для набухающих минералов близко к влажности конца кристаллического набухания, которое в свою очередь соответствует максимальной гигроскопической влажности. Прочносвязанная вода обычно составляет 0,5—0,6 максимальной гигроскопичности.

Следует отметить, что в породе имеет место неоднородность связанной воды, обусловленная характером дифференциальных зависимостей энергии связи. Например, вода, адсорбирующаяся на сколах кристаллов глинистых минералов, более прочно связана, чем адсорбирующаяся на плоских гранях. Наличие непосредственно у поверхности твердой фазы слоя жидкости толщиной до нескольких десятков нанометров было подтверждено опытами Б. В. Дерягина [40]. Исследования показали, что эти слои воды существенно отличаются от свободной воды, характеризуясь наличием модуля сдвига, пониженной упругостью пара, высокой плотностью и низкой температурой замерзания.

В промыслово-геофизической практике выделяется группа вод, именуемая остаточной водой. Согласно А. А. Ханину остаточной водой называется часть воды, которая не извлекается из пористой породы при движении в ней нефти и газа. Причиной этого являются поверхностно-молекулярные и капиллярные силы, удерживающие молекулы воды на контакте с твердой фазой. В понятие остаточной воды включается не только физически связанная (пленочная) вода, но и вода тонких капилляров (особенно капиллярная и подвешенная вода), а также углов пор (контактная).

Воды нефтяных и газовых месторождений (пластовые воды) по химическому составу делятся на два типа: хлор-кальциевые и щелочные. Основная составляющая хлор-кальциевых вод — хлориды щелочей, доминирующим является хлористый натрий. Щелочные воды представляют собой в основном растворы хло-

ридов и карбонатов щелочных металлов различных соотношений.

Плотность пластовых вод. Плотность дистиллированной воды при 4°С принята равной единице. В отличие от других веществ, плотность которых при охлаждении увеличивается, вода при 4°С обладает наибольшей плотностью. Выше и ниже этой температуры плотности воды меньше. Поскольку вода в осадочных породах содержит различные соли, то ее плотность обычно выше единицы. Содержание солей в водах пород колеблется от 1 до 200 г/л. Соленость морской воды составляет 35 г/л. В зависимости от количества растворенных в воде солей плотность ее изменяется от 1 до 1,26 г/см³. С увеличением давления плотность воды возрастает, тогда как повышение температуры приводит к уменьшению плотности. Температурный коэффициент расширения воды изменяется от $6,5 \cdot 10^{-5}$ при температурах 4—10°С до $58 \cdot 10^{-5}$ при температурах 65—70°С. Коэффициент сжимаемости воды колеблется в пределах $(3,7—5,0) \cdot 10^{-5}$ см²/кгс в зависимости от давления и температуры. Обычно коэффициент сжимаемости воды принимается равным $40 \cdot 10^{-6}$ см²/кгс.

С увеличением количества растворенного газа коэффициент сжимаемости воды увеличивается [123]:

$$\beta'_в = \beta_в (1 + 0,05Q),$$

где $\beta'_в$ — коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ, см²/кгс; $\beta_в$ — то же, чистой воды; Q — количество газа, растворенного в воде, м³/м³.

Зависимость плотности воды с учетом содержания растворенных в ней солей NaCl и глубины залегания пород приведена на рис. 7.

Вязкость воды. Состояние жидкости в потоке, скорость которого различна в разных местах, не является равновесным. Про-

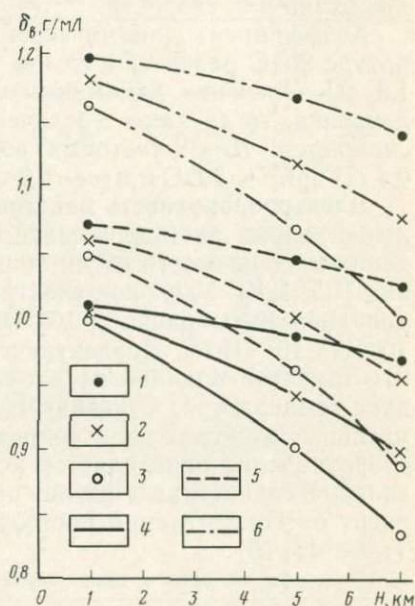


Рис. 7. Изменение плотности воды на различных глубинах с учетом изменения гидростатического давления (100 кгс/см² на 1 км), температуры и минерализации (рассчитано по данным Е. А. Полякова) [95]

Температурный градиент: 1 — 20°С/км, 2 — 30°С/км, 3 — 40°С/км; минерализация раствора: 4 — 1%; 5 — 10%; 6 — 26%

цессы, стремящиеся выравнять скорость течения, называются внутренним трением или вязкостью жидкости. Коэффициент динамической вязкости определяет быстроту передачи импульса из одного места потока в другое. В практике применяется также коэффициент кинематической вязкости — отношение коэффициента динамической вязкости к плотности среды. Кинематическая вязкость характеризует коэффициент диффузии для скорости.

Коэффициент динамической вязкости для воды при температуре 20°C равен $0,01 \text{ г/с}\cdot\text{см}$ или $1,0 \text{ сП}$, а для пластовых вод $1,6 \text{ сП}$. Значение динамической вязкости почти не зависит от давления, тогда как с увеличением температуры вязкость воды снижается. Для пластовых вод динамическая вязкость равна $0,4 \text{ сП}$ при $T=80^{\circ}\text{C}$ и менее $0,2 \text{ сП}$ при $T=100^{\circ}\text{C}$.

Электропроводность пластовых вод. Электрическое сопротивление водных растворов солей изменяется в очень широких пределах в зависимости от их концентрации, температуры и давления [95, 128]. Удельное электрическое сопротивление дистиллированной воды равно $2 \cdot 10^5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а пластовой изменяется от 10^{-2} до $10^3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Диэлектрическая постоянная для воды равна 81. Заметное влияние на электропроводность растворов оказывает температура. С увеличением температуры уменьшается их удельное электрическое сопротивление. Понижение удельного сопротивления определяется концентрацией растворенных в воде солей. Влияние давления на проводимость растворов также зависит от концентрации растворов и состава растворимых солей (табл. 15, 16).

Таблица 15

Относительное изменение удельного электрического сопротивления 10%-ных водных растворов солей при увеличении давления от 100 до 1500 кгс/см^2 при $T=20^{\circ}\text{C}$ (рассчитано по результатам измерения Е. А. Полякова [95])

Соль	NaCl	KCl	CaCl ₂	Na ₂ SO ₄	MgSO ₄
ρ_{1500}/ρ_{100}	0,972	0,956	0,856	0,920	0,857
$\rho_{100} \cdot \text{Ом}\cdot\text{м}$	0,081	0,070	0,090	0,141	0,272

Максимальное изменение удельного сопротивления в зависимости от давления характерно для растворов CaCl_2 и MgSO_4 . В пластовых водах содержание NaCl составляет более 90% растворенных солей. Следовательно, изменение удельного сопротивления для реальных величин пластового давления не превышает 5—8%.

Скорость распространения и поглощение звука в растворах. Распространение звука в жидкостях представляет собой адiabатический процесс. В дистиллированной воде при температуре 20°С скорость звука $v=1480$ м/с. С увеличением минерализации

Таблица 16

Изменение сопротивления раствора NaCl при увеличении давления от 100 до 1500 кгс/см² в зависимости от концентрации (рассчитано по данным [95])

Концентрация, %	0,03	0,1	1	10	26
$\frac{\rho_{1500}}{\rho_{100}}$	0,915	0,928	0,950	0,972	1,04

раствора и давления скорость распространения продольных волн увеличивается. Зависимость скорости звука от температуры более сложная. Обычно с ростом температуры до 80—100°С скорость звука в растворах увеличивается, а при более высоких температурах уменьшается.

Для оценки v можно воспользоваться данными табл. 17 или приближенным уравнением Л. М. Бреховских [17]:

$$v = 1410 + 4,21T - 0,037T^2 + 1,14C + 0,18P, \quad (9)$$

где T — температура воды, °С; C — соленость, ‰; P — гидростатическое давление, кгс/см².

Таблица 17

Значения скорости распространения звуковых волн в воде по данным [153]

Температура, °С	Скорость, м/с	Температура, °С	Скорость, м/с
86,0	1552	193,2	1353
93,2	1548	198,7	1337
98,6	1544	204,2	1320
104,3	1538	209,8	1302
109,8	1532	215,3	1283
115,4	1524	220,9	1264
121,0	1516	226,5	1244
126,5	1507	232,0	1220
132,1	1497	237,5	1200
137,6	1487	243,1	1180
143,2	1476	248,6	1160
148,7	1465	254,6	1140
154,8	1453	259,7	1110
159,8	1440	265,3	1090
105,9	1426	270,8	1070
170,9	1412	276,4	1040
176,5	1398	282,0	1010
182,0	1383	287,5	980
187,6	1368		

По данным Л. А. Сергеева, увеличение давления насыщения метаном в воде от 1 до 25 кгс/см² приводит к уменьшению скорости. Однако это изменение незначительно и не превышает 100 м/с при температуре до 75° С.

Как в твердых телах, так и в жидкостях вследствие необратимого перехода звуковой энергии, т. е. механической энергии упорядоченных колебаний частиц в тепло, происходит поглощение звука:

$$I = I_0 \exp(-2\alpha x) \text{ или } A = A_0 \exp(-\alpha x) \quad (10)$$

где I — интенсивность звука в точке x ; α — коэффициент поглощения звука; A — амплитуда волны; I_0 , A_0 — начальные значения соответствующих величин.

Поглощение звука в жидкостях обусловлено градиентами температуры и скорости, возникающими у элементов среды при адиабатическом разрежении и сжатии. Поскольку возникновение градиента температуры сопровождается необратимым процессом теплопроводности, а градиента скорости — необратимым процессом внутреннего трения или вязкого трения, это приводит к диссипации звуковой энергии, т. е. превращению звуковой энергии в тепло. Коэффициент затухания звука, обусловленный внутренним трением, пропорционален квадрату частоты звука и вязкости среды.

Коэффициент затухания пропорционален квадрату частоты звука и коэффициенту теплопроводности или температуропроводности. Одновременно с процессами вязкости и теплопроводности поглощение звука в жидкости вызывается нарушением равновесного распределения энергии по различным степеням свободы в молекулах многоатомных газов и жидкостей. В последнем случае происходит не только диссипация, но и дисперсия звука, т. е. скорость звука зависит от его частоты.

Таблица 18

Значения коэффициента поглощения прямой волны в воде
(по В. В. Гаранину)

Частота, кГц	Коэффициент поглощения, см ⁻¹	Погрешность измерений
33	0,00017	±0,00035
50	0,00020	±0,00027
65	0,00025	±0,00029
80	0,00036	±0,00025

Результаты определения коэффициента поглощения прямой волны в воде приведены в табл. 18. Несмотря на большие

ошибки экспериментальных измерений, можно установить, что коэффициент поглощения в воде, как и следует из теоретических предпосылок, при вязком трении пропорционален квадрату частоты.

При изменении вязкости от 1,06 до 152 сСт коэффициент поглощения смеси водоглицерин возрастает от 0,0002 до 0,0132 см⁻¹, т. е. в 66 раз.

НЕФТЬ И ГАЗ

Нефть представляет собой смесь углеводородов метанового, нафтенового и ароматического рядов. В среднем она состоит из 84—86% углерода и 11—14% водорода. В пластовых условиях это смесь газа (углеводороды $\text{C}_1\text{H}_4 \rightarrow \text{C}_4\text{H}_{10}$), жидкости ($\text{C}_5\text{H}_{12} \rightarrow \text{C}_{16}\text{H}_{34}$) и твердых веществ ($\text{C}_{17}\text{H}_{36} \rightarrow \text{C}_{35}\text{H}_{72}$ — парафины и церезины). Плотность нефти колеблется в пределах 0,760—0,960 г/см³ (при $T=20^\circ\text{C}$) и зависит от соотношения указанных выше составных частей (газ, жидкость, твердое вещество). Плотность древних нефтей почти всегда меньше, чем молодых нефтей. В пластовых условиях плотность нефтей может достигать 0,55—0,75 г/см³ (глубины 2,5 км). Кинематическая вязкость нефти колеблется от 0,15 сСт (Ингушетия) до 984 сСт.

Увеличение молекулярной массы углеводородов сказывается на повышении их вязкости. Наибольшей вязкостью обладают нафтеновые углеводороды, затем идут ароматические, парафиновые и непредельные. При росте давления вязкость увеличивается незначительно, тогда как повышение температуры приводит к существенному изменению вязкости. Температурный коэффициент расширения нефти довольно значителен и обычно выше для нефтей с низкой плотностью. Поправка на 1°C для нефтей с плотностью около 0,76 г/см³ равна 0,00083, а для нефтей с плотностью 0,9 г/см³—0,00063. Коэффициент сжимаемости нефти β_n выше, чем у пластовых вод. В зависимости от составных частей различных фаз нефти он колеблется в пределах (7—140) 10^{-5} см²/кгс. С увеличением вязкости нефти коэффициент сжимаемости уменьшается (табл. 19).

Удельное электрическое сопротивление нефтей достигает 10^{16} Ом·м. Диэлектрическая постоянная их равна 2. Скорость распространения ультразвука в нефтях меньше, чем в воде (табл. 20).

Изменение скорости звука в нефти при постоянной температуре зависит от ее плотности, вязкости, содержания в ней серы, парафина и т. д.

С увеличением давления скорость ультразвука в нефти растет, а с повышением температуры понижается. Температурный градиент скорости составляет 3 м/с на 1°C (в диапазоне 20—100°С), а градиент скорости по давлению — 0,7 м/с на 1 кгс/см².

С ростом плотности нефти на 0,01 г/см³ скорость увеличивается на 7 м/с.

Углеводородные газы, растворимость которых в нефти весьма значительна, являются одной из основных причин изменения физических параметров нефти. С увеличением количества растворимого в нефти метана (при давлении насыщения от 1 до 251 кгс/см²), по данным Л. А. Сергеева, скорость снижается более чем на 150 м/с. Коэффициент поглощения ультразвука в

Таблица 19

Зависимость сжимаемости нефти от вязкости

Вязкость, сП	Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁶ см ² /кгс	Вязкость, сП	Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁶ см ² /кгс	Вязкость, сП	Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁶ см ² /кгс
20	290	84	125	230	94
22	270	130	104	370	94

Таблица 20

Значения скорости распространения ультразвуковых волн в нефтях

Месторождение, регион	Скорость, м/с	Месторождение, регион	Скорость, м/с
Дмитриевское	1347	Шкаповское	1250
Мухановское	1365	Сахалин	1295
Хилковское	1359	Западная Украина	1384
Чубовское	1368	Татария	1339
Восточно-Черновское	1352	Индия	1255

нефтях более чем в 5 раз больше, чем у воды. По данным В. А. Гаранина, отношения коэффициентов поглощения нефти и воды изменяются от 2 (при частоте 20 кГц) до 5,8 (при частоте 90 кГц). Коэффициенты поглощения нефти и воды зависят также от квадрата частоты ультразвука и вязкости нефтей [56].

Природный газ в нефтегазовых месторождениях состоит в основном из метана, более тяжелых летучих углеводородов и небольшого количества азота. Сухие газы содержат 90—99% метана, остальное — азот. Почти все природные газы в нормальных условиях (760 мм рт. ст. и 0°С) находятся в газообразном состоянии. Только пентан неустойчив и легко переходит в жидкое состояние. Относительная плотность метана по возду-

ху 0,554, изобутана 2,006. Плотность сухого воздуха равна 0,00129 г/см³. Максимальная относительная плотность по воздуху у гептана 3,459. Температура, при которой газ не переходит в жидкое состояние независимо от давления (критическая температура), изменяется от —147,06°С (азот) до 267,04°С (н-гептан). Критическая температура для метана составляет —82,06°С, а критическое давление —45,8 кгс/см². Коэффициент термического расширения газов равен 0,003663.

Скорость распространения ультразвука в сухом воздухе при 0°С и давлении 760 мм рт. ст. равна 332 м/с, в метане — 500 м/с, в азоте — 338 м/с, в углекислом газе — 261 м/с, в кислороде — 316 м/с.

ОБРАТИМЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД ПРИ НАРУШЕНИИ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ



ВЛИЯНИЕ ГЛУБИННЫХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА СЖИМАЕМОСТЬ, ПОРИСТОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ ПОРОДЫ

Деформации осадочных горных пород, представляющих собой многокомпонентные пористые агрегаты, существенно отличаются от деформаций сплошных сред. Математическая теория пористых сред, развитая М. Био [131], Ф. Гассманом [138], Дж. Гиртсма [139], Ш. Нагумо [154], В. Н. Николаевским [73], является в настоящее время лучшей для описания деформаций горных пород, имеющих место в земной коре. Однако этой теории свойственны ограничения, поскольку в ней принят ряд предположений, идеализирующих свойства реальных сред: скелет породы однородный, изотропный и идеально упругий, свойства твердого скелета не изменяются при заполнении жидкостью, тангенциальные силы не учитываются. В работах [131, 139] показано, что напряжение в пористой среде описывается тензором напряжений, компоненты которого являются истинными напряжениями σ_{ij} в скелете среды и давлением жидкости P_i , заполняющей поровое пространство. Тензор можно разложить на две части — гидростатическую и девиаторную.

В рассматриваемой идеально упругой пористой среде гидростатическая часть тензора напряжений вызывает изменение объема, тогда как девиатор напряжений дает изменение только формы. Полная объемная деформация пористой среды складывается из деформаций порового пространства v_n и твердой фазы v_r при изменении среднего нормального напряжения, а также пластового давления.

В частном случае изотермического сжатия

$$\frac{\partial V}{V} = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} dp + \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p_i} dp_i; \quad (11)$$

$$\frac{dV_n}{V_n} = \frac{1}{V_n} \frac{\partial V_n}{\partial p} dp + \frac{1}{V_n} \frac{\partial V_n}{\partial p_i} dp_i; \quad (12)$$

$$\frac{dV_{\tau}}{V_{\tau}} = \frac{1}{V_{\tau}} \frac{\partial V_{\tau}}{\partial p} dp + \frac{1}{V_{\tau}} \frac{\partial V_{\tau}}{\partial p_i} dp_i, \quad (12')$$

Для вычисления объемных деформаций нужно знать шесть частных производных, характеризующих деформационные свойства пористой среды. Однако величины этих производных взаимосвязаны, поэтому для определения объемных деформаций пористых сред достаточно найти три частных производные и коэффициент пористости. Частные производные носят название коэффициентов сжимаемости пористого тела:

1) коэффициент сжимаемости скелета пористого тела

$$\beta_{\text{ск}} = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_{p_i} = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial (p - p_i)} \right)_p; \quad (13)$$

2) коэффициент сжимаемости порового пространства среды

$$\beta_{\text{п}} = -\frac{1}{V_{\text{п}}} \left(\frac{\partial V_{\text{п}}}{\partial p} \right)_{p_i} = -\frac{1}{V_{\text{п}}} \left(\frac{\partial V_{\text{п}}}{\partial (p - p_i)} \right)_p; \quad (14)$$

3) коэффициент сжимаемости твердой фазы среды

$$\begin{aligned} \beta_{\tau} &= -\frac{1}{V_{\tau}} \left(\frac{\partial V_{\tau}}{\partial p} \right)_{p-p_i} = -\frac{1}{V_{\tau}} \left(\frac{\partial V_{\tau}}{\partial p_i} \right)_{p-p_i} = -\frac{1}{V_{\text{ж}}} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_{p-p_i} = \\ &= -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p_i} \right)_{p-p_i}. \end{aligned} \quad (15)$$

Определение коэффициента сжимаемости твердой фазы дано по Дж. Гиртсма [139] в предположении, что скелет пористой среды однородный и изотропный, и при деформации в нем отсутствуют касательные напряжения. В такой идеальной среде при условии, что внешнее гидростатическое давление и внутреннее поровое давление увеличиваются на одну и ту же величину $dp = dp_i$, любые объемные деформации будут определяться деформацией твердой фазы

$$\begin{aligned} \left(\frac{dV}{V} \right)_{p-p_i} &= \left(\frac{\partial V_{\text{п}}}{V_{\text{п}}} \right)_{p-p_i} = \left(\frac{dV_{\tau}}{V_{\tau}} \right)_{p-p_i} = \\ &= -\beta_{\tau} dp = -\beta_{\tau} dp_i. \end{aligned} \quad (16)$$

Между деформациями и напряжениями в пористой среде установлены следующие связи:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{dV}{V} &= \beta_{\text{ск}} d(p - p_i) + \beta_{\tau} dp_i \\ -\frac{dV_{\text{п}}}{V_{\text{п}}} &= \beta_{\text{п}} d(p - p_i) + \beta_{\tau} dp_i \\ -\frac{dV_{\tau}}{V_{\tau}} &= \frac{1}{1 - k_{\text{п}}} \beta_{\tau} d(p - p_i) + \beta_{\tau} dp_i \end{aligned} \right\}. \quad (17)$$

Таким образом, относительные деформации насыщенных жидкостью пористых сред при изотермическом всестороннем

сжатии зависят от двух видов напряжений: разности между средним нормальным напряжением и давлением жидкости в порах $p-p_i$ и давлением жидкости в порах p_i . Напряжение $p-p_i$ обуславливает деформацию скелета породы, давление p_i (при $p-p_i = \text{const}$) — деформацию твердой фазы.

Между коэффициентом сжимаемости пористой среды и пористостью существует связь:

$$\beta_{\text{ск}} = k_n \beta_n + \beta_t. \quad (18)$$

Это уравнение является фундаментальным, так как оно определяет не только связь между величинами, характеризующими свойства породы деформироваться, но и роль пористости.

Из анализа опубликованных экспериментальных данных по сжимаемости горных пород следует, что помимо коэффициентов $\beta_{\text{ск}}$, β_n и β_t , определенных в условиях изотропной нагрузки, некоторые исследователи определяли и другие коэффициенты (частные производные) системы уравнений (17).

При изучении деформаций водонефтенасыщенных пластов, происходящих при отборе (нагнетании) жидкости, часто получают величину

$$\beta'_n = \frac{1}{V_n} \left(\frac{\partial V_n}{\partial p_i} \right)_p, \quad (19)$$

которая в работе Х. Холла [141] названа «эффективной» сжимаемостью, а у И. Фетта [137] — «псевдосжимаемостью». Этот коэффициент определялся также Х. Карпентером и Г. Спенсером [135], Д. А. Антоновым, М. С. Баговым и В. И. Цоем [13], К. Р. Гренвиллем [140], Дж. Гиртсма [139]. Связь этого коэффициента с известными можно найти сразу, как только представим полный дифференциал порового объема в переменных p и p_i :

$$-\frac{dV_n}{V_n} = \beta_n dp - (\beta_n - \beta_t) dp_i. \quad (20)$$

Тогда

$$\beta'_n = \beta_n - \beta_t. \quad (21)$$

В работах [137, 139] при определении коэффициента разгрузки для сжимаемости n_p измерялся другой коэффициент уравнений (11) — (12') —

$$\beta'_{\text{ск}} = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p_i} \right)_p \quad (22)$$

— «псевдосжимаемость» общего объема.

По аналогии получим связь этого коэффициента с известными — $\frac{dV}{V} = \beta_{\text{ск}} dp - (\beta_{\text{ск}} - \beta_t) dp_i$:

$$\beta'_{\text{ск}} = \beta_{\text{ск}} - \beta_t. \quad (23)$$

Для решения системы уравнений, описывающих деформацию пористой среды, нужно задаться граничными и начальными условиями. Дж. Гиртсма [139] выделяет граничные условия трех типов: изменения главных напряжений в твердом скелете породы, деформации всей среды в целом и смешанные — изменения напряжений по некоторым из главных осей и условия деформаций по остальным. Подразумевается, что условия на границах среды совпадают с условиями в каждом макрообъеме.

Перейдем к рассмотрению подобного рода гипотез применительно к анализу экспериментальных данных по деформированию горных пород в лаборатории и пласте.

В экспериментах по сжатию образцов горных пород в лабораторных условиях, как правило, реализуются граничные условия первого типа.

1. Задаются изменения главных нормальных напряжений на границе $d\sigma_1$, $d\sigma_2$ и $d\sigma_3$: пластовое давление постоянно — $dp_i = 0$.

1. В камерах гидростатического сжатия принята изотропная нагрузка на образец $d\sigma_1 = d\sigma_2 = d\sigma_3 = dp$. Подставив значение dp в систему (17), получим изменение общего и порового объемов:

$$-\frac{dV}{V} = \beta_{ск} dp; \quad (24)$$

$$-\frac{dV_n}{V_n} = \beta_n dp. \quad (25)$$

2. Коллекторы в условиях естественного залегания не находятся под гидростатической нагрузкой, что ясно из величины коэффициента Пуассона μ для горных пород: $1/10 < \mu < 1/3$. Приняв $\mu = 0,25$, при отсутствии смещений в плоскости пласта будем иметь $\sigma_1 = \sigma_2 = \frac{1}{3}\sigma_3$. Условие гидростатичности наруша-

ется в прискважинной зоне. Поскольку горизонтальные напряжения значительно отличаются от вертикального, то среднее напряжение σ не может применяться для полевых и скважинных условий. С целью изучения влияния неизотропной нагрузки на деформацию горных пород ряд исследователей применил приборы трехосного неравномерного сжатия [41, 50, 139, 160]. Дж. Л. Чириси [136] измерял изменение порового объема при неоднородных главных нормальных напряжениях — компонента вертикальной нагрузки σ_3 в три раза превосходила компоненты горизонтальные $\sigma_1 = \sigma_2 = \frac{1}{3}\sigma_3$, $p_i = 0$.

Среднее напряжение $\sigma = \frac{5}{9}\sigma_3$. Тогда

$$-\frac{dV_n}{V_n} = \beta_n d\sigma = \frac{5}{9}\beta_n d\sigma_3. \quad (26)$$

Это означает, что коэффициенты сжимаемости, рассчитанные по среднему нормальному напряжению, соответствуют ус-

ловиям изотропной нагрузки, а рассчитанные по вертикальной нагрузке — в два раза меньше:

$$\beta_n(\sigma_3) = \frac{5}{9} \beta_n(\sigma). \quad (27)$$

3. Нормальные компоненты напряжений постоянны — $d\sigma_1 = d\sigma_2 = d\sigma_3 = d\sigma = 0$. Задается изменение пластового давления. При постоянных граничных условиях изменение общего и порового объемов получаем

$$\begin{aligned} \frac{dV}{V} &= (\beta_{ск} - \beta_r) dp_i, \\ \frac{dV_n}{V_n} &= (\beta_n - \beta_r) dp_i, \end{aligned} \quad (28)$$

т. е. приходим к выражениям (19) и (20) для «псевдосжимаемости» [137, 141].

II. Если даны деформации по трем главным направлениям, то известно изменение общего объема dV/V . По первому уравнению системы (17) находится соотношение dp/dp_i . Например, если неподвижна наружная поверхность среды, т. е. компоненты деформации $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \varepsilon_3 = 0$, то

$$\begin{aligned} \beta_{ск} d(p - p_i) + \beta_r dp_i &= -(\beta_{ск} - \beta_r) dp_i + \beta_{ск} dp = 0; \\ dp &= \frac{\beta_{ск} - \beta_r}{\beta_{ск}} dp_i = n_3 dp_i. \end{aligned} \quad (29)$$

Такой эксперимент можно реализовать, приняв, что эффект влияния пластового давления на деформацию пористой среды в n_3 раз превосходит эффект влияния внешнего давления.

III. Смешанные граничные условия требуют определения изменения длины тела в каждом отдельном направлении главных напряжений. Для этого воспользуемся формой закона Гука для приведенных напряжений и деформаций

$$\sigma_i - \sigma = 2G(\varepsilon_i - \varepsilon)$$

и для средних их значений

$$\sigma = \frac{3}{\beta_{ск'}} \varepsilon,$$

где G — модуль сдвига.

Тогда полная упругая деформация в направлении i

$$\varepsilon = \frac{\sigma_i - \sigma}{2G} + \varepsilon_i = \frac{\sigma_i - \sigma}{2G} + \frac{1}{3} \beta_{ск} \sigma.$$

Деформация как результат внутреннего порового давления

$$\frac{1}{3} \frac{dV}{V} = -\frac{1}{3} (\beta_{ск} - \beta_r) p_i.$$

Полная деформация в дифференциальной форме

$$\frac{dl_i}{l_i} = \frac{d\sigma_i - d\sigma}{2\sigma} + \frac{1}{3} \beta_{\text{ск}} dp - \frac{1}{3} (\beta_{\text{ск}} - \beta_{\text{т}}) dp_i. \quad (30)$$

1. Оценка коэффициентов сжимаемости, измеренных при боковом обжатии образца породы и жестко фиксированных торцах. Условие запишем следующим образом:

$$\varepsilon_3 = 0, \quad \sigma_1 = \sigma_2 - \sigma_{\text{бок}}, \quad dp_i = 0$$

($\sigma_{\text{бок}}$ — боковое напряжение).

Согласно уравнению (30) в вертикальном направлении, где $\varepsilon_3 = 0$,

$$d\sigma_3 = \left(1 - \frac{2}{3} G\beta_{\text{ск}}\right) dp.$$

Среднее нормальное напряжение

$$d\sigma = \frac{d\sigma_1 + 2d\sigma_2}{3} = \frac{1}{1 + \frac{1}{3} G\beta_{\text{ск}}} d\sigma_2.$$

Тогда деформация порового объема

$$\frac{dV_{\text{п}}}{V_{\text{п}}} = \beta_{\text{п}} d\sigma = \frac{\beta_{\text{п}}}{1 + 1/3 G\beta_{\text{ск}}} d\sigma_2$$

или

$$\beta_{\text{п}} (\sigma_{\text{бок}}) = \frac{1}{1 + 1/3 G\beta_{\text{ск}}} \beta_{\text{п}} (\sigma). \quad (31)$$

Приняв коэффициент Пуассона $\mu = 0,25$, оценим величину

$$\frac{1}{3} G\beta_{\text{ск}} = \frac{1}{2} \frac{1 - 2\mu}{1 + \mu} = 0,2.$$

Таким образом, коэффициент сжимаемости, рассчитанный по боковому давлению, на 20% меньше соответствующей величины, измеренной при изотропной нагрузке.

2. Деформирование пористых сред осевой нагрузкой в сосуде с абсолютно жесткими стенками. Такие эксперименты распространены при испытании сыпучих сред [118]. В работе В. Н. Кобрановой [56] показано, что измеряемый таким способом модуль

$$M = K + \frac{4}{3} G.$$

Запишем граничные условия: $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0$, $\sigma_1 = \sigma_2$, $dp_i = 0$, где K — модуль объемного сжатия.

Согласно уравнению (30) в горизонтальной плоскости, где $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0$,

$$d\sigma_1 = \left(1 - \frac{2}{3} G\beta_{\text{ск}}\right) d\sigma.$$

Среднее нормальное напряжение

$$d\sigma = \frac{2d\sigma_1 + d\sigma_3}{3} = \frac{1}{1 + 4/3G\beta_{\text{ск}}} d\sigma_3.$$

Для этого случая деформация порового объема

$$-\frac{dV_{\text{п}}}{V_{\text{п}}} = \beta_{\text{п}} d\sigma = \frac{\beta_{\text{п}}}{1 + 4/3G\beta_{\text{ск}}} d\sigma_3 \quad (32)$$

или

$$\beta_{\text{п}}(\sigma_3) = \frac{1}{1 + 4/3G\beta_{\text{ск}}} \beta_{\text{п}}(\sigma). \quad (33)$$

Это означает, что в условиях жесткого цилиндра с поршнем сжимаемость порового объема приблизительно в 2 раза меньше сжимаемости, измеренной при изотропной нагрузке.

3. В пласте-коллекторе основные граничные условия есть постоянство вертикального напряжения и отсутствия деформаций в горизонтальном направлении. Изменяется пластовое давление. Запишем граничные условия:

$$d\sigma_3 = 0, \quad \varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 0.$$

Из условий симметрии в горизонтальной плоскости

$$d\sigma_1 = d\sigma_2.$$

Тогда

$$d\sigma = 2/3 d\sigma_1.$$

Из условий отсутствия смещений в плоскости пласта

$$-\frac{1}{3} (\beta_{\text{ск}} - \beta_{\text{т}}) dp_i + \frac{3}{4} \frac{dp}{G} + \beta_{\text{ск}} dp = 0,$$

откуда

$$dp = \frac{1 - \beta_{\text{т}}/\beta_{\text{ск}}}{1 + 3/4 \frac{1}{G\beta_{\text{ск}}}} dp_i.$$

После подстановки последнего уравнения в систему (17) и приняв $\beta_{\text{т}} \ll \beta_{\text{ск}}$, получим

$$\frac{dV_{\text{п}}}{V_{\text{п}}} = \frac{1}{1 + 4/3G\beta_{\text{ск}}} \beta_{\text{п}} dp_i \quad (34)$$

или

$$\beta_{\text{п}}(-p_i) = \frac{1}{1 + 4/3G\beta_{\text{ск}}} \beta_{\text{п}}(p). \quad (35)$$

Это означает, что в условиях пласта сжимаемость порового пространства примерно в 2 раза меньше сжимаемости, измеренной в лабораторных условиях при всестороннем давлении.

В заключение проанализируем полную сжимаемость закрытой пористой системы — водонасыщенный образец породы в

герметичном гибком чехле нагружается всесторонним давлением. Сжимаемость такой системы рассматривал Ф. Гассман [138] в своей теории распространения упругих волн высокой частоты, при которой поровая жидкость не смещается относительно стенок пор.

Сжимаемость открытой системы равна сжимаемости твердого скелета. В закрытой системе сжимаемость поровой жидкости играет важную роль.

Сжимаемость системы Гассмана с закрытыми на поверхности порами β_3 вытекает из динамической теории Био—Николаевского:

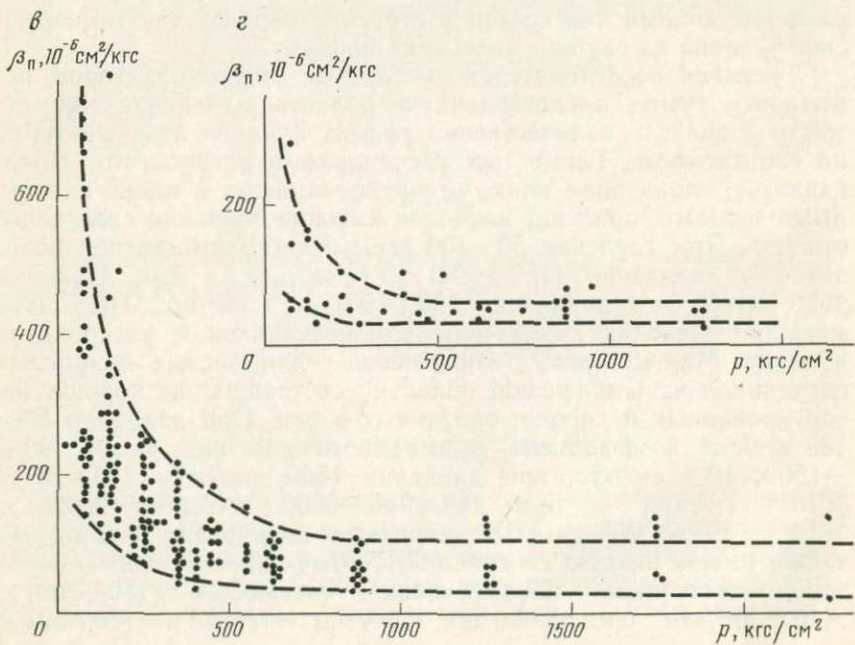
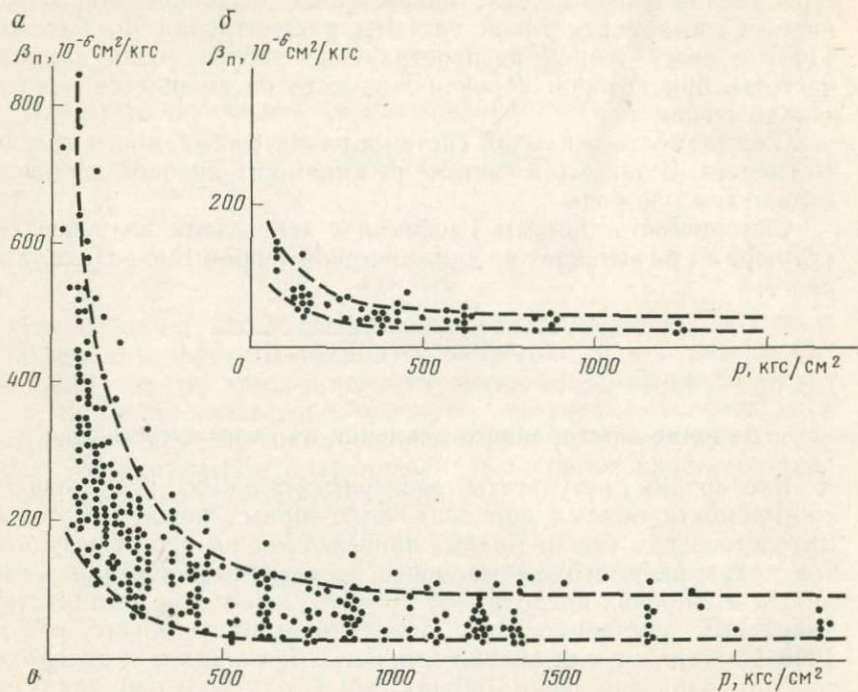
$$\beta_3 = \frac{k_{II} \beta_{СК} (\beta_{Ж} - \beta_T) + \beta_T (\beta_{СК} - \beta_T)}{k_{II} (\beta_{Ж} - \beta_T) + (\beta_{СК} - \beta_T)}, \quad (36)$$

где $\beta_{Ж}$ — сжимаемость жидкости.

Влияние всестороннего давления на сжимаемость пор

Рассмотрим результаты экспериментальных исследований сжимаемости объема пор осадочных горных пород некоторых литологических типов. Анализ приведенных на рис. 8 результатов показывает, что сжимаемость исследуемых образцов изменяется в широких пределах: от $10 \cdot 10^{-6}$ см²/кгс для неглинистых кварцевых песчаников при давлении выше 1000 кгс/см² до $1000 \cdot 10^{-6}$ см²/кгс для сильно глинистых песчаников и алевролитов при давлении ниже 100 кгс/см². Столь большой диапазон изменения сжимаемости определяется многими факторами, характеризующими как состав и строение породы, так и физические условия на глубине залегания породы.

Учитывая последовательно некоторые из этих факторов, попытаемся сузить представленную область изменения сжимаемости и оценить количественно эффект влияния этих факторов на сжимаемость. Глинистым песчанникам и алевролитам Предкавказья, сложенным плохо отсортированными и плохо окатанными зернами, присущи наиболее высокие значения сжимаемости пор. При давлении 50—100 кгс/см² сжимаемость пор находится в диапазоне $(150 \div 900) \cdot 10^{-6}$ см²/кгс, а при давлении 1500 кгс/см² — в диапазоне $(25 \div 100) \cdot 10^{-6}$ см²/кгс. Несколько меньшие значения характерны для песчаников и алевролитов Южного Мангышлака, наименьшие — для чистых кварцевых песчаников из Смоленской области, состоящих из хорошо отсортированных и хорошо окатанных зерен. При давлении 50—100 кгс/см² коэффициент сжимаемости для них равен $(90 \div 180) \times 10^{-6}$ см²/кгс, при давлении 1500 кгс/см² — $(10 \div 30) \times 10^{-6}$ см²/кгс, а при давлении 5000 кгс/см² — $(7 \div 23) \times 10^{-6}$ см²/кгс. Алевролиты кварцевые из карьера г. Грозный также имеют низкую сжимаемость. Коэффициент сжимаемости пор известняков Подмосковья составляет $(50 \div 200) \times 10^{-6}$ см²/кгс при давлении 50—100 кгс/см² и $(25 \div 50) \times$



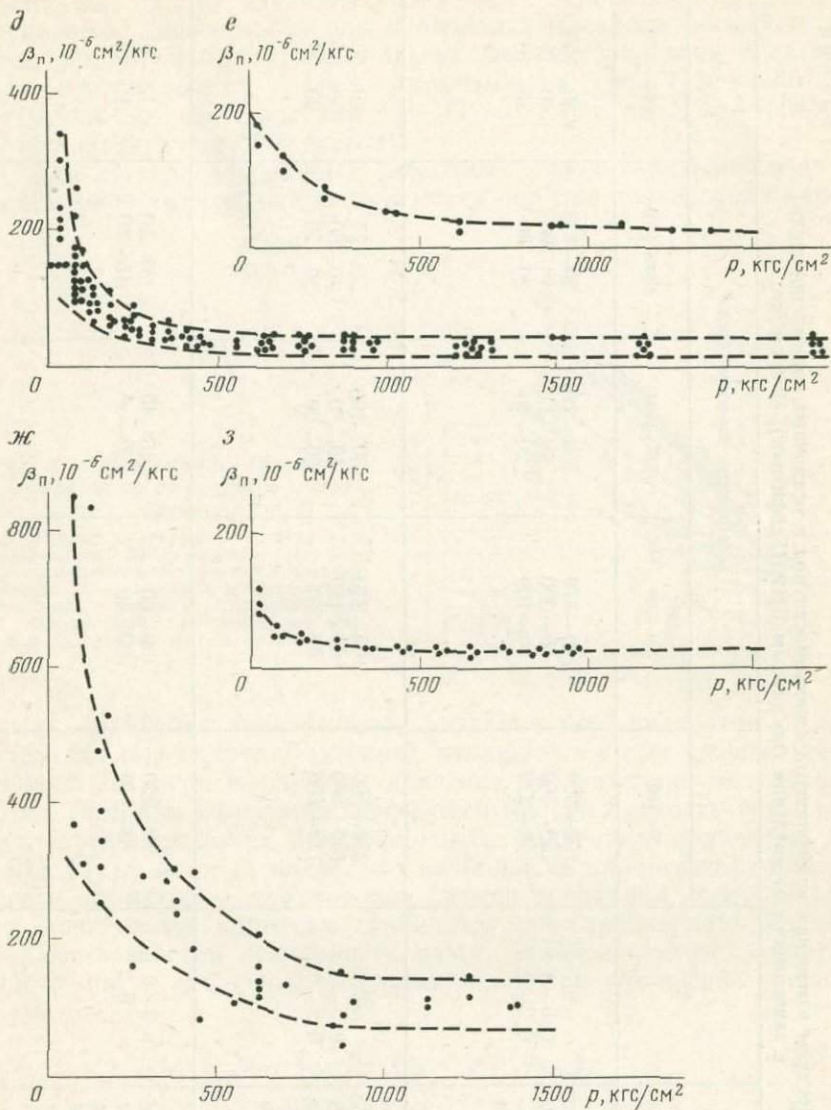


Рис. 8. Зависимость коэффициента сжимаемости пор осадочных пород от всестороннего давления.

a — кварцево-полевошпатовые песчаники и алевролиты Предкавказья с глинистым и глинисто-кремнистым цементом; *б* — кварцевые алевролиты с серицит-гидрослюдистым цементом из песчаного карьера г. Грозного; *в* — полимиктовые песчаники и алевролиты Южного Мангышлака с карбонатным и глинисто-слюдистым цементом; *г* — известняк органогенно-детритовый из карьера Коробчеево (Подмосковье); *д* — кварцевые песчаники Смоленской области с опаловым и кварцевым цементом; *е* — кварцевый песчаник из карьера Береа [США]; *ж* — алевролиты карбонатные из песчаного карьера г. Баку; *з* — искусственные «песчаники»

Пределы изменения коэффициента сжимаемости пор в осадочных горных породах
в зависимости от давления (по данным ВНИИГеофизики), 10^{-6} см²/кгс

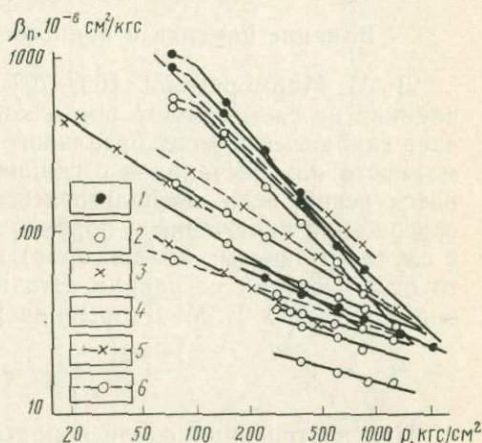
Порода	η	Всестороннее давление, кгс/см ²				
		50—100	300—500	750—1000	1000—1500	1500—2500
Песчаники и алевролиты с глинистым и глинисто-кремнистым цементом базального типа (Предкавказье)	>0,8	150—900	100—370	150—210	50—175	50—150
	0,5—0,8	150—500	50—200	40—110	40—90	40—75
	0,2—0,5	150—250	50—100	20—40	20—40	20—40
Песчаники и алевролиты с карбонатным и глинисто-слюдистым цементом порового и базально-порового типов (Южный Мангышлак)	>0,8	250—500	100—230	50—100	50—75	40—60
	0,5—0,8	150—500	60—180	40—80	40—60	30—55
	0,2—0,5	110—250	50—80	30—60	30—50	20—50
Песчаники кварцевые с опаловым цементом базально-порового типа и кварцевым цементом регенерации (Смоленская область)	0,2—0,5	90—220	30—60	25—40	20—40	15—40
	<0,2	40—110	20—40	20—30	15—30	10—30

$\times 10^{-6}$ см²/кгс при давлении 1500 кгс/см². Однако значение коэффициентов сжимаемости пор в образцах алевролита-карбонатной породы из Бакинского карьера, имеющей в своем составе до 50% кальцита, резко увеличивается до $(350-850) \times 10^{-6}$ см²/кгс при давлении 50-100 кгс/см² и до $(100-150) \times 10^{-6}$ см²/кгс при 1500 кгс/см².

Для всех исследованных осадочных пород наблюдается закономерное уменьшение сжимаемости пор при возрастании дав-

Рис. 9. Зависимость сжимаемости пор от всестороннего давления.

1 — образцы глинистых песчаников и алевролитов Предкавказья; 2 — чистые кварцевые песчанники Смоленской области; 3 — песчанники и несцементированные пески, исследованные И. Феттом [137]; 4 — расчетные значения по уравнению (38) при $a=1$; 5 — $a=2/3$; 6 — $a=1/3$



ления. Наиболее значительные различия коэффициентов сжимаемости пор одготипных пород наблюдаются при низких давлениях. По мере увеличения давления эти различия нивелируются. Пределы изменения коэффициентов сжимаемости пор для исследованных пород при различных давлениях приведены в табл. 21, из которой видно, что наибольшие изменения сжимаемости характерны для хорошо сцементированных песчаников со значительной примесью глинистого или карбонатного цемента. Эмпирическая зависимость между коэффициентом сжимаемости пор и давлением представляет собой уравнение гиперболы:

$$\beta_{п} = \beta_{п1} \frac{p_1}{p} \quad (p_1 < p \leq p_{max}), \quad (37)$$

где $p_1 = 50$ кгс/см² — давление обжатия образца в кернодержателе; p_{max} — наибольшее давление, при котором не происходит необратимых изменений объема порового пространства (зависит от прочности твердого — скелета породы); $\beta_{п1}$ — наибольшее значение сжимаемости пор, наблюдаемое в исследуемом диапазоне давлений (соответствует давлению p_1).

Для неглинистых кварцевых песчанников наблюдается уменьшение сжимаемости пор с давлением в степени 1/3. Это изменение является наименьшим для сцементированных обломочных

пород и соответствует зависимости, полученной рядом исследователей [41, 137 и др.] для несцементированного отсортированного кварцевого песка (рис. 9).

Подавляющая часть экспериментальных данных удовлетворительно описывается кривой гиперболического типа:

$$\beta_n = \text{const } p^{-a}, \quad (38)$$

где показатель степени a изменяется от 1/3 до 1.

Влияние цемента и пористости на сжимаемость пор

Л. М. Мarmorштейн [69, 70] установил, что наибольшее влияние на сжимаемость пор и коэффициент пористости оказывает глинистый цемент базального и порового типа. Связь сжимаемости пор песчаников с глинистостью и пористостью становится ясной, если воспользоваться понятиями относительного содержания включений в порах η (относительной глинистостью в случае глинистых коллекторов) и сжимаемости пор β'_n чистого от включений песчаника. Эти величины связаны между собой уравнением В. М. Добрынина [41]

$$\beta_n = \frac{1}{1-\eta} \beta'_n. \quad (39)$$

При построении модели породы-коллектора В. М. Добрынин предположил, что деформационные свойства определяются упругостью и прочностью твердого скелета породы. Менее прочные глинистые минералы заполняют поры породы, уменьшают его пористость, но не изменяют существенно упругих свойств скелета. Как видно из рис. 10, функциональная связь между сжимаемостью и глинистостью отсутствует, поскольку механические свойства скелета образцов различаются между собой. Однако все экспериментальные данные в этой разнородной по составу коллекции образцов, в которой $\eta=0,24-0,91$, расположены в области рисунка, ограниченной двумя кривыми:

$$\frac{0,5 \cdot 10^{-4}}{1-\eta} \leq \beta_n \leq \frac{1,5 \cdot 10^{-4}}{1-\eta}.$$

В этом неравенстве сжимаемость чистых от примесей песчаников изменяется всего в 3 раза (от $0,50 \cdot 10^{-4}$ до $1,5 \times 10^{-4}$ см²/кгс). В то же время без учета глинистости сжимаемость пор в данной коллекции образцов находится в пределах $(1,50-9,00) \times 10^{-4}$ см²/кгс, т. е. различается в 6 раз. Таким образом, учет только относительной глинистости позволил в 2 раза сократить возможные пределы изменения сжимаемости песчаников в связи с разнородностью образцов. Имеются сведения [137], что по мере улучшения отсортированности и окатанности зерен в песчаниках сжимаемость пор уменьшается.

Следует заметить, что отсортированность не является независимым фактором, а тесно связана с глинистостью. Вероятно, нужно учитывать сортировку только псаммитовой (или псаммоалевритовой) фракции, от которой зависит жесткость скелета породы [158]. Зависимость сжимаемости пор от относительного заполнения их карбонатным материалом, построенная для образцов с глинистостью менее 10%, также описывается уравнением (39).

Вопрос о влиянии пористости на сжимаемость горных пород сложный. Имеющиеся по нему материалы, как теоретические, так и экспериментальные, противоречивы.

Влияние пористости на сжимаемость породы $\beta_{ск}$, рассчитанную по скоростям для сухих песчаников в условиях атмосферного давления, охарактеризовано в работе [139]. Расчетные данные приблизительно описываются линейным уравнением

$$\beta_{ск}/\beta_{т} = 1 + 50k_{п}, \quad (40)$$

т. е. сжимаемость породы связана с пористостью линейной зависимостью, а сжимаемость пор в соответствии с выражением (18) не зависит от пористости.

В. Адамс и Е. Виллиамсон еще в 1923 г. предложили две теоретические модели для исследования влияния пористости на объемную сжимаемость.

Для модели твердого тела с изолированными сферическими полостями, распределенными случайно,

$$\beta_{ск} = \beta_{т} \left(1 + \frac{3}{2} \frac{1 - \mu_{т}}{1 - 2\mu_{т}} \frac{k_{п}}{1 - k_{п}} \right). \quad (41)$$

Это означает, что для низкой пористости сжимаемость породы пропорциональна пористости. И. Волш (1965 г.) показал, что для любой модели с пустотами изометрической формы при-

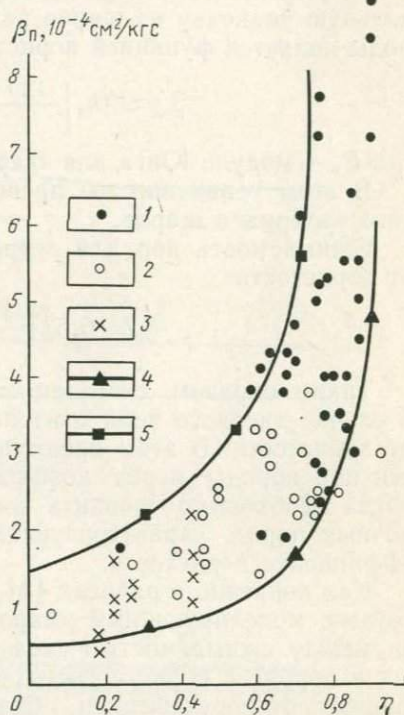


Рис. 10. Зависимости коэффициента сжимаемости пор песчаников и алевролитов от относительной глинистости.

1 — Предкавказье; 2 — Южный Мангышлак; 3 — Смоленская область; 4 — рассчитанная по уравнению (39) для $\beta'_{п} = 50 \times 10^{-6}$ см²/кгс; 5 — $\beta'_{п} = 150 \times 10^{-6}$ см²/кгс

ближенно выдерживается уравнение (41). Соответственно, сжимаемость пор почти не зависит от пористости:

$$\beta_{\text{п}} = \frac{3}{2} \frac{1 - \mu_{\text{т}}}{1 + 2\mu_{\text{т}}} \frac{1}{1 - k_{\text{п}}} \quad (42)$$

В модели Х. Брандта [133], представляющей собой произвольную упаковку из шаров разных размеров, сжимаемость породы является функцией пористости:

$$\beta_{\text{ск}} \approx 4k_{\text{п}} \left[\frac{1,75(1 - \mu_{\text{т}}^2)}{E_{\text{т}}} \right]^{2/3} P^{-1/3}, \quad (43)$$

где $E_{\text{т}}$ — модуль Юнга для твердой фазы.

В этом уравнении мы пренебрегли сжимаемостью непористого материала шаров.

Сжимаемость пор для зернистой модели также не зависит от пористости:

$$\beta_{\text{п}} \approx 6,53 \left(\frac{1 - \mu_{\text{т}}^2}{E_{\text{т}}} \right)^{2/3} P^{-1/3}. \quad (44)$$

Таким образом, сжимаемость пор зернистой модели, как и в случае твердого тела с изолированными порами, не зависит от пористости. В этом преимущество коэффициента сжимаемости пор породы перед коэффициентом сжимаемости скелета, когда необходимо сравнить упругие свойства различных осадочных пород, характеризующихся переменным значением коэффициента пористости.

Как показано в работах [41, 139], расчет для моделей с пустотами, моделирующими микротрещины, не устанавливает связи между сжимаемостью скелета и пористостью. Следовательно, в породе с пористостью трещинного типа сжимаемость пор зависит от пористости и обратно пропорциональна величине коэффициента пористости. На рис. 11 видно, что значительное уменьшение сжимаемости пор происходит при повышении пористости до 5—10%. Если пористость составляет более 10%, она почти не влияет на сжимаемость. Аналогичные связи сжимаемости — пористость характерны для глинистых пород других районов.

Благодаря введению понятия «относительная глинистость» при оценке поровой сжимаемости песчаников [уравнение (39)] и наличию обратной зависимости между пористостью и глинистостью [124] установлено, что наибольшая сжимаемость пор наблюдается в низкопористых породах, которые, как правило, отличаются высокой относительной глинистостью. Таким образом, влияние пористости на сжимаемость пор песчаников связано с присутствием глинистых включений в порах породы. В работе Г. Чириси [136] описана коллекция из 200 образцов песчаников, причем пористость в среднем повышается с глинистостью так, что величина относительной глинистости не изменя-

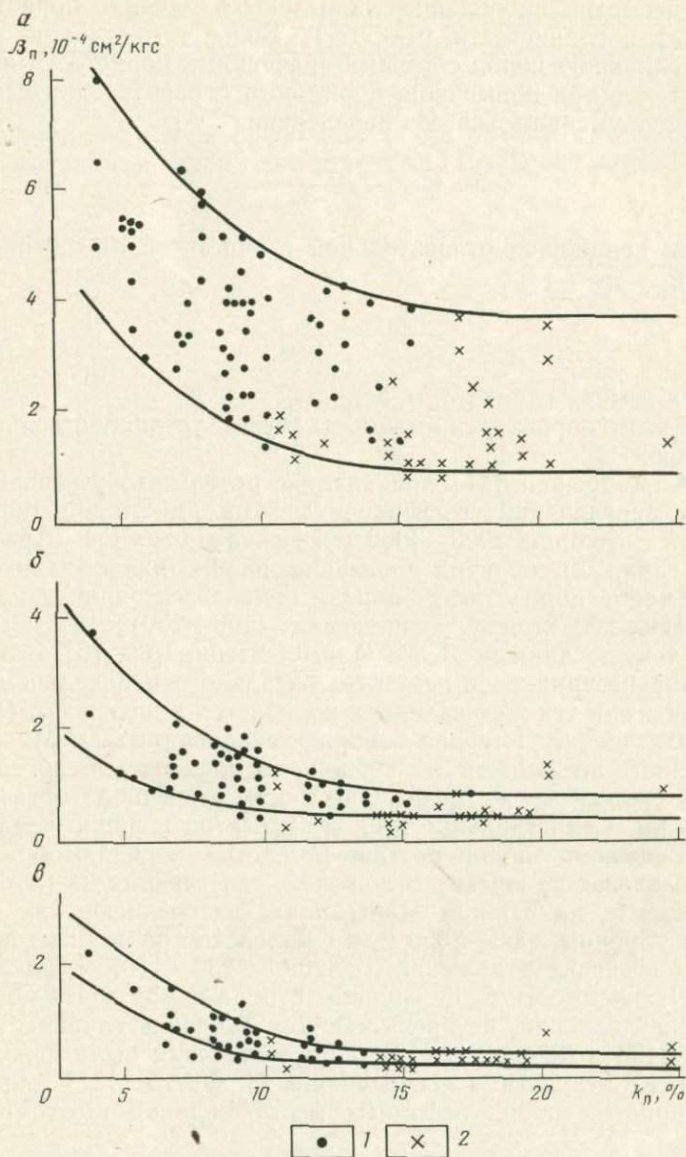


Рис. 11. Зависимость коэффициента сжимаемости пор от коэффициента пористости для песчаников и алевролитов.

а — при давлении 50–100 кгс/см²; б — при давлении 300–500 кгс/см²; в — при давлении 750–1000 кгс/см². 1, 2 — образцы из Предкавказья и с Русской платформы соответственно. Сплошные линии — пределы изменения сжимаемости пор

ется. Понятно, почему этот исследователь не обнаружил зависимости сжимаемости порового объема от глинистости и пористости, несмотря на большие диапазоны изменения пористости (7—27%) и глинистости (0—50%). Более того, можно подобрать коллекцию пород с такими значениями пористости и глинистости, что при повышении пористости относительная глинистость будет уменьшаться. Из определения

$$\eta = \frac{C_{гг}}{C_{гг} + k_n}$$

условием понижения относительной глинистости $d\eta < 0$ является связь

$$\frac{dk_n}{dC_{гг}} < \frac{k_n}{C_{гг}}$$

($C_{гг}$ — объемная глинистость породы).

При этом поровая сжимаемость будет увеличиваться с пористостью.

В. М. Добрынин [41] при анализе результатов экспериментальных определений коэффициента сжимаемости пор породы, поднятой с глубины 3000—4000 м из скважины СГ-1 (Аралсорская) (табл. 22) обратил внимание на их низкие значения. Сжимаемость пор у этих пород изменяется при давлении $p - p_i = 150 \div 200$ кгс/см² в пределах $(100 \div 250) \times 10^{-6}$ см²/кгс. Между тем, по данным Л. М. Марморштейна [69, 70], сжимаемость пор песчаников с цементом базального и базально-порового типов при тех же давлениях колеблется в интервале $(140—500) \times 10^{-6}$ см²/кгс. Глубина отбора исследованных Л. М. Марморштейном песчаников из юрских отложений Белогорской опорной скважины не превышала 2 км, в среднем составляла 1,1—1,8 км. Сопоставление этих результатов с нашими данными по сжимаемости пор песчано-глинистых пород, отобранных в Предкавказье из юрских отложений, залегающих на глубинах 3000—3500 м, на Южном Мангышлаке из среднеюрских отложений с глубины 2000—3050 м, в Смоленской области из девонских и рифейских отложений с глубины 730—1107 м, показало наличие зависимости β_n от глубины отбора пород почти во всем диапазоне давлений, не превышающих давление глубины отбора $H_{отб}$ (табл. 23, рис. 12, 13). При обобщении были использованы также результаты исследования И. Фетта [137] для песчано-глинистых пород нефтяных месторождений штата Калифорния.

Указанная закономерность находит подтверждение во многих работах по изучению характера изменения цементации и структуры пород с глубиной их залегания. В частности, известно, что по мере увеличения глубины залегания порода уплотняется, расширяется площадь контактов между зернами, изменяется форма контактов (от точечных до линейных), происходит

процесс взаиморастворения зерен на контактах, повышается прочность породы и т. д.

В главе I отмечалось, что Б. А. Лышков и Ю. П. Зубарев и др. установили последовательное изменение типа цементации песчаников с глубиной. Если на глубине 450—530 м для них характерен в основном базальный тип цементации, то по мере увеличения глубины преобладает контактный тип цементации с вдавливанием зерен одно в другое. Изменение характера кон-

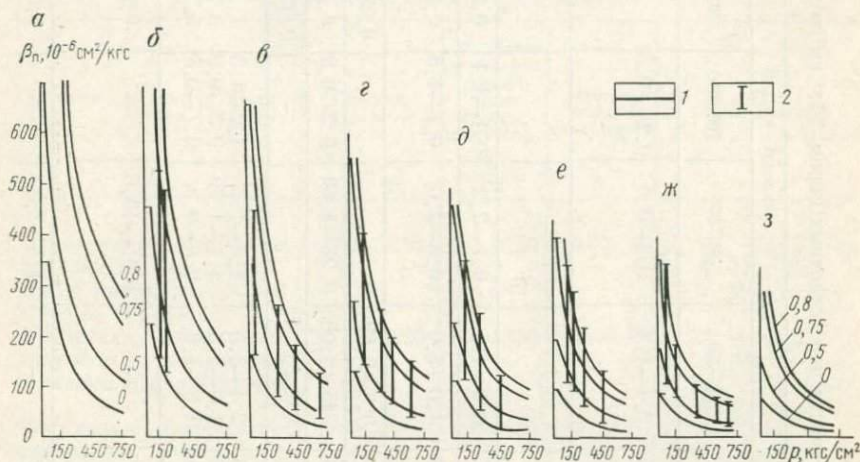


Рис. 12. Зависимость сжимаемости пор песчано-глинистых пород от давления и глубины отбора.

1 — по уравнению (46); 2 — по экспериментальным данным; а — расчетная при $H_{отб} = 1$ км; б — Белогорская скважина, $H_{отб} = 1,1-1,8$ км [69]; в — Калифорния (США), $H_{отб} = 2$ км, $\eta = 0,3-0,8$ [137]; г — Южный Мангышлак, $H_{отб} = 2,5$ км, $\eta = 0,3-0,9$; д — Предкавказье, $H_{отб} = 3$ км, $\eta = 0,4-0,9$; е — Предкавказье, $H_{отб} = 3,5$ км, $\eta = 0,4-0,9$; ж — Аралсорская скважина, $H_{отб} = 3,3-4,1$ км, $\eta = 0,4-0,85$ [41]; з — расчетная при $H_{отб} = 5$ км. Шифр кривых — относительная глинистость

тактов между зернами пород с глубиной обнаружил также Г. Э. Прозорович в песчано-алевритовых породах центральных и северных районов Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна (рис. 14). Количество эпигенетических выпукло-вогнутых межзерновых контактов N внедрения и приспособления на глубине 1,0—2,3 км составляет от 10 до 20% всех типов межзерновых контактов в крупнозернистых алевролитах и песчаниках. На глубинах, близких к 3 км, количество выпукло-вогнутых межзерновых контактов резко возрастает от 20—23 до 60—65%.

Несомненно, изменения формы контактов, типа цементации, состава цемента должны отражаться на величине сжимаемости пор пород даже при одинаковой пористости и относительной глинистости последних. При одинаковой глубине отбора пород, их относительной глинистости и пористости сжимаемость пор

Пределы изменения коэффициента сжимаемости пор осадочных пород, 10^{-4} см²/кгс

Порода	Район	Давление, кгс/см ²					
		50—100	150—250	450—550	700—800	900—1100	1250—1500
Песчаник, алевролит	Краснодарский край, Западная Сибирь, Чувашская площадь	1,2—5,5	0,4—1,4	0,3—0,6	0,24—0,5	—	—
Песчаник, алевролит, аргиллит	Днепровско-Донецкая впадина	3,0	0,7	—	—	—	—
Песчаник, алевролит	Аралсорская скважина	5,4—4,5	0,4—4,5	0,1—2,2	0,1—1,1	0,1—0,6	—
Песчаник, алевролит, аргиллит	Южный Мангышлак, Грозненская область	2,8—8,0	1,0—5,0	0,6—2,0	0,4—1,8	0,3—1,5	0,2—0,8
Песчаник, алевролит	Башкирия, Татария	0,6—2,3	0,3—0,89	—	—	0,05—0,25	0,04—0,18
Песчаник нефтеносный	Калифорния (США)	0,5—4,8	0,45—3,00	0,25—1,60	0,2—0,9	0,1—0,4	—
Песчаник	Бири, Стевен (США)	0,08—0,4	—	—	—	0,05—0,08	—
Доломит, мергель, песчаник	Германская Демократическая Республика	3,0—4,0 2,5—3,2 1,6—2,4	2,4—3,0 1,6—2,5 1,3—1,6	1,5—1,7 1,1—1,30 0,8—0,9	1,2—1,5 0,8—0,9 0,7—0,8	1,1—1,2 0,7—0,8 0,7—0,8	— — —
Известняк	Пермская область, Кавказская (Баксакская площадь)	1,1—20,1	—	0,15—13,6	—	0,6—10,0	—
Доломит	Пермская область	4,9—9,7	—	1,8—2,6	—	1,0—1,9	—

повышается от пород с кремнистым цементом контактного или регенерационного типа к породам с глинистым цементом базально-порового типа. При глинисто-карбонатном цементе порово-контактного типа сжимаемость пор выше, чем у пород с цементом пленочного типа или типа вдавливания.

Таблица 23

Зависимость сжимаемости пор песчано-глинистых пород от глубины отбора ($p = 150 \text{ кгс/см}^2$)

Порода, ее возраст, место отбора	Глубина отбора, м	Пределы изменения коэффициента сжимаемости пор, $10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$	Относительная глинистость	Исследователи
Песчаники, алевролиты, аргиллиты, пермо-триасовые отложения, Аралсорская скважина	3300—4100	100—250	0,4—0,85	В. М. Добрынин, Л. П. Петров, Я. Р. Морозович
Песчаники, алевролиты, аргиллиты, юрские отложения, Предкавказье	3000—3500	110—350	0,4—0,8	Г. М. Авчян, А. А. Матвеевко, З. Б. Стефанкевич, Е. А. Козлов
Песчаники, алевролиты, аргиллиты, средняя юра, Мангышлак	2000—3000	150—400	0,3—0,8	Г. М. Авчян, А. А. Матвеевко, З. Б. Стефанкевич
Песчаники, алевролиты, средняя юра, Белогорская скважина	1100—1800	140—500	0,3—0,8	Л. М. Мраморштейн, Петухов
Песчаники, девон, рифей, Смоленск	800—1090	80—200	0,1—0,3	Г. М. Авчян, А. А. Матвеевко, З. Б. Стефанкевич
Песчаники из различных месторождений США (Калифорния)	2000	130—400	0,3—0,8	И. Фетт

С учетом полученных результатов зависимость сжимаемости пор от давления можно выразить эмпирическими уравнениями

$$\beta_{\text{п}} = \alpha \frac{350 \cdot 10^{-6}}{H_{\text{отб}}(1 - \eta)}, \quad (p - p_i) \leq (p - p_i)_{\text{min}} \leq 50 \text{ кгс/см}^2; \quad (45)$$

$$\beta_{\text{п}} = \alpha \frac{325 \cdot 10^{-6}}{H_{\text{отб}}(1 - \eta)(H + 0,6)}, \quad (p - p_i)_{\text{min}} \leq (p - p_i) < (p - p_i)_{\text{отб}}, \quad (46)$$

где $H_{\text{отб}}$ — глубина отбора в км; $(p - p_i)_{\text{min}}$ — интервал дифференциального давления, где сжимаемость пор является величиной постоянной; $(p - p_i)_{\text{отб}}$ — дифференциальное давление на глубине отбора.

В уравнения (45) и (46) введен коэффициент α , характеризующий состав цемента и тип цементации. Точная величина этого коэффициента может быть установлена эксперименталь-

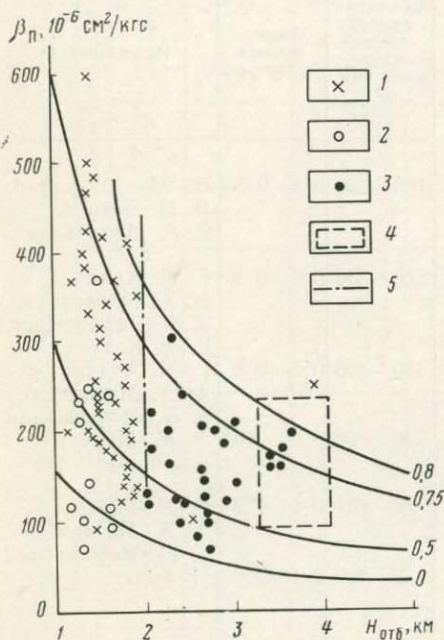


Рис. 13. Зависимость сжимаемости пор песчано-глинистых пород от глубины отбора при $p-p_i=150$ кгс/см².

1 — $H_{отб}=1,1-1,8$ км, $\eta=0,3-0,8$ [69]; 2 — $H_{отб}=0,9-1,1$ км, $\eta=0-0,1$; 3 — $H_{отб}=2,0-3,5$ км, $\eta=0,3-0,8$; 4 — $H_{отб}=3,3-4,1$ км, $\eta=0,4-0,85$ [41]; 5 — $H_{отб}=2,0$ км, $\eta=0,3-0,8$ [137]. Шифр кривых — относительная глинистость

Рис. 14. Зависимость между количеством выпукло-вогнутых межзерновых контактов в песчано-алевролитовых породах и глубиной их залегания [98]

ным путем для рассматриваемой в конкретном случае коллекции пород. В настоящее время можно условно рекомендовать значения, приведенные в табл. 24.

Использование этих значений α обеспечивает достаточную точность оценки величины поправки, необходимой для приведения лабораторных значений пористости, плотности и скорости к глубинным условиям.

При исследовании скорости распространения продольной волны в карбонатных породах надо знать сжимаемость пор различных типов.

Обозначим

$$\beta_{п. гр} = - \frac{1}{V_{п. гр}} \left[\frac{\partial V_{п. гр}}{\partial (p - p_l)} \right] p_l T;$$

$$\beta_{п. кав} = - \frac{1}{V_{п. кав}} \left[\frac{\partial V_{п. кав}}{\partial (p - p_l)} \right] p_l T;$$

$$k_{п. гр} = \frac{V_{п. гр}}{V_0}; \quad k_{п. кав} = \frac{V_{п. кав}}{V_0}; \quad k_{п. гр} = \frac{V_{п. гр}}{V_0},$$

где $k_{п. гр}$, $k_{п. тр}$, $k_{п. кав}$ — гранулярная, трещинная и каверновая пористость; $\beta_{п. гр}$, $\beta_{п. тр}$, $\beta_{п. кав}$, $V_{п. гр}$, $V_{п. тр}$, $V_{п. кав}$ — соответственно сжимаемость и объем пор; V_0 — объем породы.

Т а б л и ц а 24

Значения коэффициента α при различных составе цемента и типе цементации пород

Состав цемента	Тип цементации	α
Глинистый Глинисто-карбонатный Кварцевый, опаловый, крем- нистый	Базальный, контактный, поровый	1,0
	Поровый, контактный	0,8
	Пленочный, регенерационный, коррозионный, выполнения	0,5

Пользуясь уравнением (14), с учетом принятых обозначений получим выражение для сжимаемости пор порово-кавернозно-трещинной породы:

$$\beta_{п} = - \frac{1}{V_{п}} \left[\frac{\partial V_{п}}{\partial (p - p_l)} \right] p_l T = \frac{k_{п. гр}}{k_{п}} \beta_{п. гр} +$$

$$+ \frac{k_{п. тр}}{k_{п}} \beta_{п. тр} + \frac{k_{п. кав}}{k_{п}} \beta_{п. кав}. \quad (47)$$

Экспериментальное изучение сжимаемости искусственных образцов порово-кавернозно-трещинного коллектора [41, 62] показало, что коэффициент сжимаемости каверн существенно ниже коэффициента сжимаемости гранулярных пор, не зависит от кавернозности пород и от величины всестороннего давления. Среднее значение, $\beta_{п. кав} = 10 \cdot 10^{-6}$ см²/кгс. Коэффициенты сжимаемости трещин и гранулярных пор также не зависят от их абсолютных значений и определяются [41, 62] уравнением

$$\beta_{п. тр}, V_{п. гр} = \frac{A \cdot 10^{-4}}{p - p_l}, \quad (p - p_l) > 50 \text{ кгс/см}^2. \quad (48)$$

При гранулярной пористости (пористости проницаемых блоков) $A = 86,6$, при трещинной пористости $A \approx 350$.

Влияние порового давления

Относительное уменьшение объема пор при изменении dp_i в условиях $p-p_i = \text{const}$ и $T = \text{const}$ определяется [1] уравнением

$$\left(\frac{\Delta V_n}{V_n}\right)_{(p-p_i), T} = 1 - \left\{ \frac{(1-k_n) \left[1 - \frac{\Delta k'_n}{k'_n}(p_i)\right]}{1 - k'_n \left[1 - \frac{\Delta k'_n}{k'_n}(p_i)\right]} \right\}^{\frac{1}{1-\eta}} \times \\ \times \exp\left(-\frac{1-\eta\beta_{\text{вкл}}/\beta_T}{1-\eta} \beta_T \Delta p_i\right) \approx v \beta_T \Delta p_i + c. \quad (49)$$

Здесь

$$c = (1 - v \beta_T \Delta p_i) (1 - A), \quad (50)$$

где

$$A = \left\{ \frac{(1-k'_n) \left[1 - \frac{\Delta k'_n}{k'_n}(p_i)\right]}{1 - k'_n \left[1 - \frac{\Delta k'_n}{k'_n}(p_i)\right]} \right\}^{\frac{1}{1-\eta}}, \quad (51)$$

$\Delta k'_n/k'_n(p_i)$ — относительное изменение коэффициента пористости чистого коллектора при изменении p_i в условиях $p-p_i = \text{const}$; $v = \frac{1-\eta\beta_{\text{вкл}}}{1-\eta} \frac{\beta_T}{\rho_T}$.

В частном случае, когда $\eta=0$, $\Delta k'_n/k'_n(p_i)=0$,

$$\left(\frac{\Delta V_n}{V_n}\right)_{(p-p_i), T} = 1 - \exp(-\beta_T \Delta p_i) \approx \beta_T \Delta p_i \quad (52)$$

или при $\eta \neq 0$, $\frac{\Delta k'_n}{k'_n}(p_i) = 0$

$$\left(\frac{\Delta V_n}{V_n}\right)_{(p-p_i), T} \approx \frac{1-\eta\beta_{\text{вкл}}}{1-\eta} \beta_T \Delta p_i. \quad (53)$$

Сжимаемость породообразующих минералов изменяется в пределах $(1,39-5,0) \times 10^{-6}$ см²/кгс, а сжимаемость $\beta_{\text{вкл}}$ заполнителя «пассивной» фазы, если последняя представлена глинистыми включениями, по данным В. М. Добрынина [41], не превышает $(30-40) \times 10^{-6}$ см²/кгс. Зависимость $\left(\frac{\Delta V_n}{V_n}\right)_{(p-p_i), T}$ от p_i с учетом значений β_T и $\beta_{\text{вкл}}$ приведена на рис. 15. Максимальное уменьшение объема пор при постоянном дифференциальном давлении и изменении p_i в пределах 0—100 кгс/см² не превышает 0,3%. В зависимости от отношения $\beta_{\text{вкл}}/\beta_T$ и величины η при постоянном дифференциальном давлении может произойти также увеличение порового объема.

Рис. 15. Относительное изменение объема пор пород при $p-p_i = \text{const}$.
 1 — рассчитанное по уравнению (52); 2 — обусловленное уменьшением коэффициента пористости при $p-p_i = \text{const}$; 3 — суммарное, рассчитанное по уравнению (49);
 4 — $\eta=0$; 5 — $\eta=0,3$; 6 — $\eta=0,4$; 7 — $\eta=0,5$

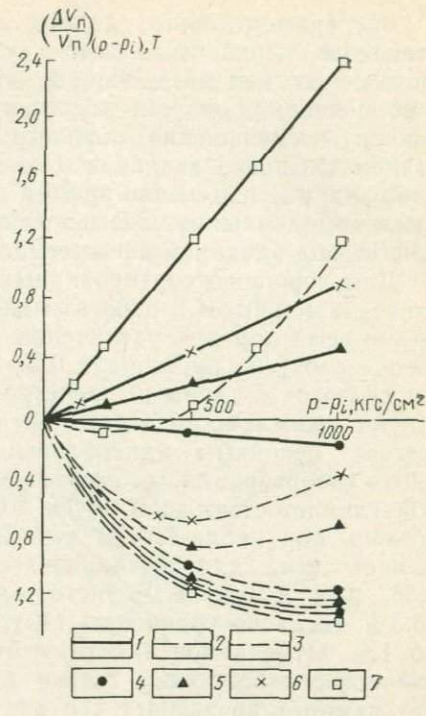
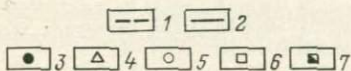
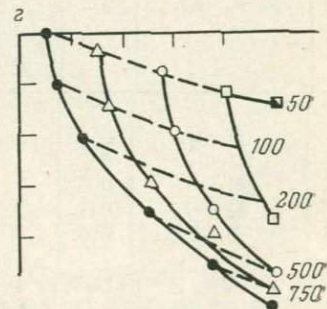
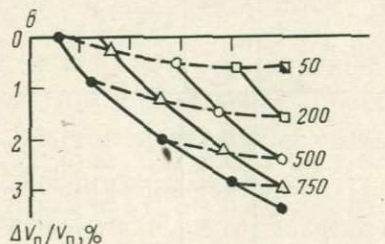
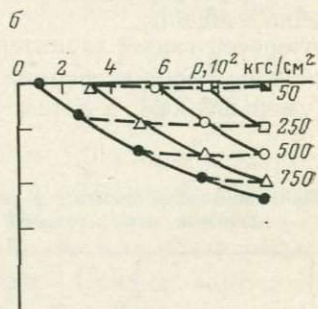
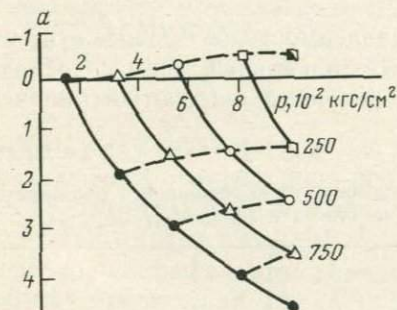


Рис. 16. Относительное изменение объема пор различных пород под действием всестороннего и порового давления.

a — мелкозернистый песок, $k_n=23,5\%$; *b* — искусственный песок, $k_n=29\%$; *в* — алевролит с глинисто-сланцевым цементом, $k_n=27,8\%$; *г* — песок с глинисто-карбонатным цементом, $k_n=16,3\%$.
 1 — при постоянной разности давлений; 2 — под действием внешнего давления при постоянном поровом. Значения p_i : 3 — 50 kg/cm^2 ; 4 — 250 kg/cm^2 ; 5 — 500 kg/cm^2 ; 6 — 750 kg/cm^2 ; 7 — 950 kg/cm^2 . Шифр кривых — $p-p_i$ в kg/cm^2



Экспериментальные данные для разнотипных пород представлены на рис. 16 в виде семейств кривых. Независимо от типа пород, под воздействием порового давления при постоянном внешнем давлении увеличивается объем пор, как бы компенсируя уменьшение порового объема, обусловленное действием внешнего давления. Однако, как и следовало ожидать, наблюдаемое изменение объема пор при постоянном дифференциальном давлении указывает на различие степени изменения $\Delta V_{п}/V_{п}$ под влиянием внешнего и порового давлений.

Для хорошо отсортированных кварцевых песчаников с контактным цементом и относительной глинистостью $< 0,1$ изменение объема пор при увеличении p_i до 1000 кгс/см^2 в условиях $p - p_i = \text{const}$ не превышает $0,2 - 0,3\%$. Эти результаты хорошо согласуются с данными расчетов по уравнению (52) и соответствуют сжимаемости кварца ($\beta_r = (2 - 3) \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$), являющегося основным минеральным компонентом породы. Для плохо отсортированных песчаников и алевролитов с относительной глинистостью до $0,4 - 0,5$ вместо ожидаемого увеличения объема пор наблюдается уменьшение, достигающее $3 - 3,5\%$. В частности, для песчаников с относительной глинистостью $0,56, 0,22$ и $0,43$ и пористостью соответственно $17,9, 15,2$ и $16,3\%$, согласно уравнению (49), объем пор должен повыситься до 1% . Отмечаемое вместо этого уменьшение даже без учета глинистости возможно только при $\beta_r = (20 - 40) \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$, что намного превышает его значение для обломочных частиц осадочных пород.

Интересен также характер зависимости $(\Delta V_{п}/V_{п})_{(p-p_i), T}$ от p_i , наблюдаемой при экспериментах: начальный спад с последующим уменьшением, а затем увеличением абсолютного значения

Таблица 25

Изменение коэффициента c в зависимости от коэффициента пористости, давления, относительной глинистости и $(\Delta k'_{п}/k'_{п})_{(p-p_i), T}$

Δp_i , кгс/см ²	$c \cdot 10^4$ при $k'_{п} = 0,2$, $\eta = 0$	$k'_{п}$	$c \cdot 10^4$ при $\eta = 0$, $\Delta p_i = 100 \text{ кгс/см}^2$,	η	$c \cdot 10^4$ при $p_i = 100 \text{ кгс/см}^2$,
			$\left(\frac{\Delta k'_{п}}{k'_{п}}\right)_{(p-p_i), T} = 0,2\%$		$\left(\frac{\Delta k'_{п}}{k'_{п}}\right)_{(p-p_i), T} = 0,3\%$ $k'_{п} = 0,2$
100	39 (3)	0,1	34	0	38 (3,0)
200	63 (6)	0,2	39	0,2	50 (0,75)
500	99 (15)	0,3	43	0,3	60 (-0,9)
1000	120 (30)	0,4	50	0,4	70 (-3,0)
		0,5	60	0,5	80 (-6,0)

Примечание. В скобках приведены значения при изменении объема пор, обусловленном сжимаемостью твердой фазы породы.

$\Delta V_n/V_n$. Причиной расхождений экспериментальных и расчетных кривых по уравнениям (52), (53) является изменение коэффициента пористости из-за различия упругих характеристик порообразующих минералов, составляющих скелет породы [1]. Данный эффект, учитываемый в уравнении (49) с помощью коэффициента c , зависит также от пористости и относительного значения «пассивной» твердой фазы. Величины коэффициента c в предположении минимального изменения отношения

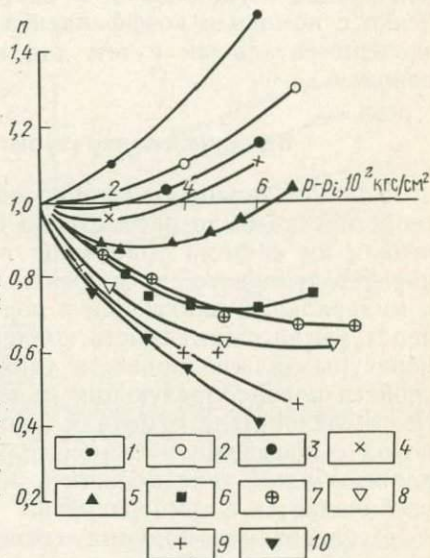


Рис. 17. Зависимость коэффициента разгрузки от разности давлений $p - p_i$.

1 — мелкозернистый песчаник, цемент; 2 — известняк; 3 — алевролит, цемент глинисто-слюдистый; 4 — песчаник искусственный (кварцевый песок 70% + маршалит 30%); 5 — кварцевый песчаник, цемент опаловый; 6 — песчаник, цемент глинисто-кремнистый; 7, 8 — песчаник, цемент опаловый; 9 — песчаник, цемент глинисто-карбонатный; 10 — песчаник, цемент опаловый, насыщенный 2н, раствором NaCl

$(\Delta k_n/k_n)_{(p-p_i), \tau}$, равно 0,3; 0,5; 0,9 и 1,0% при соответствующих давлениях $p_i = 100, 200, 500$ и 1000 кгс/см², приведены в табл. 25. Из этих данных следует, что основное влияние на характер зависимости $(\Delta V_n/V_n)_{(p-p_i), \tau}$ от p_i оказывают возможные изменения коэффициента пористости. При сравнительно небольшом уменьшении $(\Delta k_n/k_n)_{(p-p_i), \tau}$ (на 0,3—0,5%) значение $(\Delta V_n/V_n)_{(p-p_i), \tau}$ относительно условия $\Delta k_n/k_n = 0$ изменяется более чем в 10—15 раз. В зависимости от соотношения η , $\beta_{вкл}/\beta_t$ и $(\Delta k_n/k_n)_{(p-p_i), \tau}$ характер изменения $(\Delta V_n/V_n)_{(p-p_i), \tau}$ от p_i может быть различным. В частности, при больших величинах η , $\beta_{вкл}/\beta_t$ и незначительном уменьшении k_n кривая $(\frac{\Delta V_n}{V_n})_{(p-p_i), \tau}$ от p_i может иметь минимум.

Различный характер зависимости $(\frac{\Delta V_n}{V_n})_{(p-p_i), \tau}$ от p_i виден при расчете значений коэффициента разгрузки.

Зависимость коэффициента разгрузки n от давления, рассчитанная по уравнению (8) на основании экспериментальных

данных для образцов различного состава, приведена на рис. 17. Здесь значение n изменяется в достаточно большом диапазоне — от 0,4 до 1,5. Однозначно определить величину n через известные параметры затруднительно, поскольку, согласно уравнению (7), коэффициент разгрузки является сложной функцией многих параметров. Например, значение η в уравнениях (39), (49) и (53) следует рассматривать как относительную величину «пассивной» части твердой фазы, точное определение которой трудно осуществимо. В настоящее время эффективное давление с помощью коэффициента разгрузки следует определять экспериментальным путем для каждого изучаемого комплекса пород.

Влияние температуры на сжимаемость пор

Влияние теплового расширения на деформацию коллекторов теоретически было рассмотрено В. М. Добрыниным [41]. Полученная им система уравнений позволяет с помощью коэффициентов теплового расширения породообразующих минералов и минеральных включений в порах породы учесть влияние температуры на сжимаемость коллекторов. Однако изменение температуры должно привести также к изменению механических свойств породообразующих минералов и скелета породы. Многие исследователи отмечали понижение упругих свойств горных пород с повышением температуры [112, 146]. Исходя из этих данных можно предположить, что сжимаемость горных пород увеличивается с температурой.

Исследования влияния температуры на коэффициент сжимаемости пор насыщенных пластовой водой песчано-глинистых пород были выполнены В. М. Добрыниным [41], Л. П. Петровым и Я. Р. Морозовичем [76]. Шесть образцов характеризовались ростом коэффициента сжимаемости пор на 10—40% при температуре от 20 до 140°С. В остальных случаях не было отмечено изменений сжимаемости пор от температуры. Данные о влиянии температуры на сжимаемость были опубликованы Горным Бюро США [135]. Эксперименты проводились американскими исследователями при 33 и 63°С. Было установлено очень незначительное изменение сжимаемости пор, однако никакой заметной связи между сжимаемостью и температурой не обнаружено.

Из анализа отечественной и зарубежной литературы по влиянию температуры на сжимаемость осадочных пород следует, что имеющихся данных явно недостаточно. Достоверных измерений сжимаемости горных пород при температурах, соответствующих глубинам 10—15 км, нам неизвестно. В связи с этим была поставлена задача изучить влияние температуры на сжимаемость осадочных пород, насыщенных жидкостью, при высоких эффективных давлениях $p - p_i$. Были изучены образцы

высокопористых кварцевых алевролитов из Грозненского песчаного карьера, насыщенных раствором NaCl концентрации 2н. и нефтью, при температуре 25, 110 и 220°С и эффективном давлении от 50 до 1000 кгс/см² (пластовое давление $p_i=50$ кгс/см²). Повышение температуры во всем интервале приложенных давлений увеличивает сжимаемость породы. Изменение сжимаемости пор от повышения температуры для водо- и нефтенасыщенных песчаников приведено на рис. 18. Там же заштрихована

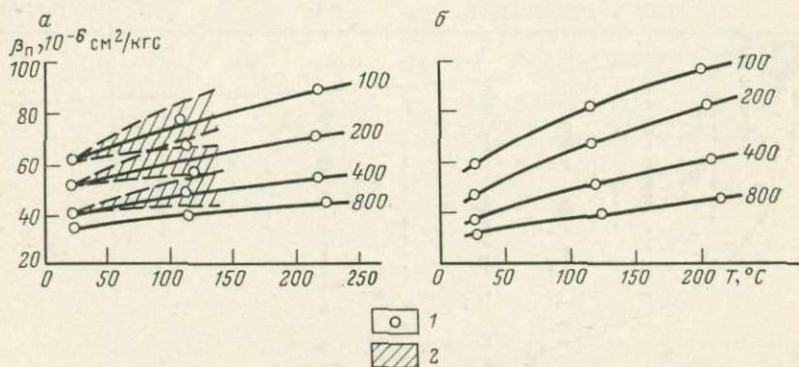


Рис. 18. Зависимость коэффициента сжимаемости пор кварцевых песчаников от температуры при постоянном $p-p_i$.

a — насыщающий флюид — раствор NaCl концентрации 2н; *b* — насыщающий флюид — нефть; 1 — экспериментальные значения; 2 — пределы изменения β_p по данным [76].
Шифр кривых — $p-p_i$ в кгс/см²

область, в которой нанесены данные по сжимаемости пор шести образцов водонасыщенных песчаников при эффективных давлениях 100, 200 и 400 кгс/см² из работы [76]. При температуре от 25 до 220° сжимаемость пор песчаников значительно увеличивается, причем при малых эффективных давлениях влияние температуры наибольшее. Водонасыщенные песчаники при изменении температуры в интервале 25—220° показывают увеличение сжимаемости пор от 30% ($p-p_i=1000$ кгс/см²) до 50% ($p-p_i=50$ кгс/см²). Нефтенасыщенные песчаники при температуре от 30 до 210°С характеризуются несколько большими изменениями сжимаемости пор: от 40% ($p-p_i=800$ кгс/см²) до 60% ($p-p_i=100$ кгс/см²) (рис. 18, б).

КОЭФФИЦИЕНТ ПОРИСТОСТИ

Влияние всестороннего давления на коэффициент пористости образцов глинистых песчаников и алевролитов было рассмотрено нами ранее [2, 3, 4]. На рис. 19 для песчаников и алевролитов изображены опытные данные обратимого изменения коэффициента пористости пород в зависимости от всестороннего давления. Как видно, наименьшими обратимыми изме-

нениями коэффициента пористости отличаются высокопористые незаглинизированные породы с кварцевым или опаловым цементом. Средняя величина уменьшения пористости этих пород при давлении 1500 кгс/см² составляет около 7%. Наиболее значительное снижение пористости отмечено в низкопористых глинистых породах с базальным цементом. Уменьшение коэффициента пористости таких пород достигает 20% при давлении 1500 кгс/см².

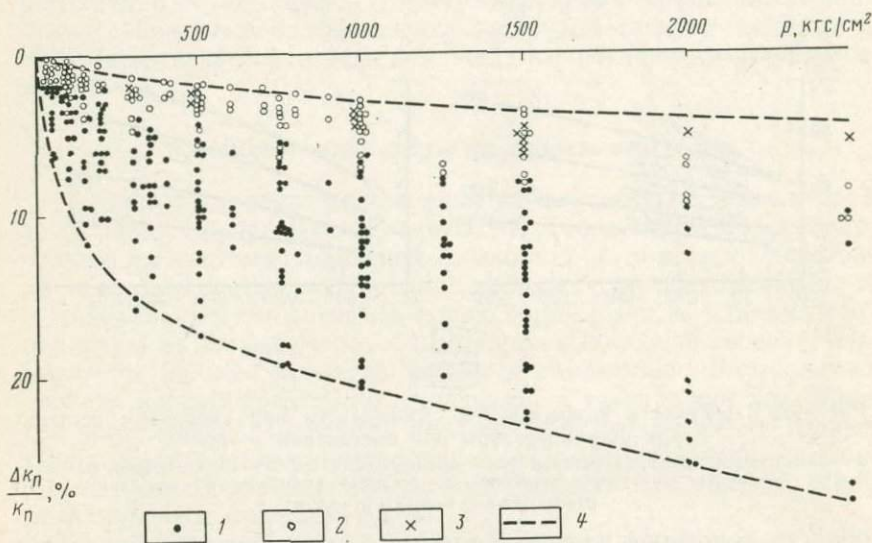


Рис. 19. Зависимость обратимых изменений коэффициента пористости песчаников и алевролитов от всестороннего давления.

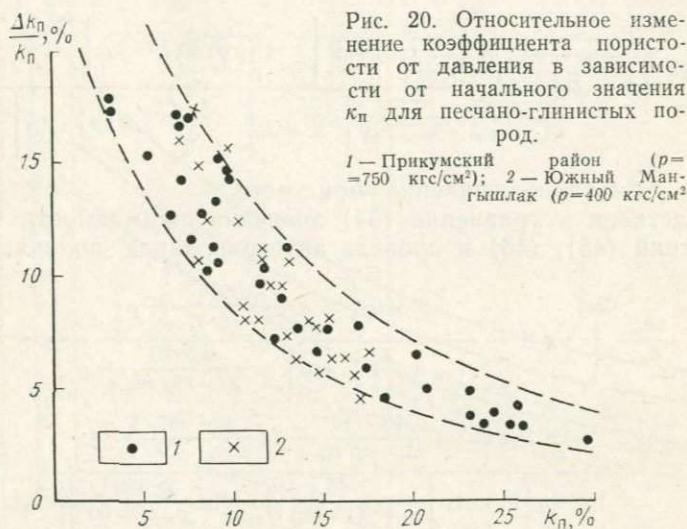
1—3 — цемент глинисто-сланцевый, опаловый и кварцевый, серицит-гидрослюдистый соответственно; 4 — пределы изменения

На рис. 20 приведены относительные изменения коэффициента пористости исследованных нами образцов песчаников и алевролитов в зависимости от их начальной пористости. Максимальные относительные изменения пористости характерны для низкопористых образцов. При давлении 1500 кгс/см² изменение пористости для образцов с начальной пористостью 6—10% достигает 20%. При том же давлении пористость образцов с начальной пористостью 12—16% уменьшается до 8—10%. Снижение пористости характерно для незаглинизированных кварцевых песчаников из Смоленской области (6—8%).

Так как изменение пористости пород под давлением целиком связано с изменением порового объема, то разброс данных на приведенных выше рисунках, а также зависимость изменения пористости с давлением от глинистости и начальной пористости связаны с теми же причинами, от которых зависит сжимаемость

пор, т. е. степень сцементированности породы, тип цементации, состав цемента, отсортированность и окатанность обломков и т. д.

Данные об уменьшении коэффициента пористости под нагрузкой для песчаников различной степени сцементированности и глинистости приведены в работах [41, 44, 48, 77, 137, 140, 144]. Д. Уайбл (1956 г.) установил, что в глинистых песчаниках с по-



ристостью менее 15% коэффициент пористости уменьшается на 12—17% при боковом давлении 350 кгс/см² и на 7—21% при боковом давлении 1500 кгс/см². К. Гренвиль [140] для рыхлых незаглинизированных кварцевых песчаников с пористостью 22—26% при эффективном давлении 350 кгс/см² получил незначительное изменение пористости (на 2—4%). В. М. Добрынин [41] для образцов песчаников различной степени цементации и глинистости дает уменьшение пористости от 6 до 20% при давлении 1500 кгс/см².

Полученные результаты, а также анализ опубликованных данных показывают, что уменьшение коэффициента пористости, обусловленное упругими деформациями при давлении 1500 кгс/см², для глинистых песчаников, сложенных плохо отсортированными и плохо окатанными зернами, не превышает 20%.

Экспериментальные материалы хорошо согласуются с теоретическими расчетами; основанными на результатах измерения сжимаемости пор пород.

При известном законе зависимости сжимаемости пор от давления и температуры можно воспользоваться дифференциаль-

ным уравнением изменения коэффициента пористости осадочных пород и найти относительное уменьшение k_n при повышении давления и температуры. Решение дифференциального уравнения изменения коэффициента пористости дано в работах [1, 41].

В предположении, что сжимаемость твердой фазы пород относительно мала по сравнению со сжимаемостью пор, можно записать

$$\frac{\Delta k_n}{k_n} (p - p_i) = 1 - \frac{\exp \left[- \int_0^{p-p_i} \beta_{1i} d(p - p_i) \right]}{1 - k_{n0} \left\{ 1 - \exp \left[- \int_0^{p-p_i} \beta_{n0} d(p - p_i) \right] \right\}}, \quad (54)$$

где k_{n0} — начальное значение пористости.

Подставив в уравнение (54) значения сжимаемости пор из уравнений (45), (46) и проведя интегрирование, получим:

$$\frac{\Delta k_n}{k_n} \Big|_0^{p_{отб}} = 2 - \frac{\exp \left[- \alpha \frac{3,5 \cdot 10^{-4}}{(1 - \eta) H_{отб}} p \right]}{1 - k_n \left\{ 1 - \exp \left[- \frac{3,5 \cdot 10^{-4}}{(1 - \eta) H_{отб}} p \right] \right\}} - \frac{\exp \left(- \alpha \frac{48,7 \cdot 10^{-3}}{(1 - \eta) H_{отб}} \ln \frac{p + 90}{p_{min} + 90} \right)}{1 - k_n \left\{ 1 - \exp \left[- \alpha \frac{48,7 \cdot 10^{-3}}{(1 - \eta) H_{отб}} \ln \frac{p + 90}{p_{min} + 90} \right] \right\}}. \quad (55)$$

Расчеты по уравнению (55) для различных значений k_n и η приведены на рис. 21. Эта палетка с достаточной для практики точностью позволяет определить поправку для величины пористости за давление на глубине отбора пород.

Аналогичным способом можно получить значения пористости при различной температуре. Как было показано, сжимаемость пор от температуры увеличивается. Следовательно, с увеличением температуры изменения коэффициента пористости, определяемые по уравнениям (54) и (55), будут расти, т. е. пористость на глубине будет меньше, чем можно было ожидать только при воздействии давления. Согласно теоретическим расчетам В. М. Добрынина сжимаемость пор при высоких температурах может увеличиваться вследствие термического расширения глинистых минералов, находящихся в поровом пространстве породы. Уменьшение коэффициента пористости на глубине до 4 км достигает 3—4%.

Как отмечалось, пластовое давление не полностью компенсирует влияние внешнего давления, и происходит дополнительное уменьшение пористости, хотя в случае наличия глинистых минералов в порах породы их объем уменьшается. Так же, как и при влиянии температуры, теоретические расчеты с учетом сжи-

маемости глинистых включений показывают незначительное увеличение порового объема, которое для коллекторов, залегающих на глубине 3—4 км, составляет не более 1—2% (при $\eta = 0,5$). Таким образом, тепловое расширение объема глинистых

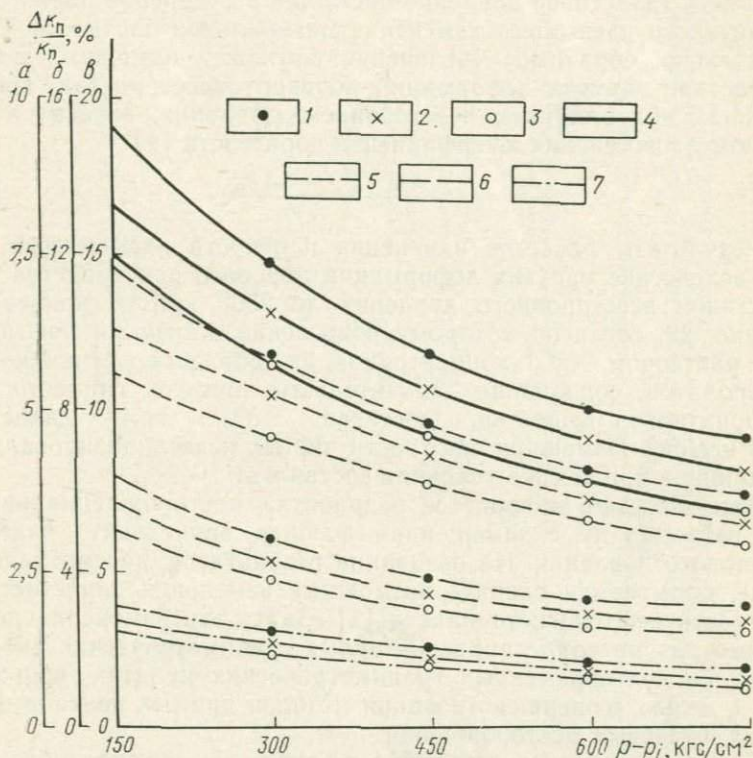


Рис. 21. Обратимые изменения коэффициента пористости песчано-глинистых пород при уменьшении разности давлений $p-p_i$.

α — с кремнистым цементом контактного или регенерационного типа; β — с глинисто-карбонатным цементом порово-контактного типа; θ — с глинистым цементом базально-поровой структуры. 1 — коэффициент пористости в атмосферных условиях равен 10%; 2 — то же, $k_{п} = 20\%$; 3 — то же, $k_{п} = 30\%$; 4 — $\eta = 0,8$; 5 — $\eta = 0,75$; 6 — $\eta = 0,5$; 7 — $\eta = 0$

включений в порах коллектора с увеличением глубины не компенсируется уменьшением его под влиянием пластового давления [41]. Результирующее уменьшение зависит от относительной глинистости и соотношения давления и температуры. По данным экспериментальных и теоретических расчетов, суммарная поправка на температуру породы и на дополнительные изменения пористости за пластовое давление для пород, залегающих на глубине до 4—5 км, не превышает 1—3%.

ПЛОТНОСТЬ

Зависимость плотности осадочных пород от пористости и плотности фаз рассматривалась в работе [82], а от эффективного давления — в работе [41]. Под действием всестороннего давления (пластовое давление постоянно) изменение пористости значительно превышает изменение минеральной плотности. Следовательно, обратимое увеличение плотности осадочных пород вследствие упругих деформаций порового пространства, происходящих под влиянием всестороннего давления, зависит в основном от изменения коэффициента пористости [1]:

$$\frac{\Delta \sigma}{\sigma} = - \frac{\Delta k_{п}}{k_{п}} \frac{(\delta_{т} - \delta_{ж}) k_{п}}{\sigma} \quad (56)$$

Результаты расчетов изменения плотности насыщенных пород вследствие упругих деформаций порового пространства под действием всестороннего давления до 2500 кгс/см² приведены на рис. 22, согласно которому повышение плотности насыщенных раствором NaCl концентрации 2н. образцов песчаников и алевролитов, содержащих значительные примеси глинистого и карбонатного вещества, достигает 3% при давлении 1500 кгс/см². Изменение плотности чистых незаглинизированных песчаников при тех же условиях составляет 1—2%.

Как известно, в процессе разработки месторождения нефти или газа наряду с замещением флюида происходит падение пластового давления. На основании результатов, рассмотренных выше, попытаемся оценить возможные изменения пористости и плотности нефтеносного пласта [1]. Знать эти изменения необходимо для интерпретации повторных гравиметрических наблюдений на долговременных гравиметрических пунктах, проводимых с целью усовершенствования методов прямых поисков нефтяных и газовых месторождений.

Падение пластового давления и замещение флюида обусловлены следующими причинами:

- 1) уменьшением количества флюида в пласте;
- 2) понижением пористости вследствие уплотнения под действием увеличивающегося эффективного давления и расширения «пассивной» части твердой фазы;
- 3) изменением плотности флюида.

Уменьшение количества жидкости в пласте является функцией как степени разработки месторождения (количества отобранного флюида), так и понижения плотности самой жидкости вследствие уменьшения пластового давления.

Для оценки степени влияния указанных факторов на плотность пород воспользуемся известным уравнением, связывающим плотность σ с минеральной плотностью $\sigma_{т}$, пористостью $k_{п}$ и плотностью жидкости $\sigma_{ж}$

$$\sigma = \delta_{т} - k_{п} (\delta_{т} - \delta_{ж}). \quad (57)$$

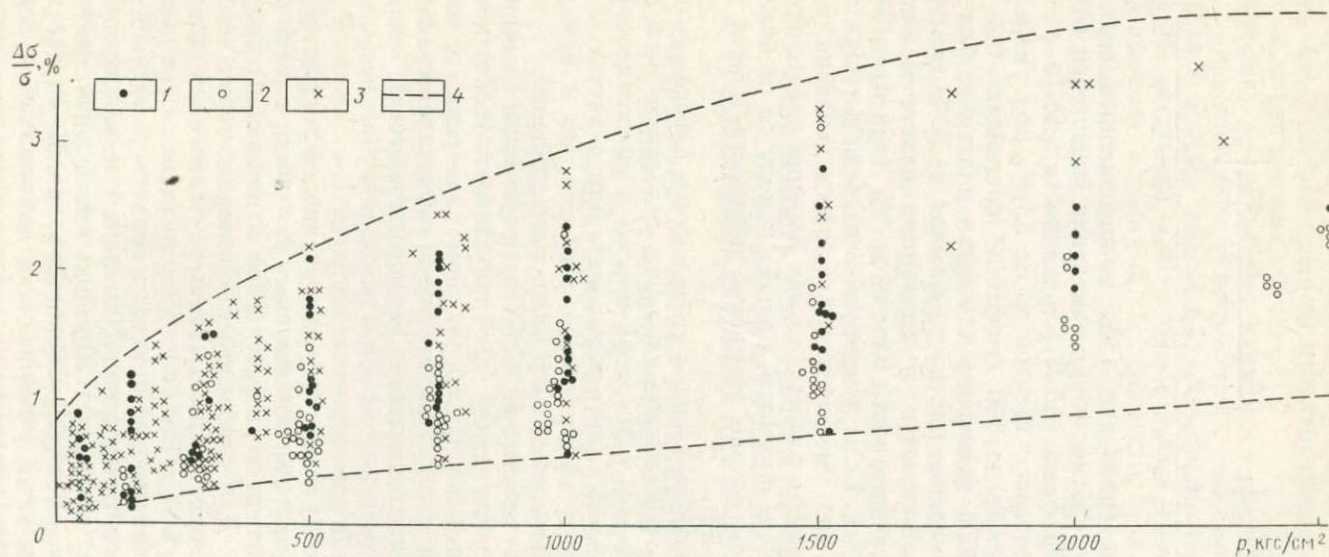


Рис. 22. Упругие изменения плотности водонасыщенных песчаников и алевролитов в зависимости от всестороннего давления ($p_i=0$).

1 — кварцево-полевошпатовые песчанники и алевролиты Предкавказья с глинистым и глинисто-кремнистым цементом; 2 — полимиктовые песчанники и алевролиты Мангышлака с карбонатным и глинисто-слюдистым цементом; 3 — кварцевые песчанники Русской платформы с опаловым и кремнистым цементом; 4 — пределы изменения.

Согласно уравнению (57) отношение плотности при давлении $\rho(\sigma_p)$ к начальной плотности (σ_0)

$$\frac{\sigma_p}{\sigma_0} = \left[1 - \frac{k_{II}(\delta_T - \delta_{ж})}{\delta_T - (\delta_T - \delta_{ж})k_{II}} \frac{\Delta k_{II}}{k_{II}} \right] \times \\ \times \left[1 + \frac{\delta_T(1 - k_{II})}{\delta_T - (\delta_T - \delta_{ж})k_{II}} \frac{\Delta \delta_T}{\delta_T} \right] \left[1 + \frac{\delta_{ж}k_{II}}{\delta_T - (\delta_T - \delta_{ж})k_{II}} \frac{\Delta k_{II}}{k_{II}} \right]. \quad (58)$$

На основании уравнения (58) можно оценить возможное полное изменение плотности при изменении пористости ($\Delta k_{II}/k_{II}$), плотности твердой фазы ($\Delta \delta_T/\delta_T$) и жидкости ($\Delta \delta_{ж}/\delta_{ж}$).

Изменение плотности твердой фазы $\Delta \delta_T/\delta_T$ при уменьшении пластового давления до 100 кгс/см² не превышает 0,2—0,5%, что влечет за собой изменение плотности пласта не более чем на 0,1—0,4%. Изменение плотности флюида на 30% (замещение газа водой) в зависимости от пористости пласта может привести к изменению плотности пласта от 1% (при $k_{II}=10\%$) до 4% (при $k_{II}=30\%$). Если изменение плотности флюида происходит только за счет уменьшения пластового давления, т. е. не связано с замещением флюида, то при падении пластового давления на 100 кгс/см² плотность флюида изменится не более чем на 1—2%. В этом случае изменение плотности пласта также не превышает 1—2%.

Как уже отмечалось выше, с уменьшением пластового давления повышается эффективное давление, вследствие чего происходит дополнительное уплотнение пласта и снижение пористости. При этом степень уплотнения пласта определяется не только величиной роста эффективного давления, но и начальным соотношением геостатического и пластового давлений.

Максимальное изменение пористости связано с минимальным эффективным давлением, т. е. при близости геостатического и пластового давления по абсолютному значению и коэффициенте разгрузки $n \approx 1$. При высоком эффективном давлении, когда геостатическое давление намного превышает пластовое ($p \gg p_i$, $n < 1$), изменение эффективного давления весьма мало отражается на величине пористости породы.

Следует также учесть, что уменьшение эффективного давления наряду с упругими изменениями плотности пласта приводит к сжатию последнего в результате возникающих необратимых деформаций. Для слабосцементированных пород необратимые изменения пористости, вызванные увеличением давления, могут достигать 50%. Так, например, изменение пористости слабосцементированных песчаников с пористостью 24,5% в условиях всестороннего давления 500 кгс/см² и пластового давления 490 кгс/см² составляет 30% при уменьшении пластового давления на 100 кгс/см². Изменение σ в данном случае происходит в основном из-за разрушающих деформаций и переупаковки зерен. Такое изменение пористости согласно уравнениям

(55) и (56) приводит к увеличению плотности на 5—6%, т. е. к величинам, соизмеримым с изменениями, вызванными замещением флюида в порах породы.

Поскольку с понижением пластового давления, с одной стороны, уменьшается пористость, т. е. увеличивается плотность пласта, а с другой, уменьшается плотность флюида, то общее изменение плотности пласта определяется геометрической суммой указанных изменений. В частности, для высокопористых слабосцементированных песчаников при замене нефти водой, падении пластового давления на 100 кгс/см^2 и начальном давлении $p=50 \text{ кгс/см}^2$ суммарное увеличение плотности достигает 10—12%.

Таким образом, на плотность нефтеносного пласта при падении пластового давления существенное влияние оказывает не только плотность флюида, но и пористость слагающих пласта пород. Неучет этого фактора может стать причиной ошибочного истолкования наблюдаемых в процессе разработки нефтегазовых месторождений отклонений силы тяжести.

ЗАВИСИМОСТЬ АКУСТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОТ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ, ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ СКОРОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН ОТ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ. ЭФФЕКТ СЖИМАЕМОСТИ ПОРОДЫ

Теоретические исследования закономерностей распространения упругих волн в горных породах проводились на различных моделях, различающихся в основном степенью дисперсности и связанности частиц.

Для теоретического рассмотрения упругих свойств зернистых сред типа песков и галечников используются модели в виде различных упаковок из упругих идеально гладких шариков. Пустоты в упаковке заполнены жидкостью или газом, которые могут передвигаться. Модели такого рода позволяют получить выражение для скорости распространения упругих волн в функции пористости среды, давления, упругих констант компонент и твердого скелета пористой системы в целом.

Для определения упругого параметра скелета используются выводы, вытекающие из теории Герца по деформации шаров в точке контакта, сжимаемых вышележащими слоями. Первые попытки построения теории распространения упругих волн в нагруженной собственным весом зернистой среде принадлежат Г. Хара и К. Иида (1939 г.). Скорость распространения продольных волн в такой среде зависит от глубины ее залегания, т. е. среда такого вида является анизотропной.

Для модели, представляющей собой кубическую упаковку ($k_n=0,476$) из сфер равного диаметра с пустотами, заполненными жидкостью, скорость распространения продольных волн [161]

$$v^2_p = \frac{1}{\sigma} \left[\frac{1}{(1-k_n)\beta_T + k_n\beta_{ж}} + 5,78 \left(\frac{E_T^2(\delta_T - \delta_{ж})h}{(1-\mu_T^2)^2} \right)^{1/3} \right], \quad (59)$$

где $\sigma = (1-k_n)\delta_T + k_n\delta_{ж}$ — плотность водонасыщенной среды; δ_T , $\delta_{ж}$ и β_T , $\beta_{ж}$ — плотности и коэффициенты сжимаемости твердой и жидкой фаз; E_T , μ_T — модуль Юнга и коэффициент Пуассона твердой фазы.

Формула выведена для самонагруженной системы, т. е. давление на скелет равно весу столба h вышележащих зерен, а давление на жидкость равно гидростатическому.

Для гексагональной упаковки ($k_n=0,259$) получено аналогичное выражение для скорости [138]:

$$v^2_p = \frac{1}{\sigma} \left\{ \left[\frac{1}{(1-k_n)\beta_T + k_n\beta_{ж} - 4\beta_T^2 e} \right] (1 - 8\beta_T e)^2 + 8,65 \left[\frac{E_T^2(\delta_T - \delta_{ж})h}{(1-\mu_T^2)^2} \right]^{1/3} \right\}, \quad (60)$$

где

$$e = \frac{1}{24\sqrt{2}} \left[\frac{2\pi E_T^2(\delta_T - \delta_{ж})gh}{(1-\mu_T^2)^2} \right]^{-1/3}.$$

Исходя из того, что для кубической упаковки коэффициент перед вторым членом $A=5,78$, а для гексагональной $A=8,65$, Ф. М. Ляховицкий [66] принимает линейную зависимость между коэффициентом A и пористостью: $A=12,07-13,22 k_n$.

Это соотношение позволяет оценить скорость в произвольной среде по известной пористости, глубине залегания и константам компонент:

$$v^2_p = \frac{K_B + K_{ск}}{\sigma},$$

где $K_B = 1/[(1-k_n)\beta_T + k_n\beta_{ж}]$ соответствует выражению A . Вуда для объемной упругости двухкомпонентной смеси, а $K_{ск} = A(k_n)(E_T\delta_T h / (1-\mu_T^2)^2)^{1/3}$ — упругость твердого скелета, где учтена упругость контактов шариков, сжимаемых весом вышележащих слоев.

Если заполнителем пустот в среде является газ, то величиной объемной упругости K_B по сравнению с контактной упругостью $K_{ск}$ можно пренебречь, и тогда формула для скорости распространения продольной волны в газонасыщенной среде имеет вид

$$v^2_p = \frac{K_{ск}}{\sigma} = \frac{A(k_n)}{\sigma} \left(\frac{E_T^2\delta_T h}{(1-\mu_T^2)^2} \right)^{1/3}. \quad (61)$$

Многие авторы [59, 61, 155] использовали выражение (61) для расчета скорости в песчано-глинистых породах, причем для согласования с опытными данными они исходили из величин упругости скелета породы $K_{ск}$ и жесткости скелета $G_{ск}$, определенных экспериментально. В. М. Добрынин [41] впервые предложил ввести в выражение для скорости сжимаемость порового объема породы по уравнению (18). Подставляя в уравнение для скорости полученное опытным путем значение сжимаемости пор как функцию давления, можно рассчитать изменение скорости от давления. Это открывает возможность установления зависимости скорости распространения продольных волн — коэффициент сжимаемости пор на основе экспериментальных измерений.

В отличие от работ, где рассматривается статическое взаимодействие между частицами среды по теории Герца, Ф. Гасман [138] исследовал динамическое поведение насыщенных жидкостью пористых сред. Скорость распространения продольных волн в такой системе зависит от пористости среды, а также от упругости и жесткости твердого скелета породы:

$$v_p^2 = \frac{1}{\sigma} (K + 4/3G), \quad (62)$$

где

$$K = K_{ж} \frac{K_{ск} + Q}{K_{ж} + Q}; \quad Q = \frac{K_{т}(K_{ж} - K_{ск})}{k_{п}(K_{ж} - K_{т})}; \quad G = G_{ск}, \quad (63)$$

$K_{ж}$, $K_{т}$ — модули упругости для жидкости и твердой фазы.

Для насыщенных жидкостью зернистых сред рассмотрен случай, когда твердая и жидкая фазы имеют одинаковое среднее смещение и отсутствует относительное движение жидкости в порах, т. е. случай колебаний низкой частоты.

При распространении высокочастотных колебаний необходимо учитывать смещение заполнителя относительно твердой стенки поры. Оценку скоростей распространения и поглощения продольных и поперечных волн в широком диапазоне частот для насыщенных жидкостью пористых сред с жестким скелетом можно произвести по динамическим теориям Я. И. Френкеля [116], М. А. Био [131], В. Н. Николаевского и П. П. Золотаева [47].

М. А. Био, пользуясь условиями существования упругого потенциала и линейности связей напряжение—деформация, выписывает систему уравнений, полностью характеризующую динамическое состояние пористой среды, насыщенной жидкостью. По данным М. А. Био, упругое поведение насыщенных пористых сред полностью характеризуется четырьмя упругими коэффициентами — $G_{ск}$, $\beta_{ск}$, $\beta_{т}$, $\beta_{ж}$ и параметрами структуры среды. Скорости распространения упругих волн по этой теории являются решениями биквадратного дисперсионного уравнения, и расчеты обычно ведутся с применением ЭВМ. Однако асимптоти-

ческие выражения для скоростей при очень низких v_0 и высоких v_∞ частотах сравнительно просты и физически обоснованы:

$$v_{p0} = \left[\frac{1}{\sigma} \left(\frac{1}{\beta_{ск}} + \frac{4}{3} G_{ск} + n^2 M \right) \right]^{1/2}; \quad (64)$$

$$v_{p\infty} = \frac{1}{\sigma \left(1 - \frac{\rho_c k_n}{\sigma k_{np}} \right)} \left\{ \frac{1}{\beta_{ск}} + \frac{4}{3} G_{ск} + \left[n^2 - \frac{(1 - \beta)^2 k_n}{k_{np}} + \frac{\beta k_n}{\sigma k_{np}} \right] M \right\}^{1/2}, \quad (65)$$

где

$$M = \left[(1 - k_n) \beta_T + k_n \beta_J - \frac{\beta_T^2}{\beta_{ск}} \right]^{-1}; \quad n = 1 - \beta_T / \beta_{ск};$$

k_{np} — коэффициент проницаемости; ρ_c — плотность связи по Цвиккеру и Костену [131];

$$v_{S0} = \left(\frac{G_{ск}}{\sigma} \right)^{1/2}; \quad v_{S\infty} = \left[\frac{G_{ск}}{\beta_T (1 - k_n)} \right]^{1/2}. \quad (66)$$

Дальнейшее развитие теории Френкеля—Био получила в работах В. Н. Николаевского и П. П. Золотарева [47, 73], которые предложили учитывать в теории распространения упругих волн в пористых средах не только вязкоинерционное, но и термоупругое поглощение, связанное с теплообменом между жидкой и твердой фазами.

Анализ теорий распространения упругих волн в средах разной степени связности показал, что их скорости определяются множеством параметров, характеризующих свойства фаз, твердого скелета среды и структуру среды. Динамическая теория Био—Николаевского является в настоящее время наиболее общей и полной теорией распространения упругих волн в насыщенных пористых средах. Она достаточно хорошо описывает распространение упругих волн как в несцементированных осадках, так и в осадочных породах с постоянными упругими связями. Скорости распространения продольных волн по этой теории при учете вязкоинерционного и термоупругого механизма распространения волн определяются 16 независимыми параметрами, без учета теплообмена между фазами — 10 параметрами, характеризующими свойства фаз, скелета породы и структуры породы:

$$v_p = f(\beta_T, \beta_J, \beta_{ск}, \delta_T, \delta_J, G_{ск}, k_n, \omega, k_{np}, \mu),$$

где ω — круговая частота.

Последние три параметра (ω , k_{np} , μ) не оказывают непосредственного влияния на скорость, но определяют пределы зоны дисперсии, которая может привести к небольшому изменению скорости. По данным расчетов, проведенных разными исследователями [61, 66], различие скоростей v_{p0} и $v_{p\infty}$ за счет частот-

ной дисперсии в насыщенных жидкостью цементированных осадочных породах не превышает 4%. Теоретические значения $v_{P\infty}/v_{P0}$ как функция сжимаемости скелета породы $\beta_{ск}$, соответствующей кварцевым песчаникам, насыщенным водой и керосином и подвергнутым действию всестороннего давления, приведены в табл. 26.

Таблица 26

Частотная дисперсия скорости $v_{P\infty}/v_{P0}$ распространения волн при различной сжимаемости скелета для кварцевых песчаников [147]

$\beta_{ск}'$ 10^{-6} см ² /кгс	Вода		Керосин	
	$k_{ск}=1$	$k_{ск}=3$	$k_{ск}=1$	$k_{ск}=3$
42,6	1,016	1,004	1,015	1,004
14,2	1,004	1,000	1,003	1,000
7,1	1,020	1,006	1,018	1,005
5,7	1,028	1,008	1,020	1,006

Данные табл. 26 позволили упростить процедуру расчета по динамической теории Био—Николаевского и предложить простое выражение для скоростей распространения продольных волн в цементированных осадочных породах, деформированных под действием высоких давлений и температур:

$$v_p = D(\omega) \left[\frac{1}{\sigma} \left(n^3 M + K_{ск} + \frac{4}{3} G_{ск} \right) \right]^{1/2}, \quad (67)$$

где $D(\omega)$ — функция частоты, характеризует дисперсию скорости.

При расчете скорости распространения продольных волн как функции всестороннего давления все параметры, входящие в формулу (67), необходимо брать с учетом их изменения с давлением. Однако главную роль играют упругие свойства скелета породы, выражаемые через $\beta_{ск}$. Второй член в уравнении (67), влияющий на скорость в цементированных средах в наибольшей степени, есть прямая функция параметра $\beta_t/\beta_{ск}$ или, при использовании формулы (18), параметра $\beta_t/\beta_{п.}$ При расчете скорости как функции давления для открытой пористой системы (заполнитель пор свободно перемещается при постоянном внутрипоровом давлении) плотность и сжимаемость твердой и жидкой фаз можно принять постоянными. Плотность и изотермическая сжимаемость кварца равны соответственно 2,65 г/см³ и $2,50 \times 10^{-6}$ см²/кгс. Коэффициент Пуассона также принят постоянным и равен 0,2. Расчеты проводились для чистых кварцевых песчаников в предположении, что изменение скорости целиком связано только с обратимыми изменениями параметров породы, вызванными действием всестороннего давления.

Совместное использование теории и закономерностей, установленных для сжимаемости пор, позволило более точно оценить влияние давления на скорость распространения волн в породах разной степени сцементированности в зависимости от коэффициента пористости и свойств заполнителя пор.

Расчетные значения относительного изменения скорости при повышении давления от 50 (v_{p0}) до 1000 кгс/см² (v_{pp}) показаны на рис. 23 для сухих v_{pc} и насыщенных v_{pn} минерализованной

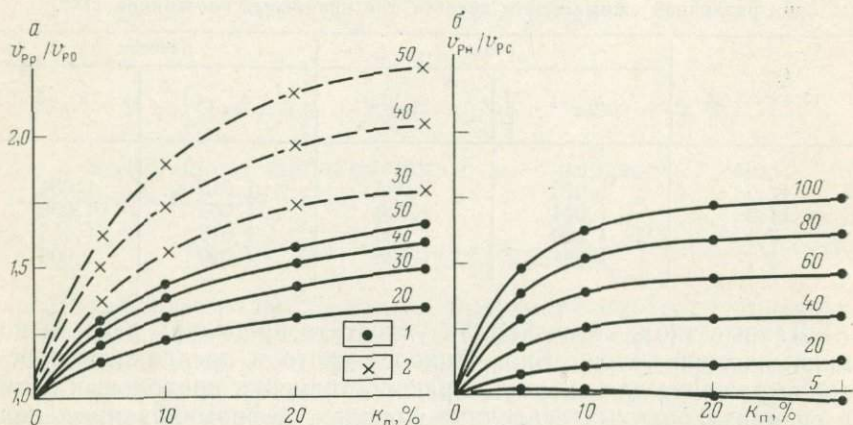


Рис. 23. Расчетные значения относительного изменения скорости распространения продольных волн в кварцевых песчаниках.

a — при повышении давления до 1000 кгс/см²; 1 — насыщенные минерализованной водой; 2 — абсолютно сухие; *b* — при насыщении водой. Шифр кривых — значения β_n/β_T

водой ($\delta_{ж} = 1,1$ г/см³; $\beta_{ж} = 44 \times 10^{-6}$ см²/кгс) кварцевых песчаников при разной начальной сжимаемости пор. Как видно, влияние давления на скорость должно быть наибольшим в высокопористых породах и в значительной степени зависит от сжимаемости пор. В водонасыщенных кварцевых песчаниках пористостью 20—30% при повышении давления скорость в среднем может увеличиваться на 30—50%, в обломочных породах с большой сжимаемостью пор (например, вследствие неоднородности состава или худшей отсортированности) эффект влияния давления на скорость может достигать 50—100%. Графики v_{pp}/v_{p0} для сухих пород не отличаются от кривых для водонасыщенных пород, однако эффект влияния давления в сухих породах значительно больше и достигает 100% и больше.

Результаты теоретических расчетов сравнивались с выполненными нами измерениями скоростей распространения продольных волн под давлением и показали хорошее совпадение во всем диапазоне пористости.

Теоретический расчет скорости позволил также оценить разницу скоростей для сухих и водонасыщенных (10%-ным раст-

вором NaCl) пород. На рис. 23 малые значения β_n/β_t отвечают прочностцементированным породам или породам, находящимся в условиях высоких давлений. Для малых β_n/β_t эффект влияния поровой воды мал, а разность скоростей в насыщенных и сухих породах может принимать даже отрицательные значения, т. е. присутствие воды в жесткоцементированных породах, претерпевающих действие высокого давления, уменьшает скорость распространения волн. В породах с низкой упругостью скелета влияние водонасыщения на скорость достигает 50% и больше. Следовательно, по данным ультразвуковых скоростей можно различать заполнение пор жидкостью только неплотных формаций.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА АКУСТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

Зависимость скорости от всестороннего давления

Изменение скоростей распространения продольных волн под влиянием всестороннего давления до 2500 кгс/см² для песчаников и алевролитов, значительно различающихся по содержанию и свойствам цементирующего вещества, а также известняков и глин из разных районов СССР иллюстрируется рис. 24. Здесь же приведены полученные нами данные для образцов пород из США (песчаник из карьера Береа). Как видно, влияние давления до 2500 кгс/см² на скорость для всех образцов качественно одинаково. При повышении давления скорость увеличивается, причем основное изменение наблюдается в интервале от атмосферного давления до 500—1000 кгс/см². При дальнейшем повышении давления градиент увеличения скорости уменьшается и она часто стремится к некоторому пределу. В американской литературе это предельное значение получило название «конечной» скорости и используется в известном уравнении среднего времени.

Для некоторых осадочных пород зависимость скорости от давления аналогична закономерностям, установленным для кристаллических пород [26, 28, 55, 112], т. е. скорость резко повышается при давлении 200—500 кгс/см². Для других пород характерно более равномерное изменение скорости во всем исследуемом диапазоне давления, что свойственно металлам и пластмассам [26]. Скорости распространения продольных волн в осадочных горных породах колеблются в широких пределах — от 2000 м/с (глины в атмосферных условиях) до 6500 м/с (известняки при давлении 1500 кгс/см²). Пределы изменения v_p для песчаников и алевролитов немного меньше, так как они отличаются разнообразием минерального состава, структуры и цементирующего вещества. Песчаники с опаловым цементом

базально-порового типа и с кварцевым цементом регенерации (коэффициент пористости 10—20%) в атмосферных условиях характеризуются скоростью 3000—4000 м/с, а при давлении 2500 кгс/см² 4300—5200 м/с. В образцах полимиктовых песчаников и алевролитов из скважин Южного Мангышлака (пористость 6—17%) с глинисто-слюдистым и карбонатным цементом порового и базально-порового типов в атмосферных условиях скорость распространения волн 3200—4700 м/с, а при давлении 1500 кгс/см² 4100—5500 м/с. Для образцов кварцевых и кварцево-полевошпатовых песчаников и алевролитов из Предкавказья (пористость 5—17%) с глинистым и глинисто-карбонатным цементом базального и порово-контактного типов в атмосферных условиях $v_p = 2600—4400$ м/с, а при давлении 2500 кгс/см² 4900—5800 м/с. Изменение скорости от давления повышается при увеличении коэффициента пористости (табл. 27).

Таблица 27

Относительные изменения скорости распространения продольных волн в осадочных горных породах при повышении давления до 1500 кгс/см² в зависимости от пористости (в %)

Порода	Пористость, %				
	5	5—10	10—15	15—20	20—25
Глины каолиновые, карбонатно-песчаные	—	—	8—20	11—30	21—41
Известняки	6—11	7—25	15—27	20—36	—
Песчаники кварцевые с опаловым и кварцевым цементом	—	—	17—33	20—39	22—51
Песчаники кварцево-полевошпатовые и алевролиты с глинистым и глинисто-кремнистым цементом	—	31—68	47—81	—	—
Песчаники полимиктовые и алевролиты с карбонатным и глинисто-слюдистым цементом	9—12	12—30	20—50	25—50	—

Как показали исследования, давление оказывает наибольшее влияние на образцы со значительным содержанием глинистого цемента базального типа. Влияние других типов цемента: опалового, кварцевого, кремнистого, слюдяного, карбонатного — значительно меньше. В качестве примера на рис. 25 приведена зависимость скорости от давления в образцах песчаников с примерно одинаковой величиной коэффициента пористости (12—17%).

Для обломочных пород зависимость скорости распространения продольных волн от всестороннего давления определяется

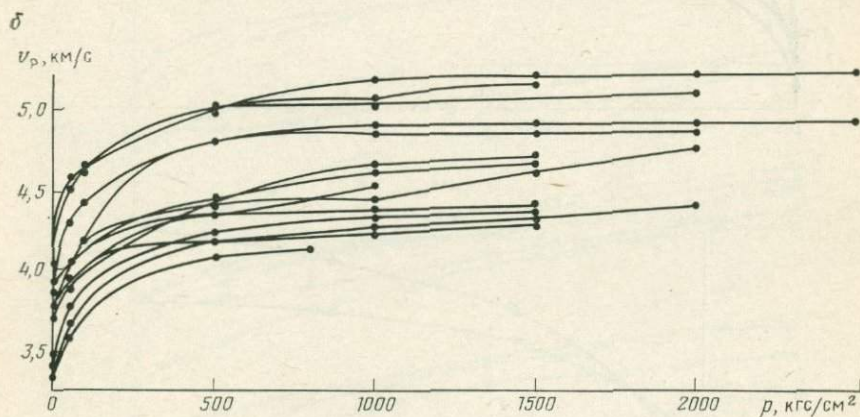
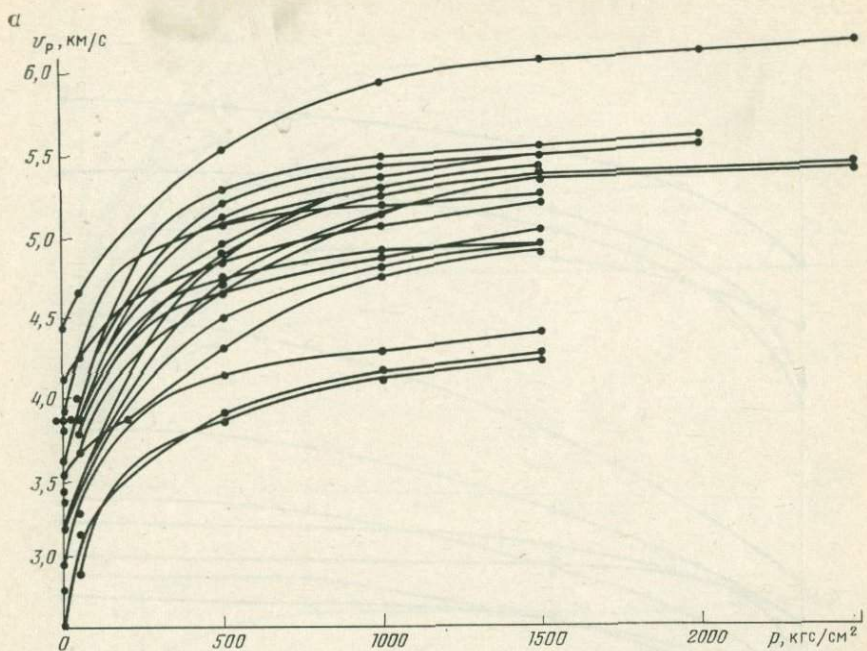


Рис. 24. Зависимость скорости распространения продольных волн в водонасыщенных осадочных породах от давления.

а — кварцево-полевошпатовые песчаники и алевролиты с глинистым и глинисто-кремнистым цементом; *б* — кварцевые песчаники с опаловым и кварцевым цементом; *в* — известняки плотные, доломитизированные; органогенно-детритовые; *г* — кварцевый песчаник из Берга (США); *д* — полимиктовые песчаники и алевролиты с карбонатным и глинисто-слюдистым цементом; *е* — глины каолинистые

6

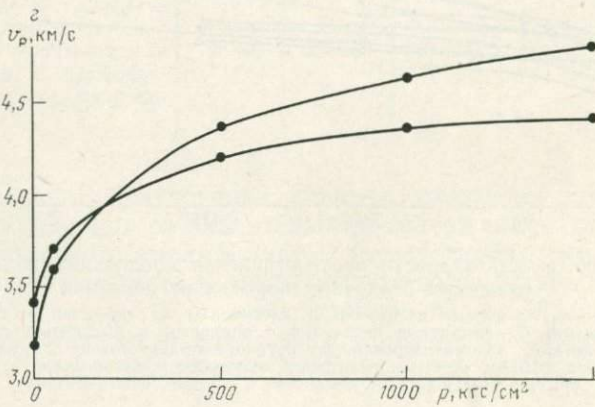
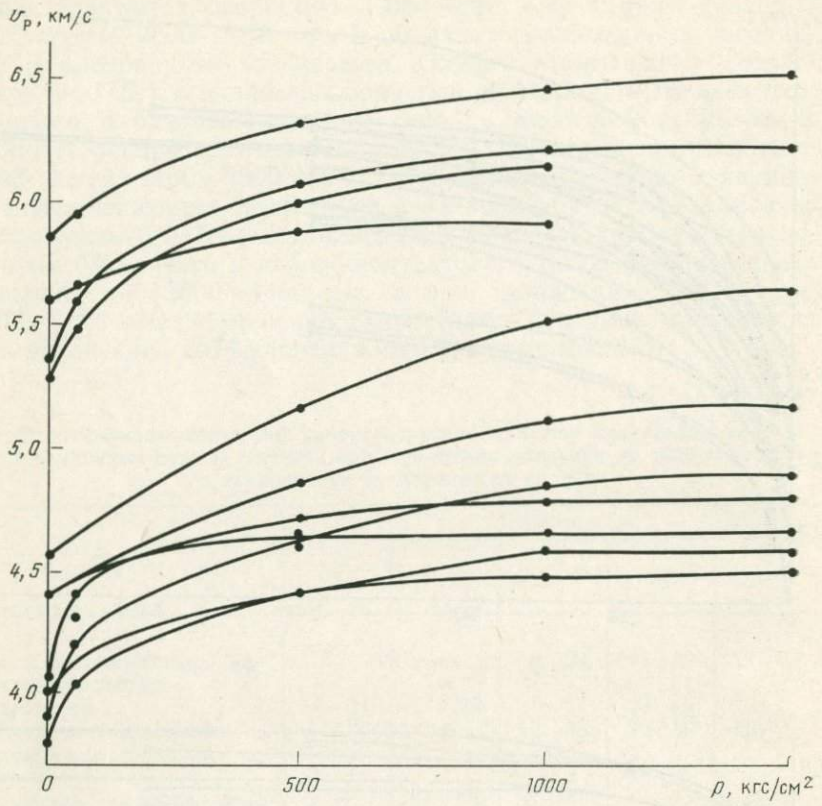


Рис. 24, в, г

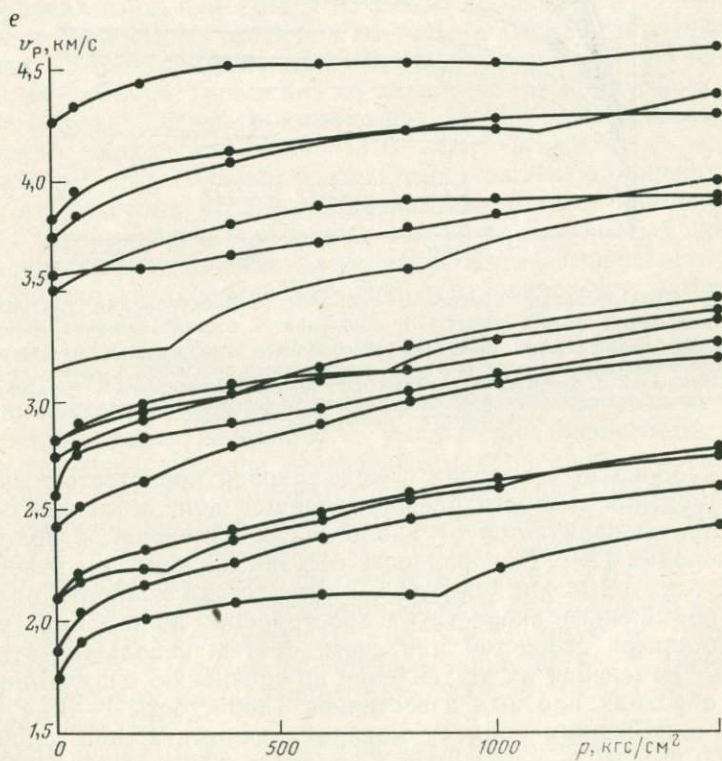
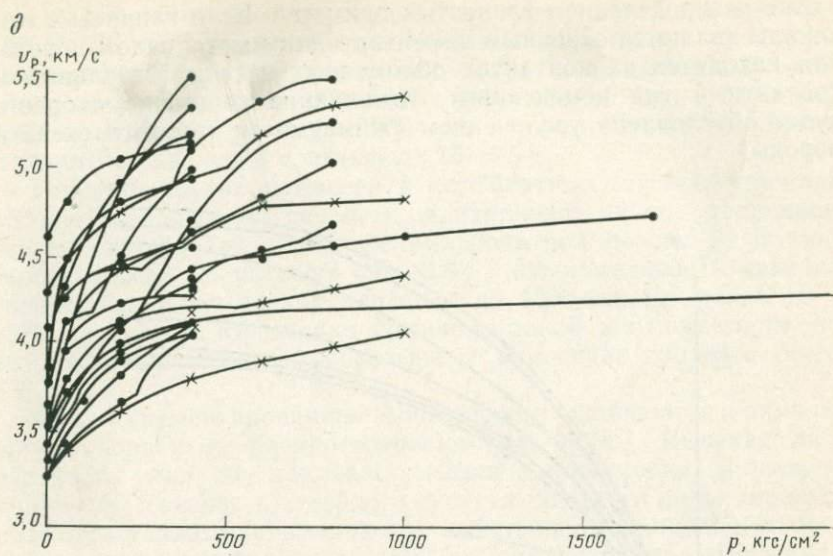


Рис. 24, ∂ , e

также распределением глинистых примесей. Если глинистые минералы являются основным цементирующим материалом породы или находятся на контактах обломочных частиц (базальный и контактный тип цементации), то влияние глины на скорость будет обусловлено увеличением сжимаемости твердого скелета породы.

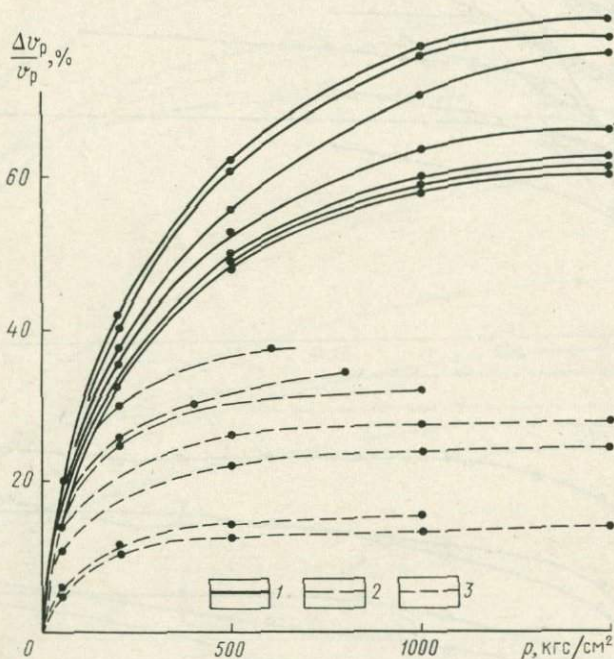


Рис. 25. Относительные изменения скорости распространения ультразвуковых колебаний в зависимости от давления и состава цемента породы.

1 — кварцево-полевошпатовые песчаники и алевролиты Предкавказья с содержанием глинистого цемента базального типа; 2 — полимиктовые песчаники и алевролиты Южного Мангышлака с содержанием карбонатного цемента контактного и базального типов; 3 — кварцевые песчаники Русской платформы с содержанием опалового и кварцевого цемента регенерационного типа

В карбонатных породах с межзерновой пористостью характер изменения скорости распространения волн от давления незначительно отличается от аналогичных изменений в обломочных породах [29]. Однородность состава и структуры известняков, а также высокие упругие характеристики кальцита определяют повышенные скорости распространения волн в них, меньший диапазон скоростей и в связи с этим небольшие относительные изменения их от давления по сравнению с песчаниками.

В образцах плотных известняков (пористость 1—3%), особенно содержащих примеси минерала доломита, при давлении 0—2500 кгс/см² v_p изменяется в пределах 5000—6500 м/с. Отно-

сительные изменения скорости от давления минимальные (5—10%). Образцы органогенно-детритовых известняков из Коробчеевского карьера (пористость 11—20%) в атмосферных условиях характеризуются $v_p = 3200 \div 4400$ м/с, а при давлении 1500 кгс/см² — от 4500 до 5200 м/с. Относительные изменения скорости от давления составляют 15—25%.

Наличие других примесей в карбонатных породах снижает абсолютное значение скорости, а изменение ее под давлением увеличивается. Так, в алевроито-карбонатной породе из Бакинского карьера (пористость 2,6—3,8%) относительное изменение скорости при повышении давления до 1500 кгс/см² равно 10—25%, тогда как известняки примерно такой же пористости, но без песчаных примесей показывают изменение скорости всего 5%.

Среди цементированных пород глины отличаются наименьшими скоростями распространения волн [105]. Высокая дисперсность глин обуславливает высокую пористость и низкую упругость (связность) твердого скелета породы. Глины характеризуются также равномерным и небольшим изменением скорости от давления, вплоть до 1500 кгс/см². Скорость, измеренная на образцах глин, изменяется по закону, близкому к линейному, градиент скорости от давления во всем диапазоне давлений находится в узких пределах (0,3—0,4 м/с/кгс/см²). Глины из разведочных скважин Туркмении со значительной примесью карбоната и обломочной части (пористость 15—20%) в атмосферных условиях имеют $v_p = 1800 \div 4300$ м/с, а при давлении 1500 кгс/см² — от 2400—4600 м/с. Относительные изменения скорости от давления в глинах значительно меньше, чем в глинистых песчаниках, и составляют 10—30%. Для чистых глин из красноцветных отложений бассейна р. Вятки (пористость 32—22%) также установлено небольшое относительное изменение скорости (25—30%).

Изменения скорости распространения волн от давления предопределяются также типом насыщающего породу флюида. При повышении упругости твердого скелета породы за счет улучшения цементированности, уменьшения пористости или при нагружении образца всесторонним давлением влияние насыщающего флюида становится незначительным. Вместе с тем при начальной высокой упругости скелета породы, достигнутой, например, путем насыщения ее хорошо смачивающей жидкостью, влияние давления на скорость снижается [145]. Следовательно, наибольшее изменение скорости под давлением будет наблюдаться в высокопористых породах с низкими упругими свойствами, а в случае одинаковой пористости — в газонасыщенных породах, обладающих меньшей упругостью, чем водонасыщенные [134].

Таким образом, если действие ряда геологических факторов, таких как возраст пород, выветренность, цементированность, ме-

таморфизм, пористость, насыщение жидкостью и др., приводит к улучшению связанности твердого скелета, то такие породы характеризуются небольшими изменениями скорости распространения продольных волн под воздействием всестороннего давления.

Влияние порового давления на скорость

Эффект влияния пластового давления противоположен эффекту внешнего давления, и повышение пластового давления должно приводить к понижению скорости распространения волны

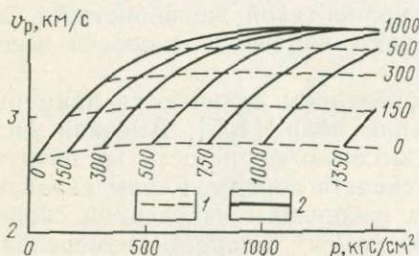


Рис. 26. Расчетные значения скорости v_p в водонасыщенных кварцевых песчаниках при различном всестороннем и поровом давлении. 1 — значения $p - p_i$ в кгс/см²; 2 — значения p_i в кгс/см²

ли увеличению объема и сжимаемости породы. Однако действие порового давления этим не ограничивается: под влиянием давления p_i зерна породообразующих минералов сжимаются, что вызывает дополнительную деформацию пористой среды. Как показал В. М. Добрынин [41], глинистые включения, свободно размещающиеся в порах породы, ослабляют эффект пластового давления, особенно если эти включения характеризуются сильной сжимаемостью и высоким коэффициентом относительной глинистости.

Изменение пластового давления вызывает также изменение физико-механических свойств зерен породообразующих минералов, пластовой жидкости и газа. Значительно изменяются упругие свойства минеральных растворов и нефти [84, 114], растворимость в жидкостях газа и смачиваемость [121].

Результаты расчетов скорости распространения продольных волн по уравнению (67) для неглинистых кварцевых песчаников пористостью 20%, полностью насыщенных 10%-ным раствором NaCl, в зависимости от внешнего давления приведены на рис. 26. Зависимость изотермической сжимаемости 10%-ного раствора NaCl от порового давления была рассчитана по данным измерений плотности, выполненных Е. А. Поляковым [95]. Проведенный расчет показывает, что влияние порового давления на скорость противоположно влиянию внешнего давления. Рассчитанные значения скорости в насыщенных минерализованной водой кварцевых песчаниках уменьшаются с повышением порового давления (внешнее давление постоянно). Как видно, увеличение порового давления при постоянной разности $p - p_i$ при-

водит к небольшому дополнительному повышению скорости. Уменьшение сжимаемости порозаполнителя является причиной увеличения скорости при одинаковом повышении внешнего и порового давлений. Таким образом, влияние порового давления на скорость распространения волн в насыщенных песчаниках превышает эффект внешнего давления. Для расчетных скоростей получен коэффициент $n_{v_p} = 0,86$ в интервале изменения порового давления 0—500 кгс/см²; при $p_i > 500$ кгс/см² значение n_{v_p} приближается к единице. Эффект порозаполнителя уменьшается также при больших значениях внешнего давления. В нефтенасыщенных песчаниках влияние порового давления на скорость выше, чем в водонасыщенных, за счет гораздо большей зависимости изотермической сжимаемости нефтей от давления.

Таким образом, причиной дополнительной деформации пористой среды при одинаковом изменении внешнего и пластового давлений является сжатие твердых зерен породы ($\beta_T \neq 0$), что обуславливает коэффициент $n_\beta < 1$. Дополнительное повышение скорости при тех же условиях связано с уменьшением сжимаемости порозаполнителя; при этом коэффициент $n_{v_p} < 1$. Сжатие твердых зерен породы само по себе не влияет на результирующий эффект пластового давления по сравнению с внешним. Однако оно вызывает дополнительное уплотнение породы, что вместе с увеличением плотности порозаполнителя может привести к уменьшению скорости при высоких значениях p_i ($p - p_i = \text{const}$). В результате коэффициент n_{v_p} для скорости при высоких давлениях p_i и p может принимать значения больше единицы.

Первые сведения об измерении скоростей распространения продольных волн при небольших внешнем и поровом давлениях встречаются в работах Х. Брандта [133], В. Хикса и др. [143], М. Вилли и др. [163]. Более полные данные о влиянии пластового и внешнего давлений до 1000 кгс/см² на скорость распространения продольных волн в песчаниках и известняках содержатся в работах М. Кинга [147] и Дж. Ладефру [150]. Б. Банси и др. [129] провели специальные работы для оценки коэффициента n_{v_p} по скоростям распространения упругих волн. Полученные данные противоречивы: в работах [129, 133] $n_{v_p} \leq 1$, а в работе [155] $n_{v_p} > 1$. Следует отметить, что те авторы, которые проводили опыты при небольших давлениях (до 150 кгс/см²), получили $n_{v_p} < 1$, при давлении до 1000 кгс/см² — $n_{v_p} > 1$. Равно ли n_{v_p} единице или меньше единицы, по-видимому, не имеет большого практического значения. Для практических целей влияние давления на физические свойства породы вполне достаточно определить разностью между внешним и пластовым давлением. Однако значения n_β , полученные по данным дефор-

мации горных пород, используются некоторыми исследователями для характеристики других физических параметров [133]. Правомерность такого переноса не подтверждена.

Повышение пластового давления (при постоянном внешнем давлении) приводит к уменьшению скорости распространения волн v_p , увеличению порового объема ΔV_p и сжимаемости пор β_p . Как видно на рис. 27, влияние пластового давления велико при небольшом внешнем давлении, а при больших давлениях все кривые сближаются. Так, повышение пластового давления в

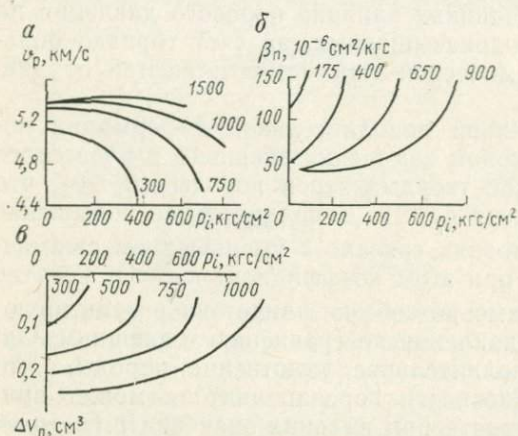


Рис. 27. Влияние пластового давления на скорость распространения продольных волн, объем порового пространства и коэффициент сжимаемости пор. а — алевролит карбонатный; б, в — полимиктовый алевролит с карбонатом и глинисто-слюдистым цементом. Шифр кривых — значения всестороннего давления в кгс/см².

интервале 0—500 кгс/см² при внешнем 500 кгс/см² приводит к значительному понижению скорости распространения волн и увеличению объема пор. Изменение пластового давления в этом же интервале при внешнем давлении 1000 или 1500 кгс/см² почти не влияет на физические параметры пород [1, 3, 5]. Можно предположить, что основное воздействие на физические параметры пород под нагрузкой оказывает дифференциальное давление, т. е. разность между внешним и поровым давлением.

Сопоставление влияния внешнего, порового и разности давлений на физические параметры песчано-глинистых пород (рис. 28) показывает, что основное влияние на скорость распространения продольных волн оказывает $p-p_i$. При постоянном значении $p-p_i$ и небольшом p поровое давление меньше изменяет скорость, чем внешнее давление. При высоком значении p и постоянном $p-p_i$ эффект порового давления превышает эффект внешнего давления — скорость уменьшается. На поровый объем поровое давление влияет всегда меньше, чем внешнее давление.

На высокопористые неглинистые кварцевые песчаники (Смоленск, Грозный), которые отличаются небольшим изменением свойств от внешнего давления, пластовое давление также влияет незначительно и близко к влиянию внешнего давления.

Породы с высоким содержанием карбонатного или глинистого цемента (Предкавказье, Мангышлак, Баку) характеризуются значительным изменением физических параметров под действием пластового давления.

На рис. 29 экспериментальные данные для скорости распространения продольных волн и порового объема представлены

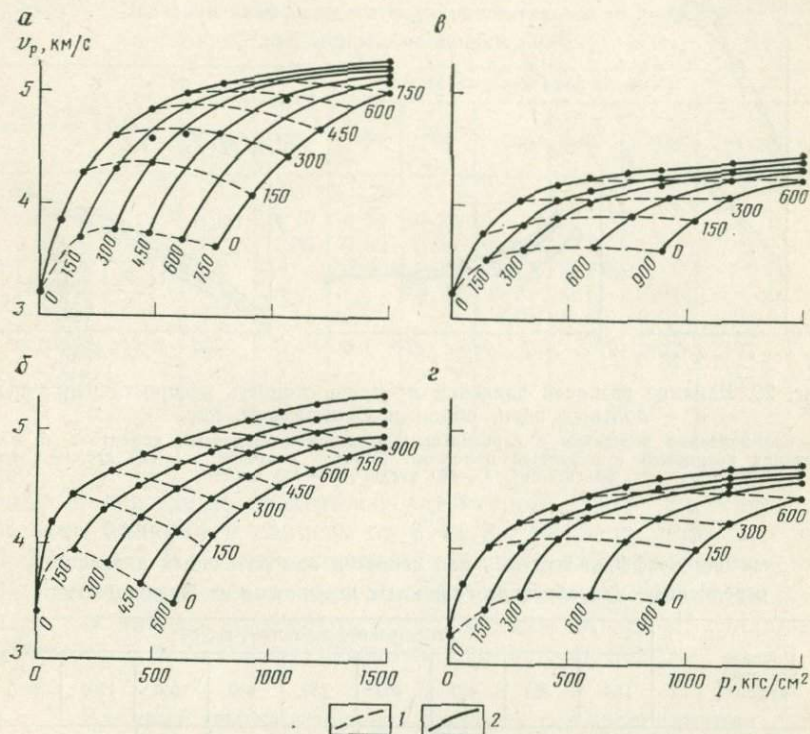


Рис. 28. Зависимость скорости распространения продольных волн в песчано-глинистых породах при различных значениях всестороннего и порового давлений.

а, б — песчаники кварцево-полевошпатовые с глинистым цементом; в, г — песчаники кварцевые с глинисто-карбонатным цементом. 1 — значения $p - p_i$ в кг/см²; 2 — значения p_i в кг/см²

как функция $p - p_i$. Здесь же приведенные значения сжимаемости пор рассчитаны по уравнению (14). Как видно, разность внешнего и внутреннего давлений не полностью характеризует изменение скорости распространения упругих волн под нагрузкой. Отклонение значений v_p превышает ошибку измерения, связано с неполной компенсацией эффектов влияния внешнего и пластового давлений и количественно описывается коэффициентом n_{v_p} .

Воспользуемся результатами измерений скорости при различных значениях внешнего и порового давлений для расчета коэффициента n . Результаты расчетов этого коэффициента для скорости n_{v_p} , осредненные по всем исследуемым образцам песчаников Предкавказья, приведены в табл. 28. Коэффициент n_{v_p}

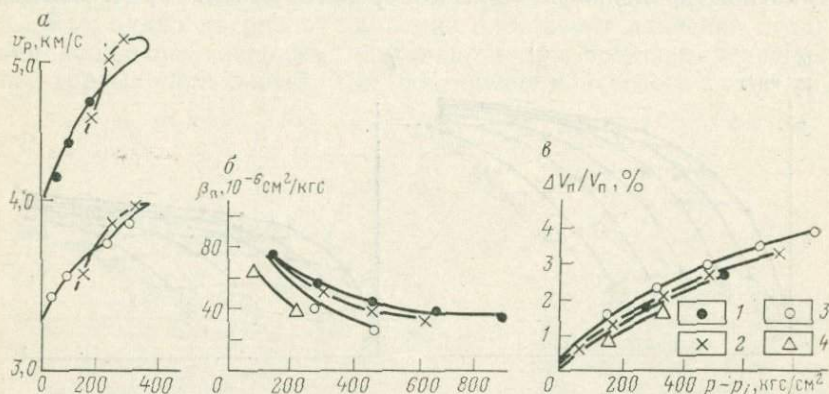


Рис. 29. Влияние разности давлений $p - p_i$ на скорость распространения продольных волн, объем и сжимаемость пор.

а — полимиктовые песчаники с карбонатным и глинисто-слюдистым цементом; б, в — песчаник кварцевый с опаловым цементом. Поровое давление: 1 — 50 кгс/см², 2 — 200 кгс/см², 3 — 450 кгс/см², 4 — 700 кгс/см²

Таблица 28

Значения коэффициента n_{v_p} для скорости при различных давлениях, осредненные для образцов глинистых песчаников из Предкавказья

Поровое давление, кгс/см ²	Всестороннее давление, кгс/см ²								
	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350
0	0,83	0,89	0,92	0,95					
150		0,95	0,97	1,03	1,05				
300		0,84	0,95	1,06	1,01	0,87	0,96	1,33	
450			1,00	1,10	1,22	1,00	1,17	1,30	
600				0,96	0,97	1,19	1,08	1,02	0,93
750					1,00	1,10	1,25	1,33	1,03
900						0,90	0,97	0,97	0,88

во всем исследуемом диапазоне давлений не намного отличается от единицы: при низких внешнем и пластовом давлениях он равен 0,8, при высоких давлениях возрастает до 1,3. В табл. 29 приведены значения n_{v_p} , рассчитанные по данным Дж. Ладефру. Как видно, данные табл. 28 и 29 согласуются.

Из изложенного выше следует, что коэффициент n имеет разные значения. Если для деформации пор $n_p < 1$, то для ско-

рости $n_{\sigma p} \geq 1$. Величина n для каждого физического параметра значительно изменяется под действием внешнего и порового давлений. Различие степени влияния p_i на физические параметры, по-видимому, обусловлено структурными изменениями по-

Таблица 29

Значения коэффициента $n_{\sigma p}$, рассчитанные по скорости для образца песчаника [150]

Поровое давление, кгс/см ²	Всестороннее давление, кгс/см ²								
	100	200	300	400	500	600	700	800	900
0	0,60	0,70	0,74	0,80					
100		0,90	0,80	0,84	0,85				
200			0,60	0,60	0,87	0,93			
300				0,75	0,75	0,87	0,94		
400					0,70	0,80	0,94	1,00	
500						1,00	1,05	1,10	1,17
600							0,80	1,10	1,20
700								1,00	1,15
800									1,40

роды и связью ее свойств со структурой. Для сжимаемости степень влияния p зависит от β_T и $\beta_{ск}$ образца, поэтому при $\beta_T \neq 0$ $n_p < 1$. При оценке влияния порового давления на скорость распространения волны учет только величины β_T будет ошибочным, так как эти параметры тесно связаны не только с поровым объемом, но и со структурными особенностями породы.

Влияние температуры на скорость распространения продольных упругих волн

Важным термодинамическим фактором, действующим на горную породу в естественном залегании, является температура, влияние которой на упругие свойства породы многообразно. С одной стороны, тепловое расширение минеральных зерен приводит к деформации породы, что должно также отразиться на значениях модуля объемного сжатия. При повышении температуры вода, нефть и природный газ расширяются больше, чем горные породы, поэтому давление жидкости и газа может резко увеличиваться, особенно если они заполняют замкнутый коллектор. С другой стороны, при колебаниях температуры могут произойти изменения физико-механических свойств как отдельных фаз (твердой и жидкой), так и твердого скелета породы. Известны значительные изменения таких свойств жидкости, как вязкость, проницаемость, электропроводность, раст-

воримость в ней природного газа и минеральных солей. Многие исследователи отмечали влияние температуры на упругие и прочностные свойства горных пород, а также на их пластичность и вязкость.

Задавшись значениями сжимаемости скелета и сжимаемости поровой жидкости как функции температуры и используя уравнения (18) и (67), можно оценить эффект воздействия температуры на скорость распространения волн для сухих, водо- и нефтенасыщенных песчаников.

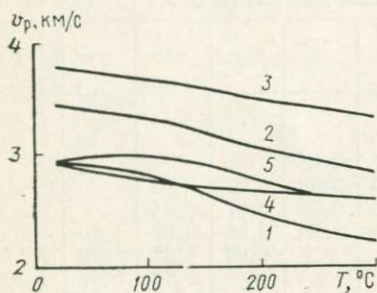


Рис. 30. Расчетные зависимости скорости распространения продольных волн в неглинистых кварцевых песчаниках пористостью 20%, насыщенных раствором NaCl, от температуры.

При влиянии давления: 1 — $p - p_i = 150$ кгс/см²; 2 — $p - p_i = 400$ кгс/см²; 3 — $p - p_i = 1000$ кгс/см²; 4—5 — при влиянии сжимаемости скелета и насыщающего флюида соответственно, $p_i = 100$ кгс/см²

Расчетные значения скорости в насыщенных минерализованной водой кварцевых песчаниках уменьшаются при повышении температуры, причем наибольшие изменения связаны с низкими эффективными давлениями (рис. 30). На кривых скорость—температура в интервале 90—110°С наблюдается излом монотонной кривой, который возникает вследствие специфической зависимости сжимаемости водных растворов от температуры. Влияние сжимаемости водного раствора, как видно на рис. 30, приводит к повышению этого слагаемого скорости в интервале 20—130°С. При 200—300°С эффекты сжимаемости раствора и скелета приблизительно одинаковы. С увеличением давления отмеченный эффект ослабевает, а излом кривой сдвигается в область более высокой температуры.

Максимальный излом кривой скорость—температура наблюдается в слабосцементированной среде, насыщенной дистиллированной водой при небольшом поровом давлении. В этом случае присутствие жидкости в порах может вызвать суммарный эффект повышения скорости при увеличении температуры в интервале 20—100°С.

Расчетные значения скорости распространения волн в нефтенасыщенных песчаниках свидетельствуют о наибольшем уменьшении ее от температуры в интервале 20—200°С по сравнению с сухими и водонасыщенными образцами. Подстановка нижнего и верхнего пределов сжимаемости нефтей незначительно влияет на скорость в нефтенасыщенных песчаниках. Одновременно расчеты показывают, что наименьшее влияние темпе-

ратура оказывает на скорость распространения волн в сухих песчаниках ($T > 150^{\circ}\text{C}$).

Первая экспериментальная работа методического характера по влиянию температуры до 200°C на скорость распространения продольных волн в гранитах относится к 1937 г. Автором ее является Дж. Айде. Многочисленные исследования влияния температуры до 600°C при одновременном воздействии давления до $10\,000\text{ кгс/см}^2$ на скорости распространения продольных и поперечных волн в изверженных породах провели Ф. Берч с сотрудниками [132] и Д. Хьюз с сотрудниками [146] с целью построения сейсмического разреза земной коры и верхней мантии. М. П. Воларович с сотрудниками [112] изучают упругие модули, деформационные и прочностные свойства кристаллических пород при температурах до 1000°C и давлении 4000 кгс/см^2 .

Исследование влияния температуры на скорость распространения продольных волн в несцементированных донных осадках и песках проводилось при температурах, не превышающих точку кипения воды. Результаты работ А. Лаугтона [151], Г. Саттона, Г. Шамуэя [158] при температуре до $30\text{--}40^{\circ}\text{C}$ без давления обжатия, а также В. Колтонского [149], Л. А. Сергеева и О. Л. Кузнецова (1967 г.) при температуре до $80\text{--}90^{\circ}\text{C}$ показали, что упругие свойства несцементированных осадочных пород изменяются от температуры в соответствии с изменением упругости насыщающей породу жидкости.

Скорость распространения продольных и поперечных волн в сцементированных осадочных породах при температуре до $300\text{--}400^{\circ}\text{C}$ и давлении $(5\text{--}8) \cdot 10^3\text{ кгс/см}^2$ изучал Д. Хьюз с сотрудниками [146]. Сухие и насыщенные пористые породы исследовались по той же методике, что и плотные кристаллические, т. е. образец заключался в герметичную оболочку. Дж. Ладефру [150] определял влияние повышенной температуры на скорость распространения волн при одновременном регулировании внешнего давления на образец и давления поровой жидкости; в своих экспериментах он брал всего два значения температуры (20 и 90°C).

Таким образом, большинство работ было посвящено изучению плотных кристаллических пород в герметичном чехле при температуре до 1000°C и давлении $10\,000\text{ кгс/см}^2$ или несцементированных осадков при температуре ниже 100°C .

На всех исследованных нами образцах осадочных пород температура влияет в сторону понижения скорости распространения продольных волн (рис. 31). Однако количественно эффект температуры зависит от литологии, состава, структуры породы и содержания цементирующего вещества, типа насыщающего флюида и давления [2]. При температуре $200\text{--}250^{\circ}\text{C}$ максимальное падение скорости до 20% наблюдается в известняках, глинах и искусственных «песчаниках», наименьшее (до 8%) —

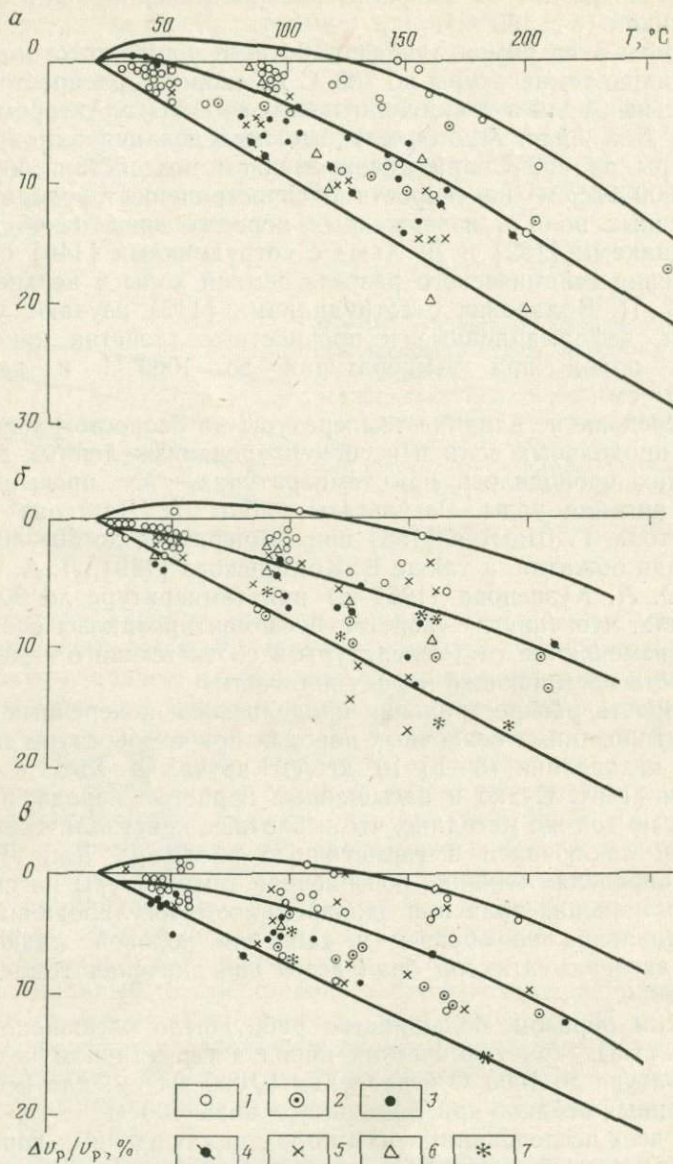


Рис. 31. Изменение скорости распространения продольных волн с температурой в водонасыщенных осадочных породах при различных давлениях. $a - p = 25$ кг/см²; $б - p = 500$ кг/см²; $в - p = 1000$ кг/см². 1 — кварцевые песчаники; 2 — кварцевые алевролиты; 3 — полимиктовые песчаники и алевролиты с глинисто-карбонатным цементом; 4 — алевролит карбонатный; 5 — известняки органогенно-детритовые; 6 — красноцветные глины; 7 — искусственные песчаники

в неглинистых кварцевых песчаниках; в песчаниках и алевролитах с глинисто-карбонатным цементом скорость изменяется на 15%.

На кривых скорость—температура рис. 31 можно выделить несколько областей, в пределах которых упругие свойства породы определяются различными механизмами воздействия температуры. Первый диапазон — от 20 до 90—110°С. Скорость распространения продольных волн монотонно уменьшается вследствие понижения упругости породообразующих минералов, цементирующего вещества и скелета породы, причем наибольший градиент изменения соответствует более низкой температуре. В этом интервале температуры скорость уменьшается на 2—8%. В неглинистых кварцевых песчаниках происходит минимальное изменение скорости — на 2—4%, тогда как в известняках и глинах — на 7—8%. Песчаники с глинистым и карбонатным цементом занимают промежуточное положение.

В интервале 20—110°С в неглинистых кварцевых песчаниках с высокой пористостью, отличающихся низкой прочностью, наблюдается небольшое (до 1%) повышение скорости с температурой. Это явление отмечено также для нецементированных насыщенных водой донных осадков [151, 158] и песков при давлении до 500 кгс/см². В слабощементированных песчаниках повышение упругости жидкости с температурой в интервале 20—110°С, как было показано, может привести к повышению скорости. В песчаниках с большим содержанием глинистого или карбонатного цемента, а также в известняках и глинах повышения скорости с температурой не наблюдается, так как в этом случае более сильное влияние оказывает изменение упругости скелета породы. На графиках при температуре 75—125°С для большей части пород наблюдается излом монотонной кривой в сторону резкого уменьшения скорости (рис. 32), после чего вплоть до 200—250°С она понижается монотонно. Максимальный скачок скорости наблюдается при низких давлениях (25 кгс/см²). При высоких давлениях скачок скорости уменьшается по абсолютной величине, а температура, при которой он происходит, несколько увеличивается.

Для воздушно-сухих пород и пород, насыщенных нефтью, существенной разницы кривых скорость—температура не обнаружено: наблюдается понижение скорости с температурой, обращение выгуклости в сторону оси абсцисс, излом монотонной кривой при температуре порядка 100°С (см. рис. 32).

Для всех пород влияние давления проявляется в уменьшении изменения скорости от температуры, уменьшении скачка скорости при температуре 90—110°С и смещении этой границы в область более высокой температуры.

Для водо- и нефтенасыщенных пород характерно большее уменьшение скорости распространения волн от температуры, чем для газонасыщенных. Максимальное изменение скорости

наблюдается в нефтенасыщенных породах. В сухих высокопористых известняках при повышении температуры до 100°C ($p-p_i=25$ кгс/см²) скорость уменьшается на 8%, в водонасыщенных — на 10% и в нефтенасыщенных — на 20%. Состав породы также оказывает влияние на зависимость скорости от

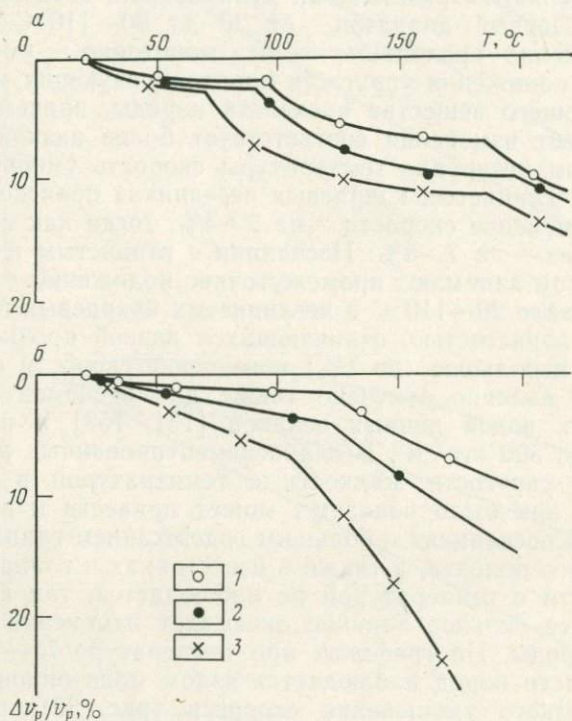


Рис. 32. Зависимость скорости распространения продольных волн в осадочных породах от температуры и типа порозаполнителя.

а — алеврит кварцевый с серицит-гидроослюдыстым цементом, $p-p_i=600$ кгс/см², $p_i=100$ кгс/см²; *б* — известняки органогенно-детритовые, $p-p_i=500$ кгс/см², $p_i=100$ кгс/см². Заполнители: 1 — газ; 2 — 10%-ный раствор NaCl; 3 — нефть

температуры. Изменение скорости в сухих высокопористых известняках при температуре $150-160^{\circ}\text{C}$ достигает 20%, в алевритах с пористостью 28% при температуре около 200°C не превышает 10–12%, в алеврито-карбонатной породе с пористостью 2–3% при температуре 200°C составляет более 15%. С увеличением давления изменение скорости с температурой снижается. Так, в сухих известняках повышение температуры до 150°C при разности давлений $p-p_i=25$ кгс/см² ведет к снижению скорости на 18%, а при давлении 500 и 1000 кгс/см² — на 7 и 4%.

Сопоставление расчетных значений v_p с опытными данными показывает идентичность кривых зависимости v_p от T , что позволяет в ряде случаев объяснить резкое изменение значений скорости в диапазоне температур 75—125°С сжимаемостью водных растворов. Однако расчетные относительные изменения скорости от температуры для песчано-глинистых пород отличаются от опытных с учетом сжимаемости водных растворов. Известно, что у песчаников, известняков, а также глинистых пород при определенных давлении и температуре значительно уменьшаются пластичность и прочность, что может привести к хрупкому разрушению породы, которое проявляется в форме микротрещиноватости. Однако многие кварцевые песчаники характеризуются обратной зависимостью v_p от T . Следовательно, в данном случае наблюдаемые скачки не могут быть связаны с разрушающими деформациями. Причиной резкого падения скорости распространения волн в указанном диапазоне температур может быть (наряду с упомянутыми выше процессами) изменение физического состояния связанной воды на поверхности твердой фазы породы. Кроме того, с ростом температуры возможно выделение растворенной в жидкости газовой компоненты.

ЗАВИСИМОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД ОТ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ, ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

Изменения электрических параметров осадочных пород от давления и температуры происходят главным образом из-за нарушения их структуры. Исследования физико-механических свойств породообразующих минералов и горных пород показали, что одним из важнейших параметров, характеризующих поведение породы при механических нагрузках, является упругость породообразующих минералов и цементирующего вещества. Изменение структуры породы под действием внешних сил в первую очередь определяется упругими характеристиками цементирующего вещества. Поскольку цементирующим материалом, как было отмечено, могут быть как пластичные глинистые частицы, так и вещества с высокой упругостью (опаловый, кварцевый цемент), то изменение электрического сопротивления осадочных пород под действием давления будет зависеть от состава цемента.

Электрохимическая активность твердой фазы способствует возникновению двойного электрического слоя на контакте ее с жидкостью. Изменение диаметров поровых каналов породы под действием давления или изменение проводимости двойного слоя под действием температуры вызывает изменение суммарного сопротивления системы электролит—двойной электрический слой. Следовательно, минеральный состав породы также

оказывает влияние на характер зависимости электрических параметров породы от давления и температуры вследствие электрохимической активности твердой фазы.

ВЛИЯНИЕ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ НА УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ

Водонасыщенные породы

Влияние литологического состава. Пределы изменения удельного сопротивления различных пород, насыщенных 2н. раствором NaCl при разных давлениях, приведены на рис. 33. Как видно, значения $\rho_{пр}/\rho_{п0}$ изменяются в довольно широких пределах — от 5—10% до 200—300%, а иногда и больше.

Сравнение графиков зависимости $\rho_{пр}/\rho_{п0}$ от давления p с графиками относительного изменения объема порового пространства $\Delta V_{п}/V_{п}$ показывает, что если упругое изменение объема пор с давлением выражается значениями 4—20%, то увеличение сопротивления достигает сотен процентов.

Анализ экспериментальных данных показывает, что с увеличением давления удельное сопротивление $\rho_{п}$ полимиктовых песчаников Южного Мангышлака изменяется больше, чем кварцевых песчаников и алевролитов с глинистым цементом из Прикумского района. Минимальные изменения сопротивления наблюдаются в кварцевых песчаниках с кремнистым цементом. При $p=200$ кгс/см² увеличение удельного сопротивления этих пород не превышает 10%. Повышение удельного сопротивления песчаников и алевролитов Южного Мангышлака и Прикумской области с такой же пористостью, как и кварцевые песчаники с кремнистым цементом, колеблется в пределах 10—40%. Различная степень изменения $\rho_{п}$ песчаников, по-видимому, связана с прочностными (упругими) свойствами как цементирующего вещества, так и породы в целом. Кварцевые песчаники представляют собой плотную, хорошо сцементированную породу, которая под воздействием нагрузки подвергается меньшей деформации, чем полимиктовые песчаники и алевролиты.

Удельное электрическое сопротивление карбонатных пород при давлении 250 кгс/см², соответствующем глубине их залегания, увеличивается на 10—38% (см. рис. 33). Анализ полученных данных позволил установить, что для доломитов с примесью пелитоморфного материала глинисто-карбонатного состава характерно большее увеличение удельного сопротивления, чем для доломитов с включениями карбонатного вещества по трещинам. Минимальными изменениями удельного электрического сопротивления отличаются доломиты, по трещинам и порам которых развиты кристаллы карбоната (возможно, кальцита) и ангидрита. Удельное сопротивление мергелей и глинистых известняков при том же давлении увеличивается на

100%. Большие изменения удельного сопротивления карбонатных пород были получены Л. И. Орловым [83] (до 5 раз при давлении 700 кгс/см^2) и В. М. Добрыниным [41], доломитов — Б. Н. Куликовым [62]. Такое увеличение удельного сопротивления может быть связано не только с объемными изменениями пористости, но и с изменениями структуры порового пространства породы при воздействии на нее давления [41].

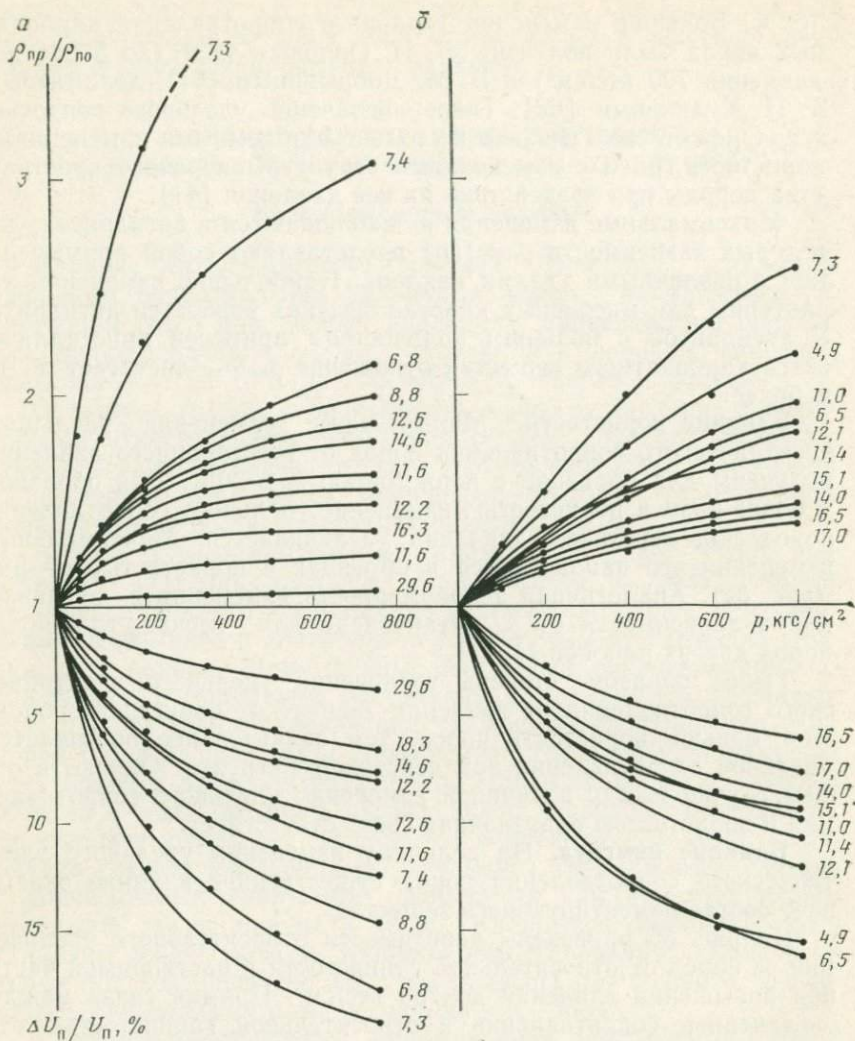
Максимальные изменения ρ_n наблюдаются в ангидритах, для которых зависимости $\rho_n = f(p)$ представляют собой прямые линии с различными углами наклона. Наибольшие изменения характерны для массивных кристаллических разновидностей ангидрита. У ангидритов с большим количеством примесей кристаллического карбонатного вещества отношение $\rho_{pr}/\rho_{п0}$ достигает до 10 и более.

Влияние пористости. Минимальные изменения удельного электрического сопротивления пород от всестороннего давления получены для образцов с пористостью $k_n > 20\%$. Для образцов с более низкой пористостью изменение удельного сопротивления пород под действием давления увеличивается. Максимальные изменения его наблюдаются в образцах с пористостью 6—8% (рис. 34). Аналогичная закономерность изменения ρ_n от давления в зависимости от k_n установлена для песчано-глинистых пород других районов [1, 41].

Таким образом, степень увеличения удельного электрического сопротивления от давления зависит от пористости пород. Чем меньше пористость пород, тем значительно повышается удельное сопротивление под действием нагрузки. Однако в общем случае между величиной изменения удельного сопротивления и пористостью однозначная связь отсутствует.

Влияние цемента. На величину изменения удельного электрического сопротивления пород существенное влияние оказывает состав цементирующего вещества.

На рис. 35 приведены зависимости относительного увеличения ρ_n пород от относительной глинистости и растворимой части при повышении давления до 750 кгс/см^2 . Прямая связь между увеличением сопротивления и относительной глинистостью отсутствует. У образцов с $\eta > 0,5$ диапазон изменения ρ_n большой. Анализ полученных данных показывает, что при изучении влияния глинистости на величину изменения ρ_n от давления необходимо учитывать не только значение относительной глинистости пород, но и соотношение между объемным содержанием глинистой фракции $C_{гг}$ и величиной коэффициента пористости $C_{гг}/1 - k_n$. Зависимость между значениями увеличения сопротивления ρ_n и относительной глинистостью песчано-глинистых пород с учетом отношения $C_{гг}/1 - k_n$ приведена на рис. 35. Из рисунка видно, что при одинаковом значении относительной глинистости изменение ρ_n меньше у образцов с большими значениями $C_{гг}/1 - k_n$.



При одинаковых пористости и содержании цемента наибольшие изменения удельного сопротивления наблюдаются в песчаниках с базальным и базально-поровым цементом [1, 41], а наименьшие — в песчаниках с пленочным и контактным цементом [1].

Как было показано, упругие параметры пород значительно зависят от состава и типа цемента. Следовательно, изменение удельного электрического сопротивления от давления также будет зависеть от типа цементации пород. Ранее отмечалось,

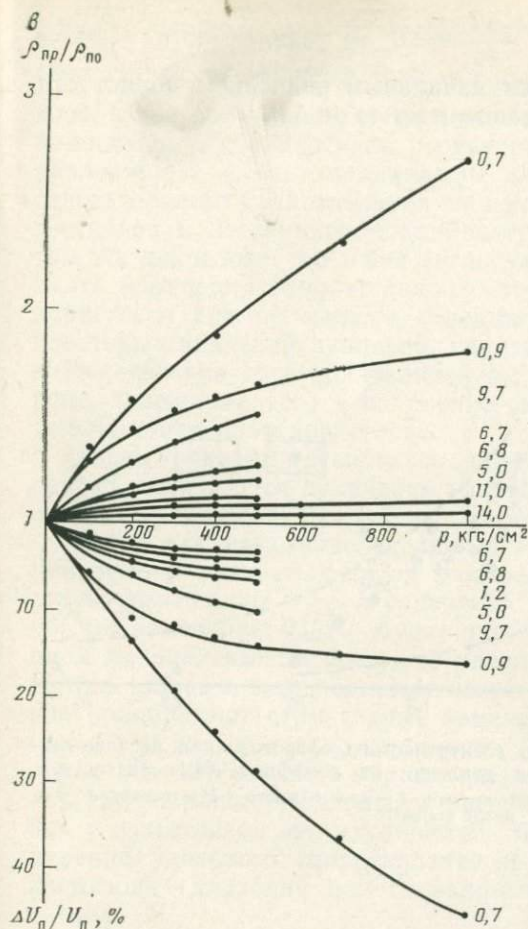


Рис. 33. Изменение удельного электрического сопротивления и объема порового пространства пород от всестороннего давления.

a — глинистые песчаники и алевролиты Прикумского района; *б* — полимиктовые песчаники Южного Мангышлака; *в* — карбонатные породы. Шифр кривых — пористость пород в %

что с увеличением глубины залегания пород изменяется тип их цементации, причем для пород с больших глубин характерны контактный, регенерационный, пленочный цементы и цемент вдавливания. Таким образом, для пород с больших глубин свойственны незначительные изменения сопротивления от давления при одинаковых пористости и содержании цемента.

Влияние структуры пород. Для оценки влияния структурных изменений под действием давления на удельное электрическое сопротивление пород воспользуемся уравнением Арчи — Дахнова [38].

Если предположить, что под действием давления наряду с пористостью изменяется структура породы, то относительное увеличение параметра пористости можно представить в виде зависимости

$$\frac{P_{п0}}{P_{пр}} = k_{п0}^{\Delta m} \left(1 - m \frac{\Delta k_{п}}{k_{п}} \right), \quad (68)$$

где Δm — изменение структурного коэффициента; $P_{п0}$, $P_{пр}$ — значения параметра пористости начальное и при давлении p .

Первый множитель в правой части уравнения характеризует изменение относительного сопротивления при изменении структуры породы, а второй — изменение пористости. Из уравнения следует, что при постоянстве структурного параметра m зависимость $P_{п0}/P_{пр} = F\left(\frac{\Delta k_{п}}{k_{п}}\right)$ будет линейной с угловым коэффициентом

том m . Если принять, что $\frac{\Delta k_n}{k_n} = 0$, то зависимость $\frac{P_{n0}}{P_{nr}} = f(k_n^m)$ будет определяться начальным значением пористости k_{n0} и выразится степенной зависимостью от Δm .

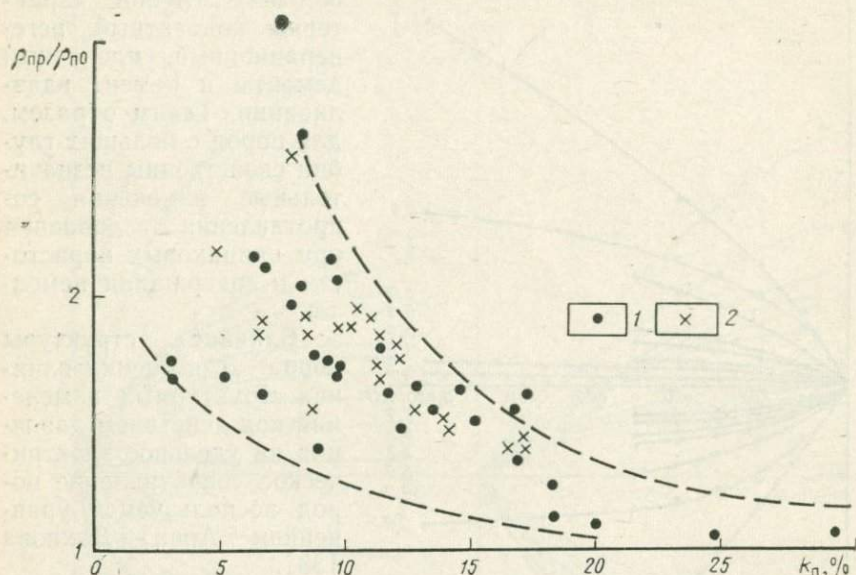


Рис. 34. Зависимость удельного электрического сопротивления песчано-глинистых пород при повышении давления от коэффициента пористости. 1 — для Прикумского района, $p = 750$ кгс/см²; 2 — для Южного Мангышлака, $p = 400$ кгс/см²

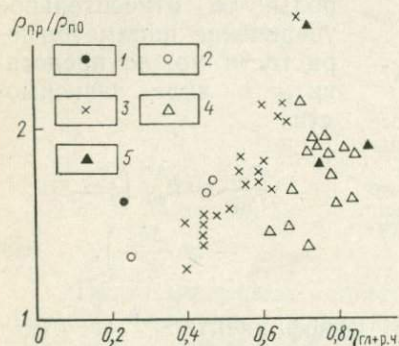


Рис. 35. Изменение удельного электрического сопротивления песчано-глинистых пород при повышении давления в зависимости от относительной глинистости и растворимой части.

Содержание глинистой фракции и растворимого материала (части) $\eta_{г+р.ч.}$:
 1 — менее 10%; 2 — 10—20%; 3 — 20—30%;
 4 — 30—40%; 5 — 40—50%

Расчетные значения P_{n0}/P_{nr} в зависимости от изменения структурного коэффициента m или от коэффициента пористости k_n приведены на рис. 36. Сопоставление экспериментальных данных с расчетными кривыми показывает, что изменение удельного сопротивления пород с глинистым цементом в основном определяется изменением структурного коэффициента m . Для

пород с карбонатным цементом экспериментальные данные согласуются с расчетными кривыми при $\frac{\Delta k_n}{k_n} \neq 0$ и $\Delta m = 0$. Скачкообразное изменение рассматриваемой зависимости связано, по-видимому, с изменением структуры образцов при некоторых давлениях, т. е. в этом диапазоне давлений $\Delta m \neq 0$. Изменения относительного сопротивления от изменения пористости для известняков и песчаников с карбонатным цементом в одном и том же диапазоне давлений согласуются между собой. Зависимость изменения относительного сопротивления от изменения пористости для песчаников с глинистым цементом, начиная с некоторых значений давлений, переходит в линейную, что, очевидно, связано со стабилизацией структурных изменений в породе, вследствие чего и изменение сопротивления определяется только изменением пористости.

Таким образом, становится понятным корреляционный характер зависимости изменения удельного сопротивления от давления при различных начальных значениях пористости.

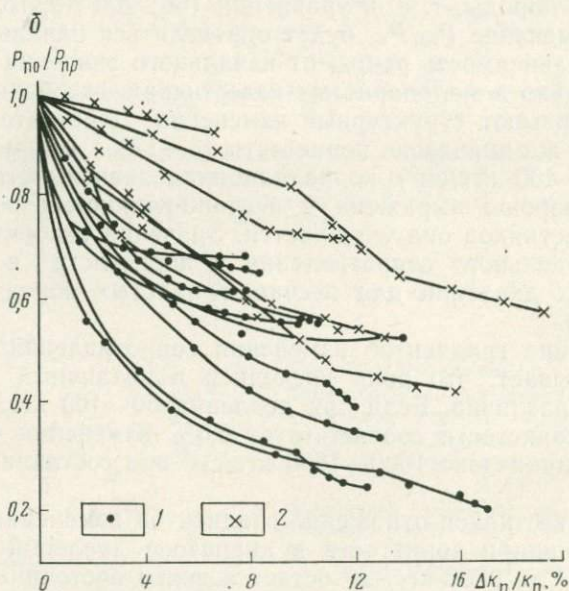
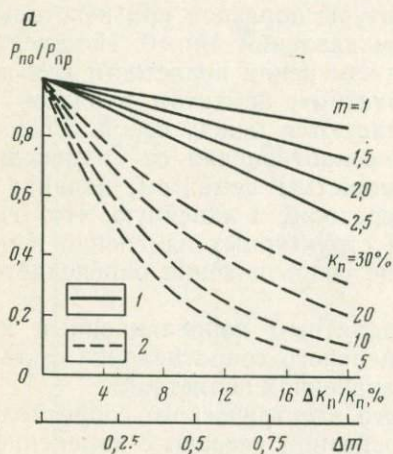
Поскольку изменение удельного электрического сопротивления песчано-глинистых пород в основном связано с изменением структуры породы, т. е. в уравнении (68) $\Delta m \neq 0$, то, естественно, что изменение $P_{п0}/P_{пр}$ будет определяться начальным значением $k_{п0}$. Зависимость $\rho_{п0}/\rho_{пр}$ от начального значения $k_{п0}$ наблюдается только в малопористых известняках, где большое значение приобретают структурные изменения. Действительно, в одном и том же диапазоне пористости (3—12%) и изменения давления (0—400 кгс/см²) корреляционная зависимость $P_{п0}/P_{пр} = f(k_{п0})$ хорошо выражена у песчано-глинистых пород, тогда как у известняков она ухудшается. Значения относительных изменений удельного сопротивления и пористости в различных диапазонах давлений для песчано-глинистых пород приведены в табл. 30.

Сравнение градиентов изменения сопротивления и пористости показывает, что роль последней в различных диапазонах давлений различна. Если при давлении 50—100 кгс/см² 1% изменения пористости соответствует 6,6% изменения сопротивления, то в диапазоне 1000—1500 кгс/см² оно составляет не более 4%.

Для известняков отношение градиентов изменения удельного сопротивления и пористости в диапазоне давлений от 500—700 кгс/см² до 2500 кгс/см² остается почти постоянным, т. е. изменение удельного сопротивления является прямым следствием изменения пористости пород. Следует учесть, что данная закономерность справедлива для пород с гранулярной пористостью. Известняки с трещинными порами, изученные Л. И. Орловым и Р. С. Гимаевым [83], выпадают из этой закономерности.

Таким образом, увеличение удельного электрического сопротивления осадочных пород с давлением обусловлено не только

уменьшением пористости пород, но и их структурными изменениями. Для песчано-глинистых пород и известняков с трещинными порами данная зависимость справедлива при давлении до 2500 кгс/см², а для известняков с гранулярной пористостью —



при более низких давлениях. При высоких давлениях в этих образцах наблюдается прямая зависимость между изменением пористости и сопротивлением.

К числу структурных факторов, кроме пористости, относится извилистость поровых каналов, являющихся одновременно токопроводящими каналами. Результаты расчетов показывают, что

Относительные изменения удельного электрического сопротивления
и коэффициента пористости песчано-глинистых пород
в различных диапазонах всестороннего давления

Параметр	Всестороннее давление, кгс/см ²								
	0—50	50—100	100—200	200—350	350—500	500—750	750—1000	1000—1500	1500—2000
$\frac{\Delta k_{п}}{k_{п}}$	2,1	$\frac{1,66}{3,76}$	$\frac{2,43}{6,19}$	$\frac{2,1}{8,29}$	$\frac{1,25}{9,54}$	$\frac{1,5}{11,04}$	$\frac{1,2}{12,24}$	$\frac{1,56}{13,80}$	$\frac{2,03}{15,88}$
$\frac{\Delta \rho_{п}}{\rho_{п}}$	16,6	$\frac{11,0}{27,6}$	$\frac{14,4}{42,0}$	$\frac{11,7}{53,7}$	$\frac{9,3}{63,0}$	$\frac{7,8}{70,8}$	$\frac{5,6}{76,4}$	$\frac{6,3}{82,7}$	$\frac{4,9}{87,6}$
$\frac{\Delta k_{п}}{\Delta p}$	0,042	0,0332	0,0243	0,014	0,0083	0,0060	0,0048	0,0031	0,00208
$\frac{\Delta \rho_{п}}{\Delta k_{п}}$	7,9	6,6	5,9	5,6	7,4	5,25	4,67	4,04	2,34

Примечание. В знаменателе приведено суммарное изменение параметров.

извилистость поровых каналов в песчано-глинистых породах при повышении давления до 200—500 кгс/см² увеличивается независимо от начальной пористости. При более высоком давлении извилистость пор в высокопористых образцах остается постоянной, тогда как в низкопористых мелкозернистых образцах изменение извилистости наблюдается при давлении до 1500—2500 кгс/см².

К изменению геометрии пор, влияющей на сопротивление пород, относится не только изменение извилистости поровых каналов, т. е. увеличение пути канала, но и изменение диаметра порового канала, особенно в местах его сужения. Исследования искусственных сред [142] показали, что изменение площади поперечного сечения проводящих каналов лучше объясняет наблюдаемые изменения сопротивления, чем изменение извилистости пор. Д. Хейландер и Дж. Кампбелл [142] получили для искусственных сред корреляцию между относительным увеличением сопротивления и распределением размера пор в образце (площадь поверхности пор). Кроме того, было установлено, что скорость уменьшения размера пор с малым диаметром больше. В связи с этим при одинаковой пористости и извилистости поровых каналов скорость роста удельного сопротивления при одинаковых давлениях больше у мелкозернистых пород, чем у крупнозернистых пород с относительно большими порами.

Таким образом, анализ экспериментальных данных изучения влияния давления на удельное электрическое сопротивление осадочных пород показывает сложную зависимость изменения ρ_{np} от состава и структуры пород. Многообразие факторов, влияющих на эту зависимость, требует исследования каждого комплекса пород. Тем не менее, накопленный экспериментальный материал позволяет рекомендовать некоторые способы учета влияния термодинамических условий залегания пород на физические свойства. В частности, для учета изменения зависимости параметра пористости от коэффициента пористости, используемого в практике интерпретации результатов электрического каротажа, можно рекомендовать эмпирически установленную связь между относительным увеличением параметра пористости и дифференциальным давлением:

$$\frac{\rho_{np}}{\rho_{np0}} = 1 + 25 \cdot 10^{-4} m^3 \frac{1 - k_{п}}{k_{п}} \left(\frac{p - p_0}{p + p_0} \right)^{10} \ln \frac{p}{p_0}. \quad (69)$$

Номограмма для расчета изменения параметра пористости по уравнению (69) приведена в главе IX.

Нефтегазонасыщенные породы

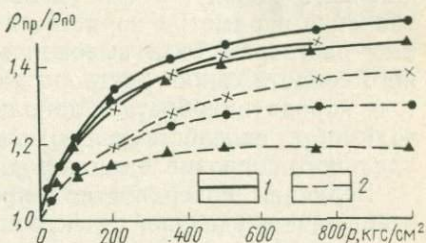
Влияние давления на электрические свойства газо- и нефтенасыщенных пород изучалось К. Гренвиллем [140], В. М. Добрыниным [41], Л. М. Марморштейном [69]. Результаты этих работ различны. Согласно К. Гренвиллю удельное электрическое сопротивление хорошо проницаемых нефтенасыщенных пород изменяется более интенсивно под действием давления, чем водонасыщенных.

Л. М. Марморштейн [69] также отмечает существенное влияние давления на величину изменения удельного сопротивления и коэффициента увеличения сопротивления Q , связывая эти изменения с изменением структуры порового пространства пород-коллекторов. В то же время В. М. Добрынин [41] указывает на отсутствие различия в степени изменения удельного сопротивления нефтенасыщенных и водонасыщенных пород.

Как видно на рис. 37, для водонасыщенных пород из Бакинского архипелага кривые располагаются выше, чем для нефтенасыщенных. Это, по-видимому, обусловлено тем, что в нефтенасыщенных породах при повышении давления остаточная вода из мелких пор, которые не принимали участия в проводимости породы, выжимается в более крупные поры, повышая ее электропроводность. Этот процесс и влияет на степень изменения удельного сопротивления породы. Возможны случаи, когда в процессе деформации породы под действием давления нефть в порах вытеснит воду, что понизит электропроводность образца. Тогда величина изменения удельного сопротивления нефтенасыщенных пород от давления будет больше, чем водонасыщен-

ных. Такие данные получены для полимиктовых песчаников с глинисто-карбонатным цементом с Южного Мангышлака. Аналогичные результаты были получены В. М. Добрыниным [41], однако он объясняет эти изменения погрешностью измерений сопротивления нефтенасыщенных пород с помощью двухэлектродной схемы. Анализ данных работы [41] показывает, что

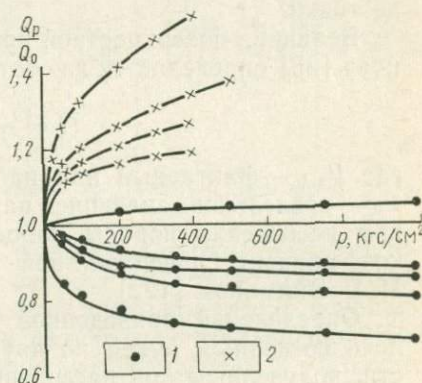
Рис. 37. Зависимость удельного электрического сопротивления водонасыщенных (1) и нефтенасыщенных (2) песчано-глинистых пород от всестороннего давления [7]



для отдельных образцов это различие достигает нескольких десятков процентов. Л. М. Мarmorштейн и Ф. З. Рафаевич [70] измеряли электрическое сопротивление нефтенасыщенной и водонасыщенной породы с помощью четырехэлектродной установки и также установили, что величина изменения удельного сопротивления пород зависит от типа насыщающего флюида.

Рис. 38. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления от давления для песчаников и алевролитов.

1 — с глинистым цементом; 2 — с глинисто-карбонатным цементом



Исходя из изложенного выше, можно сделать заключение, что изменение величины Q от давления определяется литолого-петрографическими особенностями пород, коэффициентом водонасыщенности и т. д. Например, при одинаковом коэффициенте водонасыщенности значение Q для пород с глинисто-карбонатным цементом увеличивается от давления, для пород с глинистым цементом уменьшается (рис. 38). Однако рассмотренные зависимости нельзя однозначно связывать с составом цемента. Возможно, на них влияют также характер распределения в порах воды к нефти, структура порового пространства, гидрофобность породы и т. д.

ЗАВИСИМОСТЬ ПОВЕРХНОСТНОЙ ПРОВОДИМОСТИ ПОРОД ОТ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ

В породах, минеральный скелет которых содержит высокодисперсный (глинистый) материал, величина параметра пористости P_n является функцией минерализации раствора, насыщающего породу, и его удельного сопротивления. Предельное значение параметра пористости наблюдается у пород, насыщенных раствором соли высокой минерализации. С ростом удельного сопротивления раствора параметр пористости уменьшается, т. е. порода приобретает дополнительную (поверхностную) проводимость, способствующую снижению параметра пористости и удельного сопротивления породы [23, 103, 162].

Величина поверхностной проводимости Π определяется соотношением удельной электропроводности свободного раствора σ_v и удельной электропроводности двойного слоя $\sigma_{сл}$. С целью изучения возможного влияния растворов различной концентрации на величину изменения удельного сопротивления (параметр пористости) пород от давления были проведены эксперименты на образцах, насыщенных растворами NaCl различной минерализации (2н., 0,1н. и 0,01 н.). Исследовались песчано-глинистые породы, отличающиеся разными пористостью и минералогическим составом цементирующего вещества, а также известняки.

Величина поверхностной проводимости Π согласно В. Н. Дахнову [38] определяется из соотношения

$$\Pi = \frac{I}{I'} \frac{P_{п.ф}}{P_n}, \quad (70)$$

где $P_{п.ф}$ — фиктивный или наблюдаемый параметр пористости; P_n — предельное значение параметра пористости, получаемое при насыщении породы концентрированным раствором; I' — коэффициент поверхностной проводимости, предложенный И. Е. Эйрманом [122].

Определение приведенной емкости поглощения q проводилось косвенным путем по двум значениям параметра пористости, полученным при насыщении породы растворами различной минерализации, с помощью уравнения, предложенного Х. И. Хиллом и И. Д. Милберном [23]:

$$P_{п\rho_v} = P_{п0,01} (100\rho_v)^{b1g(100\rho_v)}, \quad (71)$$

где $P_{п\rho_v}$ — параметр пористости породы, насыщенной растворами соли удельного сопротивления ρ_v ; $P_{п0,01}$ — предельное значение параметра пористости при $\rho_v = 0,01$ Ом·м;

$$b = -0,135q - 0,0055. \quad (72)$$

Подставив в уравнение (71) значения $P_{п1}$, $P_{п2}$, ρ_{v1} и ρ_{v2} , получим два уравнения, по которым находим значение b . По урав-

нению (72) получим значения приведенной емкости поглощения q .

В табл. 31 приведены абсолютные и относительные значения параметра пористости для высокопористых песчаников, насыщенных 2н. и 0,1н. раствором NaCl при различных давлениях.

Таблица 31

Зависимость поверхностной проводимости и емкости поглощения от давления

Порода	P , кгс/см ²	P_p		P_{pp}/P_p		Π	q
		2 н. раствор	0,1 н. раствор	2 н. раствор	0,1 н. раствор		
Песчаник $k_p=28\%$ $P_{гг}=2,4\%$ $\eta=0,055$	0	8,94	7,4	1,0	1,0	0,827	0,1390
	50	9,20	7,6	1,028	1,026	0,827	0,1390
	100	9,32	7,72	1,042	1,042	0,828	0,1390
	200	9,40	7,81	1,050	1,056	0,831	0,1380
	350	9,52	7,90	1,062	1,068	0,831	0,1378
	500	9,58	7,95	1,070	1,073	0,828	0,1378
	750	9,62	8,03	1,076	1,083	0,833	0,1322
Полимиктовый песчаник $k_p=23,7\%$ $P_{гг}=7,2\%$ $\eta=0,184$ $P_{р.ч}=39,4\%$	0	31,7	22,8	1,0	1,0	0,719	0,276
	50	34,5	24,7	1,090	1,083	0,718	0,280
	75	35,6	25,4	1,120	1,112	0,713	0,284
	100	36,6	25,8	1,155	1,134	0,706	0,294

Примечание. $P_{гг}$ — весовая глинистость, $P_{р.ч}$ — весовая растворимая часть.

Как видно из таблицы, степень изменения параметра пористости песчаников практически не зависит от концентрации раствора NaCl. Величина поверхностной проводимости Π и приведенная емкость поглощения q не изменяются от давления. Наблюдаемое незначительное уменьшение приведенной емкости поглощения q при давлении 200 кгс/см² закономерно, поскольку с повышением нагрузки часть мелких каналов и микротрещин закрывается.

При сопоставлении приведенных в табл. 31 данных следует, что с увеличением глинистости и растворимой части приведенная емкость поглощения полимиктового песчаника увеличивается, а параметр поверхностной проводимости уменьшается. Аналогичные данные получены для других песчано-глинистых пород.

Кривые изменения параметра пористости полимиктового песчаника с $k_p=12,7\%$ и $\eta=0,35$, насыщенного 2н., 0,1н. и 0,01н. растворами NaCl от давления, приведены на рис. 39.

Как видно, максимальное изменение P_n от давления соответствует насыщению песчаника 2н. раствором NaCl. С уменьшением концентрации раствора степень изменения параметра пористости от давления уменьшается. Это также подтверждается рис. 40, где приведена зависимость параметра пористости

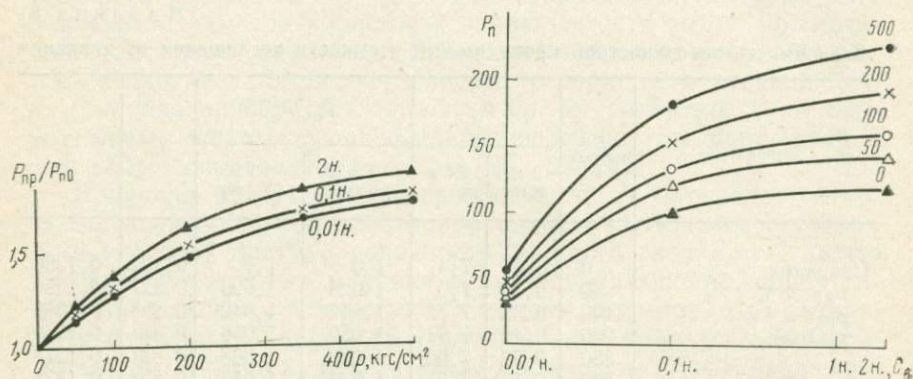


Рис. 39. Зависимость параметра пористости полимиктового песчаника, насыщенного растворами NaCl разной концентрации, от всестороннего давления.

Шифр кривых — нормальность раствора

Рис. 40. Зависимость параметра пористости полимиктового песчаника от концентрации насыщающего раствора.

Шифр кривых — давление в кгс/см²

P_n полимиктового песчаника пористостью 12,7% от концентрации C_v раствора при различных давлениях.

Приведенные в табл. 32 значения приведенной емкости поглощения для данного образца рассчитаны по величинам пара-

Таблица 32

Значения поверхностной проводимости и приведенной емкости поглощения для полимиктового песчаника пористостью 12,7% и относительной глинистостью 0,35

P , кгс/см ²	$\Pi_1 = \frac{P_{п\ 0,1н.}}{P_{п\ 2н.}}$	$\Pi_2 = \frac{P_{п\ 0,01н.}}{P_{п\ 2н.}}$	q
0	0,849	0,264	0,117
50	0,847	0,252	0,135
100	0,824	0,247	0,146
200	0,806	0,239	0,160
350	0,800	0,238	0,172
500	0,798	0,287	0,177

метра пористости породы, насыщенной 0,1н. раствором NaCl. Предельное значение параметра пористости принято при насыщении образцов 2н. раствором.

Из приведенных данных видно, что наиболее интенсивное изменение параметра поверхностной проводимости наблюдается при увеличении нагрузки до 150—200 кгс/см². Емкость поглощения q с повышением давления увеличивается. Максимальные изменения q наблюдаются при давлении до 200—300 кгс/см².

В табл. 33 приведены данные для низкопористой породы с $k_n=3$, с небольшим содержанием глинистого цемента $p_{гг}=30\%$ и с содержанием карбонатного вещества до 40—50%.

Таблица 33

Значения поверхностной проводимости и приведенной емкости поглощения для породы с пористостью 3% и относительной глинистостью 0,45

p , кгс/см ²	$\Pi = \frac{P_{п 0,1 н.}}{P_{п 2н.}}$	q
0	0,399	0,838
50	0,389	0,853
100	0,380	0,882
200	0,370	0,907
350	0,369	0,907
500	0,361	0,929
750	0,357	0,938

Таблица 34

Зависимость поверхностной проводимости известняка пористостью 11,6% при $p_{гг}=7\%$ от давления

P , кгс/см ²	$\frac{P_{пр}/P_{по}}{(0,1н.)}$	$\frac{P_{пр}/P_{по}}{(0,01н.)}$	$\Pi = \frac{P_{п с, 01н}}{P_{п 0,1}}$
0	1,000	1,000	0,398
50	1,020	1,016	0,397
100	1,036	1,032	0,397
200	1,060	1,062	0,399
350	1,090	1,093	0,400
500	1,104	1,110	0,400

Как и для полимиктового песчаника, для низкопористой породы при увеличении давления значение q увеличивается, а Π уменьшается.

Аналогичные исследования были проведены для известняка с гранулярной пористостью (табл. 34). Для известняка параметр проводимости вычисляли по формуле

$$\Pi_1 = \frac{P_{n1}}{P_{n2}}, \quad (73)$$

где P_{n1} и P_{n2} — значения параметра пористости, соответствующие насыщению породы растворами низкой и высокой минерализации.

Как видно из приведенных данных, величина изменения параметра пористости известняка от давления не зависит от концентрации насыщающего раствора. Поверхностная проводимость также не изменяется.

ВЛИЯНИЕ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ АНИЗОТРОПИЮ

Осадочные горные породы в основном имеют сложное строение: неоднородности, переслаивание, разные степень окатанности минеральных частиц и их ориентировка, распределение и состав цементирующего вещества — все это приводит к тому, что порода является электрически анизотропной, т. е. обладает неодинаковым сопротивлением в различных направлениях [56, 83]. Знание зависимости сопротивления от направления измерения особенно важно при экспериментальном изучении зависимости параметра пористости P_n от коэффициента пористости k_n .

Определение степени анизотропии горных пород по удельному сопротивлению помогает в решении ряда геологических задач. По этим данным можно, например, охарактеризовать текстуру пород (их слоистость, сланцеватость, трещиноватость и пр.) [56].

Величина электрической анизотропии определяется коэффициентом анизотропии

$$\lambda = \sqrt{\rho_{n\perp}/\rho_{n\parallel}}, \quad (74)$$

где $\rho_{n\perp}$ — удельное сопротивление породы, измеренное перпендикулярно к напластованию; $\rho_{n\parallel}$ — удельное электрическое сопротивление породы, измеренное по напластованию.

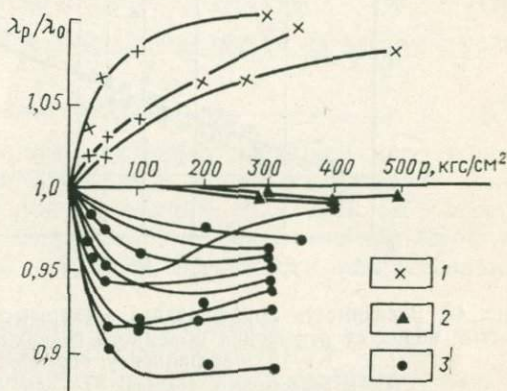
Породы отличаются различными пористостью ($3\% \leq k_n \leq 20\%$), содержанием глинистой фракции (от единиц до 50%), а также различной однородностью (коэффициент анизотропии пород при атмосферных условиях колеблется от 1,06 до 2,20).

Экспериментальные кривые изменения относительной величины коэффициента анизотропии λ_p/λ_0 от давления приведены на рис. 41. Максимальные изменения λ составляют 10—13%. Анализ экспериментальных данных показывает, что с увеличением нагрузки изменение коэффициента анизотропии может быть разным: он может увеличиваться, оставаться постоянным

или уменьшаться. Величина и характер изменения λ от давления зависят от содержания глинистой фракции и относительной глинистости. Повышение λ с ростом давления характерно для пород с ярко выраженной слоистой текстурой или ориентировкой зерен в скелете. Коэффициент анизотропии песчано-глинистых пород с мелкокристаллическим карбонатным цементом практически не изменяется от давления. Во всех остальных случаях коэффициент анизотропии уменьшается от давления.

Рис. 41. Зависимость коэффициента электрической анизотропии песчано-глинистых пород от всестороннего давления.

1 — породы с явно выраженной слоистой текстурой; 2 — породы с мелкокристаллическим карбонатным цементом; 3 — породы с равномерно распределенным глинистым цементом



Анализ результатов экспериментальных исследований позволил установить, что величина коэффициента анизотропии полимиктовых песчано-глинистых пород зависит от соотношения объемного содержания глинистой фракции $C_{гг}$ и коэффициента пористости k_n .

Приведенные на рис. 42 зависимости могут быть аппроксимированы прямой линией, уравнение которой при атмосферных условиях имеет следующий вид:

$$\lambda = 0,347 \lg \frac{C_{гг}}{k_n} + 1,517. \quad (75)$$

Экспериментальные значения λ отличаются не более чем на 5% от величин, рассчитанных по уравнению (75). С повышением давления связь между коэффициентом анизотропии и $\lg(C_{гг}/k_n)$ улучшается (см. рис. 42). При более высоких давлениях уравнение зависимости λ от $\lg(C_{гг}/k_n)$ мало изменяется, так как для большей части исследованных образцов с повышением давления коэффициент анизотропии изменяется незначительно. Аналогичное уравнение было получено для выражения связи между удельным электрическим сопротивлением пород по напластованию $\rho_{пн}$ и удельным сопротивлением пород по произвольному направлению $\rho_{п\alpha}$, где α — угол между плоскостью напластования породы и направлением измерения сопротивления:

$$\rho_{п\alpha} = [0,347 \lg(C_{гг}/k_n) + 1,517]^{0,0222\alpha} \rho_{пн}. \quad (76)$$

Данное уравнение проверено путем измерения удельного сопротивления пород по трем направлениям: по напластованию, вкрест напластования и под углом 45° к плоскости напластования (табл. 35).

Из табл. 35 видно, что измеренные под углом 45° к плоскости напластования значения удельного сопротивления отличаются

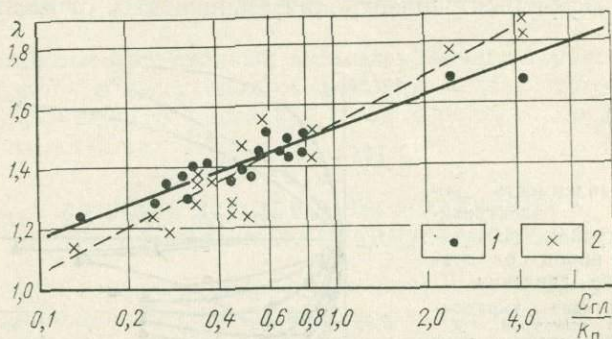


Рис. 42. Зависимость коэффициента электрической анизотропии песчано-глинистых пород от отношения объемного содержания глинистой фракции к коэффициенту пористости.

1 — в атмосферных условиях; 2 — при давлении 300 кгс/см^2

Таблица 35

Удельное сопротивление песчаников, измеренное в разных направлениях

ρ_{\perp} , Ом·м	ρ_{\parallel} , Ом·м	$\rho_{\alpha=45^\circ}$ (измеренное), Ом·м	$\rho_{\text{п. ср.}}$ рассчитанное по уравнению (76), Ом·м
1,82	1,25	1,52	1,50
7,07	5,13	6,32	6,0
3,4	2,62	3,14	2,98

не более чем на 5—6% от значения $\rho_{\text{п. ср.}}$, рассчитанных с помощью уравнения

$$\rho_{\text{п. ср.}} = \sqrt{\rho_{\perp} \rho_{\parallel}} \quad (76')$$

В связи с этим в первом приближении можно принять, что среднее значение $\rho_{\text{п. ср.}}$ соответствует значению удельного сопротивления $\rho_{\alpha=45^\circ}$.

Из (75), (76), (76') получим систему уравнений, связывающих удельное электрическое сопротивление по напластованию

(угол $\alpha=0$) с удельным сопротивлением, измеренным при $\alpha=45^\circ$ и $\alpha=90^\circ$ (вкrest напластования):

$$\left. \begin{aligned} \rho_{n\alpha=0} &= \rho_{n\parallel} \\ \rho_{n\alpha=45^\circ} &= \lambda \rho_{n\parallel} = [0,347 \lg(C_{гг}/k_n) + 1,517] \rho_{n\parallel} \\ \rho_{n\alpha=90^\circ} &= \lambda^2 \rho_{n\parallel} = [0,347 \lg(C_{гг}/k_n) + 1,517]^2 \rho_{n\parallel} \end{aligned} \right\} \quad (77)$$

В общем виде систему уравнений (77) можно выразить уравнением

$$\rho_{n\alpha} = [0,347 \lg(C_{гг}/k_n) + 1,517]^n \rho_{n\parallel} \quad (78)$$

Показатель степени n также определяется из системы уравнений (77):

$$n = 0,0222x \quad (79)$$

По известным значениям удельного электрического сопротивления или параметра пористости по напластованию, глинистости и пористости пород с помощью уравнения (76) можно определить их удельное сопротивление (параметр пористости), измеренное под различными углами к плоскости напластования.

ЗАВИСИМОСТЬ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД ОТ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Согласно [41] при изменении всестороннего давления на величину dp и порового давления на величину dp_i полное изменение удельного электрического сопротивления породы

$$d\rho_n = \left[\frac{\partial \rho_n}{\partial (p - p_i)} \right]_{p_i = \text{const}} d(p - p_i) + \left[\frac{\partial \rho_n}{\partial p} \right]_{(p - p_i) = \text{const}} dp \quad (80)$$

или

$$\begin{aligned} \frac{d\rho_n}{\rho_n} &= \frac{dP_n}{P_n} = \frac{1}{\rho_n} \left[\frac{\partial \rho_n}{\partial (p - p_i)} \right]_{p_i = \text{const}} d(p - p_i) + \\ &+ \frac{1}{\rho_n} \left[\frac{\partial \rho_n}{\partial p} \right]_{(p - p_i) = \text{const}} dp_i \end{aligned} \quad (81)$$

При введении обозначений

$$K_{\text{ск}} = \frac{1}{\rho_n} \left[\frac{\partial \rho_n}{\partial (p - p_i)} \right]_{p_i = \text{const}}, \quad (82)$$

$$K_{\text{тв}} = - \frac{1}{\rho_n} \left[\frac{\partial \rho_n}{\partial p} \right]_{(p - p_i) = \text{const}}, \quad (83)$$

уравнение (81) можно записать в виде

$$\frac{d\rho_n}{\rho_n} = \frac{dP_n}{P_n} = K_{\text{ск}} d(p - p_i) - K_{\text{тв}} dp, \quad (84)$$

где $d\rho_n/\rho_n$ — относительное изменение удельного сопротивления породы под действием всестороннего и порового давления;

$K_{ск}$ — коэффициент увеличения удельного сопротивления за счет деформации скелета породы под действием разности давлений $p-p_i$; $K_{тв}$ — коэффициент уменьшения удельного сопротивления за счет деформации твердой фазы породы под действием порового давления.

Коэффициент $K_{тв}$ взят с минусом, так как деформация твердой фазы породы под действием порового давления увеличивает сечение токопроводящих поровых каналов и уменьшает электрическую извилистость горных пород. Уравнение (84) можно записать в следующем виде [41]:

$$\frac{d\rho_{п}}{\rho_{п}} = \frac{dP_{п}}{P_{п}} = K_{ск} \left[dp - \left(1 + \frac{K_{тв}}{K_{ск}} \right) dp_i \right]. \quad (85)$$

Если обозначить

$$n_p = 1 + \frac{K_{тв}}{K_{ск}}, \quad (86)$$

тогда относительное изменение сопротивления

$$\frac{d\rho_{п}}{\rho_{п}} = K_{ск} (dp - n_p dp_i). \quad (87)$$

Из уравнения (86) следует, что коэффициент $n_p > 1$ и зависит от давления, так как $K_{тв}$ и $K_{ск}$ зависят от давления. На зависимость коэффициента n_p от давления указывалось нами в работе [3], в которой коэффициент n_p рассчитывался по формуле

$$n_p = \Delta p / \Delta p_i, \quad (88)$$

где Δp , Δp_i — изменения всестороннего и порового давлений, при которых удельное электрическое сопротивление остается постоянным. С целью выяснения зависимости n_p от литолого-петрографических особенностей пород рассмотрим влияние их на $K_{тв}$ и $K_{ск}$ (рис. 43).

С увеличением разности давлений $p-p_i$ градиент изменения n_p увеличивается (рис. 44). При одинаковой разности давлений диапазон изменения n_p для песчаников с глинисто-карбонатным цементом больше, чем для песчаников с глинистым цементом. Значения $K_{тв}$ для песчано-глинистых пород при $p-p_i=50$ кгс/см² приведены в табл. 36. Они согласуются с данными В. М. Добрынина [41].

Величина $K_{тв}$ определяется деформационными свойствами твердой фазы и минеральных включений. При повышении содержания глинистых включений в породах коэффициент $K_{тв}$ должен увеличиваться, что подтверждается результатами экспериментов (рис. 45). Однако эта связь неоднозначна.

Величина коэффициента $K_{тв}$ зависит также от окатанности и отсортированности породообразующих минералов, состава цемента и типа цементации. Минимальные значения $K_{тв}$ полу-

чены для кварцевых песчаников с глинистым цементом, обломочная часть которых представлена окатанными и угловато-окатанными зернами. Для этих пород при $p - p_i = 50$ кгс/см²

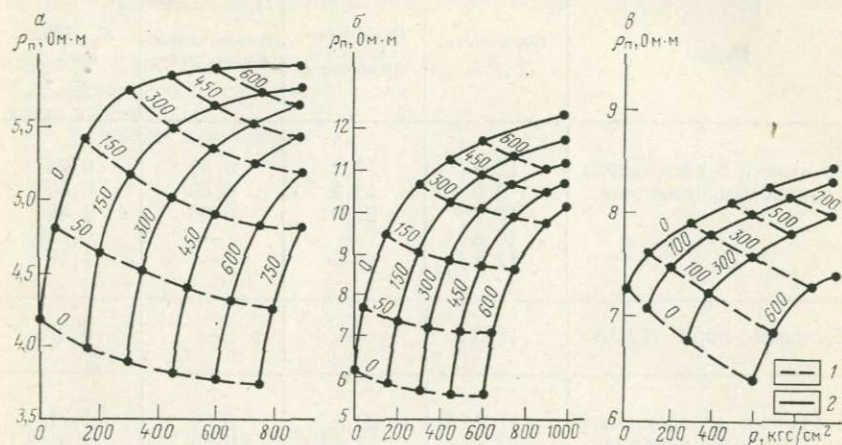


Рис. 43. Зависимость удельного сопротивления от всестороннего и порового давления.

а, б — песчаники с глинистым цементом; в — известняк. 1 — значения $p - p_i$ в кгс/см²; 2 — p_i в кгс/см²

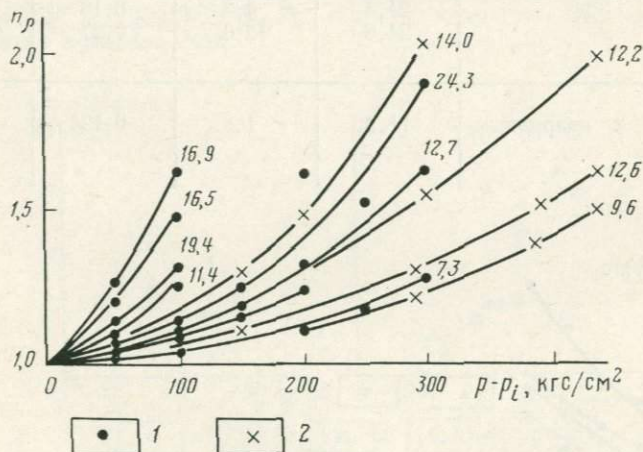


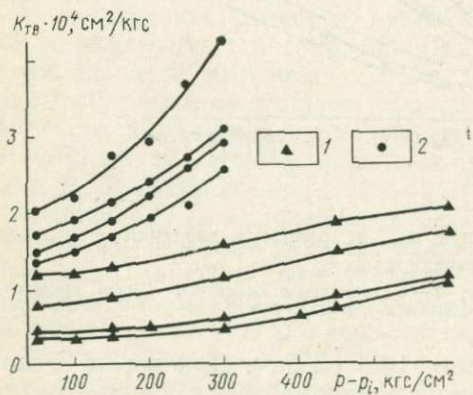
Рис. 44. Зависимость коэффициента n_ρ от разности давлений $p - p_i$ для песчаников.

1 — с глинисто-карбонатным цементом; 2 — с глинистым цементом. Шифр кривых — значения коэффициента пористости в %

величина $K_{тв}$ составляет менее 10^{-4} см²/кгс. Для пород с глинисто-карбонатным или кремнистым цементом с плохоотсортированными и плохоокатанными зернами $K_{тв}$ колеблется от

Зависимость $K_{ТВ}$ от пористости и содержания глинистой фракции

Порода	Пористость, %	Содержание глинистой фракции, %	Относительная глинистость	$K_{ТВ} \cdot 10^4$, см ² /кгс
Песчаники и алевролиты с глинистым цементом	12,6	17,0	0,59	0,74
	9,6	13,9	0,59	0,35
	12,2	21,0	0,60	1,48
	16,8	—	—	0,336
	17,3	—	—	1,17
Песчаник Бири (США)	18,3	—	—	0,318
Песчаники и алевролиты с глинисто-карбонатным цементом	11,0	23,5	0,66	1,71
	12,7	7,35	0,36	1,51
	16,9	8,0	0,28	1,08
	18,85	15,2	0,41	1,36
	16,5	7,2	0,27	1,29
	18,37	12,3	0,35	1,25
	19,4	51,0	0,68	1,77
	24,3	4,3	0,18	1,15
	24,6	12,0	0,27	0,91
Песчаник с кварцевым цементом	11,3	1,8	0,124	2,02

Рис. 45. Зависимость коэффициента $K_{ТВ}$ от разности давлений $p-p_i$ для песчано-глинистых пород.

1 — с глинистым цементом; 2 — с глинисто-карбонатным цементом

$0,91 \cdot 10^{-4}$ до $2,02 \cdot 10^{-4}$ см²/кгс. С увеличением разности давлений $K_{тв}$ для большей части исследованных пород увеличивается (см. рис. 45).

Коэффициент $K_{тв}$, определяющий величину изменения удельного сопротивления вследствие деформации твердой фазы, зна-

Рис. 46. Зависимость коэффициента $K_{ск} \cdot 10^4, \text{см}^2/\text{кгс}$ песчано-глинистых пород с глинисто-карбонатным цементом от разности давлений $p-p_i$

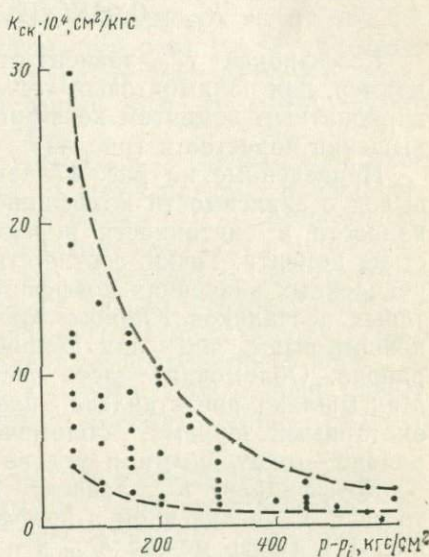
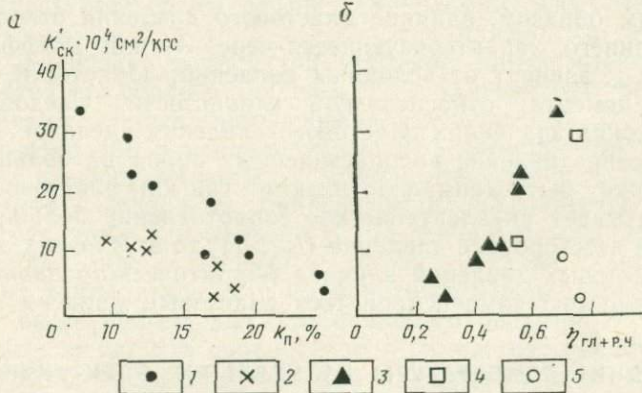


Рис. 47. Зависимость коэффициента $K'_{ск}$ от коэффициента пористости (а) и относительной глинистости с учетом растворимой части (б)

1 — песчано-глинистые породы Южного Мангышлака; 2 — кварцевые песчаники Прикумского района; 3 — содержание глинистой фракции и растворимого материала до 20%; 4 — то же, от 20% до 40%; 5 — то же, более 40%



чительно ниже коэффициента $K_{ск}$, характеризующего влияние деформации скелета породы на ее электропроводность. С повышением давления $K_{ск}$ уменьшается (рис. 46). Максимальное изменение $K_{ск}$ наблюдается при давлении 200—400 кгс/см². При дальнейшем увеличении нагрузки градиент изменения $K_{ск}$ уменьшается.

Согласно [41] величину $K_{ск}$ можно выразить через условный параметр $K'_{ск}$, характеризующий величину $K_{ск}$ при давлении 50 кгс/см². В результате анализа опытных данных получено соотношение между $K_{ск}$, $K'_{ск}$ и $\lg(p - p_i)$ для песчано-глинистых пород с глинисто-карбонатным цементом (Южный Мангышлак):

$$K_{ск} = 0,92K'_{ск} [2,74 - \lg(p - p_i)]. \quad (89)$$

Коэффициент $K'_{ск}$ зависит от коэффициента пористости. Например, для полимиктовых песчаников с глинистым и глинисто-карбонатным цементом коэффициент $K'_{ск}$ уменьшается при повышении пористости (рис. 47).

Приведенные на рис. 47 данные позволяют также сделать вывод о зависимости коэффициента $K'_{ск}$ от степени отсортированности и окатанности породообразующих минералов и состава цемента. Точки, соответствующие значениям $K'_{ск}$, при определенных значениях коэффициента пористости для полимиктовых песчаников Южного Мангышлака располагаются в основном выше, чем для кварцевых песчаников Прикумского района. Обломочная часть песчано-глинистых пород Южного Мангышлака представлена плохосортированными и плохоокатанными зернами, обломочная часть пород Прикумского района — окатанными и угловато-окатанными зернами.

Коэффициент $K'_{ск}$ зависит также от относительной глинистости η . С увеличением η коэффициент $K'_{ск}$ увеличивается (см. рис. 47). Связь между $K'_{ск}$ и η улучшается при учете весового содержания глинистой и растворимой частей цемента $r_{гл+р.ч.}$.

Таким образом, влияние пластового давления относительно всестороннего, характеризующееся через n_p или коэффициенты $K_{тв}$ и $K_{ск}$, зависит от величины давлений, пористости, состава и типа цемента, относительной глинистости. Следовательно, при высоких значениях пластового давления удельное электрическое сопротивление водонасыщенных пород на большой глубине может быть аномально низким. Так как пластовое давление оказывает на электрическое сопротивление большее влияние, чем всестороннее давление ($n_p > 1$), то в условиях аномальных пластовых давлений влияние геостатического давления может полностью компенсироваться пластовым давлением.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ И ПАРАМЕТР ПОРИСТОСТИ

Водонасыщенные породы

Первые исследования зависимости удельного электрического сопротивления осадочных горных пород от температуры проводились в атмосферных условиях, т. е. при температуре до 60—80° С.

Работы И. Козел [57], Дж. М. Кемпбела и Д. П. Хейландера [142] свидетельствуют о различии зависимости проводимости осадочных пород от температуры и насыщающего флюида. В то же время опыты Л. Б. Бермана и В. С. Неймана [16], а также Л. М. Дорогоничкой [113] и Н. А. Туезовой [109] показали полную идентичность изменения ρ_n и насыщающего флюида в диапазоне температур от 20 до 60°С. Несмотря на то, что изучались идентичные породы, полученные результаты противоречивы и не дают представления о влиянии температуры на электрическое сопротивление пород. Кроме того, их нельзя отнести к естественному залеганию пород.

Изучение влияния температуры на ρ_n в условиях одновременного воздействия давления и температуры проводилось В. М. Добрыниным [41], Л. П. Петровым и Я. Р. Морозовичем [76], Г. М. Авчяном [1], Д. П. Хейландером [142] и другими исследователями. Было показано, что изменение ρ_n под влиянием температуры зависит не только от литолого-петрографических особенностей пород, концентрации насыщающих породу пластовых вод, но и от давления. Кроме того, проводимость пород, содержащих глинистую фракцию, в значительной степени определяется возникающим на контакте твердая фаза — жидкость двойным электрическим слоем.

При увеличении температуры удельное электрическое сопротивление водонасыщенных горных пород уменьшается. Графики зависимости удельного электрического сопротивления песчано-глинистых пород, насыщенных 2н. раствором NaCl, от температуры приведены на рис. 48. Максимальные изменения ρ_n наблюдаются при температуре от комнатной до 50—60°С. В этом диапазоне температур удельное сопротивление пород понижается примерно в два раза. При дальнейшем увеличении температуры градиент изменения ρ_n уменьшается.

Относительное изменение удельного электрического сопротивления песчано-глинистых и карбонатных пород, а также насыщающего раствора от температуры иллюстрируется рис. 49. Как видно, кривые изменения ρ_n не совпадают с аналогичной кривой для насыщающего раствора. Кривые зависимости $\rho_{пт}/\rho_{п0}$ от температуры для карбонатных пород располагаются обычно выше кривых для насыщающего раствора и песчано-глинистых пород. Это справедливо в случае насыщения карбонатных пород растворами высокой минерализации, хотя иногда удельное сопротивление карбонатных пород, особенно с повышенной относительной глинистостью, изменяется в большей степени, чем удельное сопротивление раствора.

При насыщении пород растворами NaCl низкой концентрации (например, 0,01н.) кривые $\rho_{пт}/\rho_{п0}$ для известняков располагаются ниже аналогичной кривой для раствора, но выше кривых для песчано-глинистых пород. При повышении температуры до 100°С параметр пористости для чистых карбонат-

ных пород увеличивается (не более чем на 15%), а заглинизированных — уменьшается (не более чем на 20%). Более сложный характер носит изменение параметра пористости от температуры для песчано-глинистых пород (рис. 50). Для пород

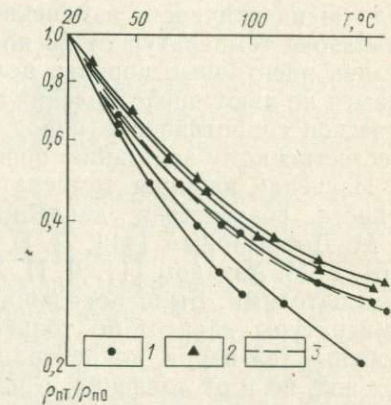
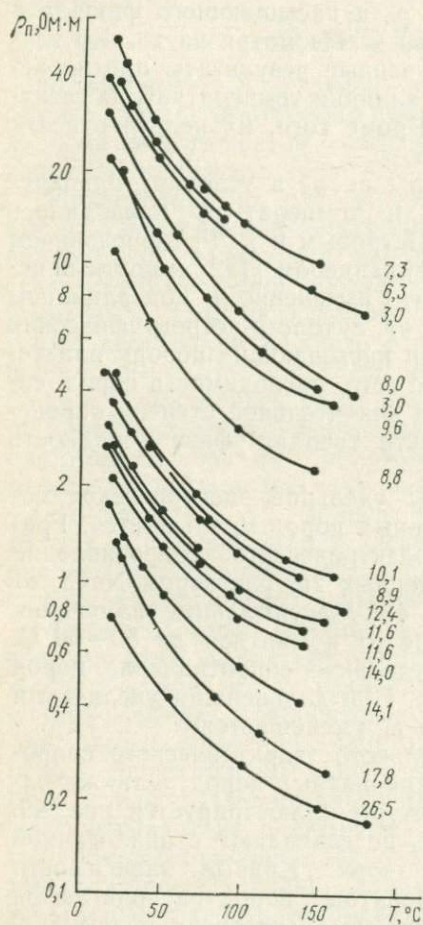


Рис. 49. Зависимость величины ρ_{nT}/ρ_{n0} песчано-глинистых пород (1), известняков (2) и 2н. раствора NaCl (3) от температуры

Рис. 48. Зависимость удельного электрического сопротивления песчано-глинистых пород от температуры.

Шифр кривых — значения пористости в %

с глинисто-карбонатным цементом параметр пористости с повышением температуры до 30—50°С уменьшается не более чем на 15%.

При дальнейшем повышении температуры параметр пористости или увеличивается, или уменьшается, или остается постоянным в зависимости от величины пористости, глинистости, гранулометрического состава пород.

По характеру изменения параметра пористости от температуры песчано-глинистые породы с глинисто-карбонатным це-

ментом можно разбить на три группы. Отличительной особенностью пород первой группы является увеличение параметра пористости при повышении температуры до 120°С (рис. 50, а).

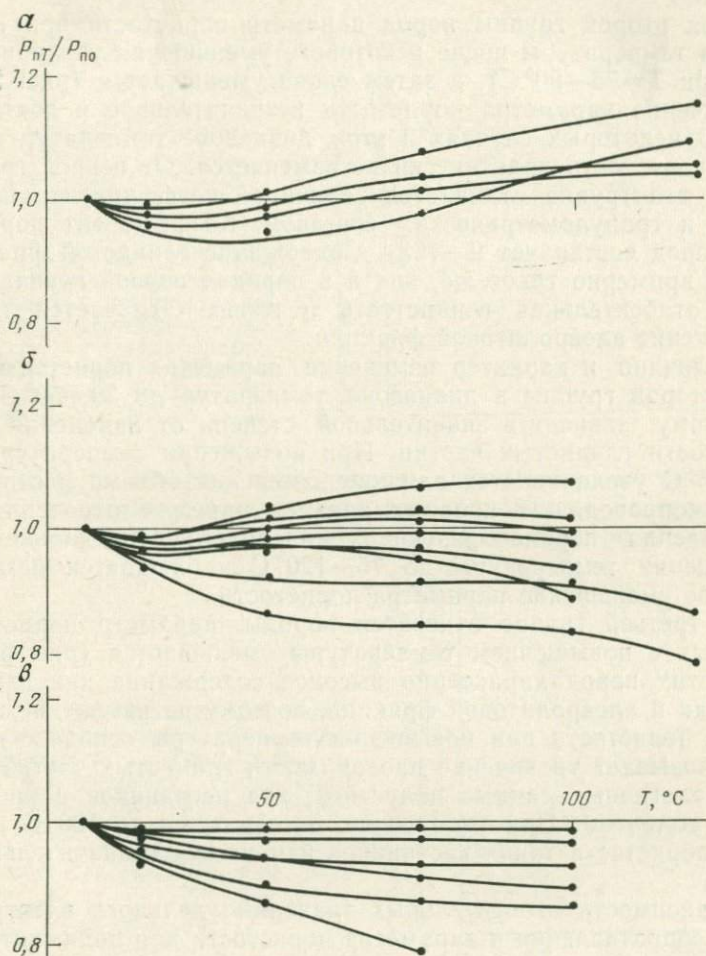


Рис. 50. Изменение параметра пористости песчано-глинистых пород, насыщенных 2н. раствором NaCl, от температуры при $p-p_i=150-300$ кгс/см² и $p_i=100-200$ кгс/см².

а — высокопористые ($k_D > 18\%$); б — $k_D = 12-18\%$; в — $k_D < 12\%$

Максимальное увеличение параметра пористости достигает 15%. Породы этой группы отличаются высоким содержанием песчаной фракции, низким содержанием глинистой фракции и высокой пористостью (16—20%). Глинистая фракция в них представлена гидрослюдами и каолином с преобладанием пер-

вых. Эти данные согласуются с экспериментальными данными В. М. Добрынина и Л. П. Петрова [41, 76], полученными для чистых песчаников с небольшим содержанием глинистого материала.

Для второй группы пород параметр пористости при повышении температуры после некоторого уменьшения увеличивается (при $T=75-90^{\circ}\text{C}$), а затем снова уменьшается (рис. 50 б). Увеличение параметра пористости незначительное и достигает 8%. В некоторых случаях в этом диапазоне температур параметр пористости практически не изменяется. От первой группы пород эта группа отличается величиной коэффициента пористости и гранулометрическим составом. Коэффициент пористости пород составляет 9—16%. Содержание глинистой фракции в них примерно такое же, как и в породах первой группы, однако относительная глинистость η выше. Отмечается также увеличение алевролитовой фракции.

Величина и характер изменения параметра пористости пород второй группы в диапазоне температур до $30-50^{\circ}\text{C}$, по-видимому, зависит в значительной степени от изменения проводимости глинистых частиц. При повышении температуры до $60-85^{\circ}\text{C}$ увеличивается влияние изменения объема и структуры токопроводящих поровых каналов в результате теплового расширения порообразующих минералов. При дальнейшем повышении температуры до $75-120^{\circ}\text{C}$ наблюдается незначительное уменьшение параметра пористости.

К третьей группе относятся породы, параметр пористости которых с повышением температуры уменьшается (рис. 50, в). Для этих пород характерно высокое содержание как глинистой, так и алевролитовой фракций, поэтому на изменение параметра пористости при повышении температуры основное влияние оказывает увеличение проводимости глинистых частиц.

Аналогичные данные получены для песчаников с кремнистым цементом. При увеличении температуры до 100°C параметр пористости таких песчаников изменяется незначительно — до 8%.

Зависимость относительных значений удельного электрического сопротивления и параметра пористости для полимиктовых песчаников с глинисто-карбонатным цементом от коэффициента пористости представлена на рис. 51. Чем больше пористость пород, тем меньше степень изменения удельного электрического сопротивления от температуры. Отдельные точки, которые по своим значениям отличаются от общей наблюдаемой закономерности, характерны для образцов с низким содержанием глинистой фракции и с высоким (50% и более) содержанием песчаной фракции размером 0,1—0,5 мм, а также карбонатного материала.

Полученные экспериментальные данные указывают на наличие связи между величиной изменения удельного электри-

ческого сопротивления (параметр пористости) пород от температуры и коэффициентом пористости пород.

Как отмечается в работах [1, 41], в породах с низкой электрохимической активностью (высокопористые слабоглинистые

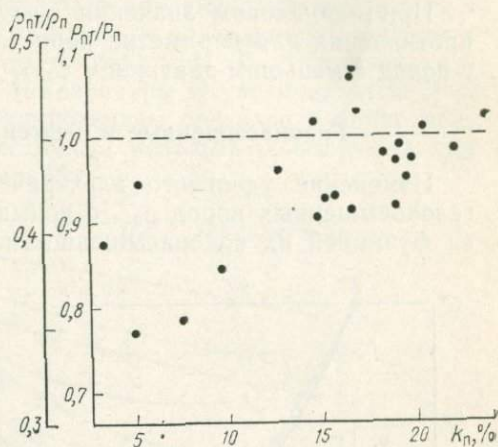


Рис. 51. Изменение удельного электрического сопротивления и параметра пористости полимиктовых песчаников в зависимости от коэффициента пористости при повышении температуры от 20 до 75° С. $\rho - \rho_i = 200$ кгс/см², $\rho_i = 150$ кгс/см²

песчаники), в которых проводимость глинистого материала невелика, увеличение извилистости токопроводящих каналов приводит к росту параметра пористости. В свою очередь это уве-

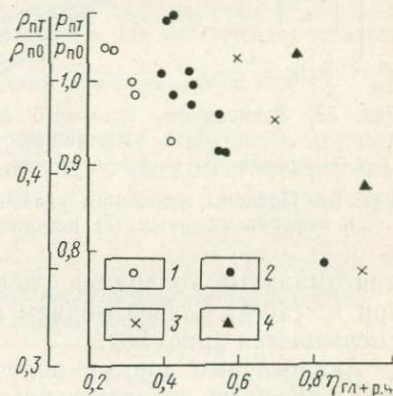


Рис. 52. Относительные изменения удельного сопротивления и параметра пористости песчано-глинистых пород при повышении температуры до 75° С от относительной глинистости.

1 — значение $\rho_{гд} = \frac{C_{гд+р.ч}}{1-k_{п}}$ — до 0,15,
2 — то же, от 0,15 до 0,40; 3 — от 0,4 до 0,5; 4 — >0,5

личение может быть скомпенсировано повышением проводимости глинистых частиц. В глинистых породах увеличение проводимости глинистых частиц приводит к уменьшению параметра пористости от температуры. Следовательно, одним из основных факторов, влияющих на характер и степень изменения удельного сопротивления и параметра пористости пород от температуры, может являться глинистость.

Рассмотрим влияние содержания глинистой и растворимой частей породы на величину изменения удельного сопротивления

и на параметр пористости от температуры. Как видно на рис. 52, чем меньше значение относительной глинистости и растворимой части, тем меньше изменение удельного сопротивления и параметра пористости пород от температуры.

При одинаковом значении $\eta_{г+р.ч}$ изменение удельного сопротивления или параметра пористости от температуры больше у пород с меньшим значением $C_{г+р.ч}/1 - k_p$.

Газонасыщенные и нефтенасыщенные породы

Изменение удельного электрического сопротивления водогазонасыщенных пород $\rho_{п.г}$ с повышением температуры является функцией их водонасыщенности. Для большей части пород

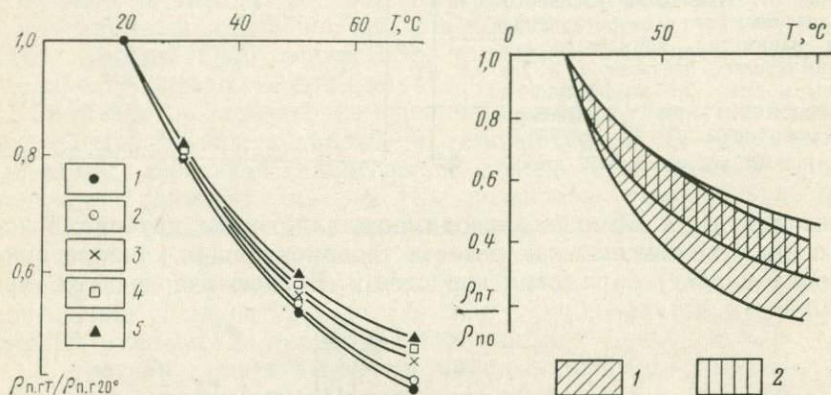


Рис. 53. Зависимость удельного сопротивления водо- и газонасыщенных песчаников от температуры.

1—5 — коэффициенты водонасыщенности, равные соответственно 20, 40, 60, 80, 100%

Рис. 54. Пределы изменения удельного сопротивления водонасыщенных (1) и нефтенасыщенных (2) песчано-алевритовых пород от температуры

максимальные колебания удельного сопротивления получены при $k_v < 20\%$. С увеличением k_v изменение $\rho_{п.г}$ от температуры уменьшается (рис. 53).

Аналогичные данные получены для водо-нефтенасыщенных пород. Кривые относительного изменения $\rho_{п.н}$ от температуры всегда располагаются ниже кривых $\rho_{п.в}$ (рис. 54). Такое изменение удельного сопротивления от температуры, по-видимому, обусловлено перераспределением раствора в порах породы в результате его теплового расширения. На величину изменения удельного сопротивления от температуры оказывает влияние также тепловое расширение минеральных зерен за счет порового объема.

По удельному сопротивлению водогазонасыщенных пород были рассчитаны и коэффициенты увеличения сопротивления Q .

Как видно из табл. 37, с ростом температуры значение Q чаще всего уменьшается. Величина его изменения от температуры обусловлена степенью водонасыщенности пород. Максимальные изменения Q наблюдаются при низких значениях k_B и достигают 25% и более. С повышением содержания раствора в порах Q мало изменяется от температуры. В некоторых случаях при $k_B \leq 20\%$ с ростом температуры Q увеличивается. Это, по-видимому, связано с проникновением раствора в более мелкие поры и трещины. Аналогичные результаты получены для нефтенасыщенных пород (рис. 55).

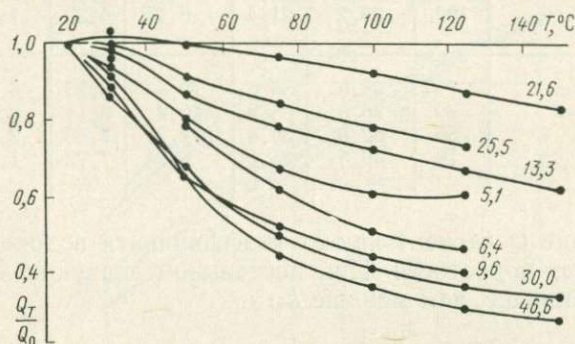


Рис. 55. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления от температуры для нефтенасыщенных песчано-глинистых пород месторождения Бахар (Азербайджан).

Шифр кривых — значения коэффициента водонасыщенности в %

Таким образом, удельное сопротивление нефтенасыщенных и газонасыщенных пород изменяется с ростом температуры больше, чем для пород, насыщенных водными растворами солей.

Таблица 37

Зависимость коэффициента увеличения сопротивления от температуры для пород месторождения Узень

Порода	T, °C	$k_B = 20\%$		$k_B = 40\%$		$k_B = 80\%$	
		$\rho_{п.г.г.}$ Ом·м	Q	$\rho_{п.г.г.}$ Ом·м	Q	$\rho_{п.г.г.}$ Ом·м	Q
		Алевролит, $k_B = 15,9\%$	20	99,5	24,7	18,3	4,56
	30	80,2	24,8	15,7	4,86	4,23	1,31
	50	54,2	23,8	10,7	4,69	2,98	1,30
	75	35,7	21,4	7,5	4,58	2,18	1,30
	100	25,6	19,5	5,7	4,38	1,76	1,34
	120	20,2	18,0	4,8	4,32	1,52	1,36

Порода	T, °C	$k_B = 20\%$		$k_B = 40\%$		$k_B = 80\%$	
		$\rho_{п. г'}$ Ом·м	Q	$\rho_{п. г'}$ Ом·м	Q	$\rho_{п. г'}$ Ом·м	Q
Песчаник поли- миктовый, $k_{п} =$ $=22,7\%$	20	95,0	28,6	22,3	6,70	5,23	1,57
	30	79,0	28,1	18,5	6,58	4,25	1,51
	50	52,5	26,2	12,4	6,21	2,91	1,45
	70	36,7	22,8	8,75	5,43	2,14	1,33
	100	25,2	21,4	6,15	5,22	1,53	1,30
Песчаник поли- миктовый, $k_{п} =$ $=16,2\%$	20	95,0	39,6	19,8	8,25	4,10	1,73
	30	76,0	38,2	16,2	8,14	3,33	1,68
	50	52,5	36,8	11,2	7,86	2,40	1,68
	70	39,5	35,1	8,65	7,72	1,88	1,67

Изменение Q зависит как от коэффициента водонасыщенности, так и от пористости. При постоянном значении $k_{п}$ изменение Q тем больше, чем меньше k_B .

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПОВЕРХНОСТНУЮ ПРОВОДИМОСТЬ

Экспериментальные исследования влияния температуры на удельное электрическое сопротивление и параметр пористости показывают, что изменения этих параметров от температуры зависят от концентрации насыщающего породу флюида. Следовательно, поверхностная проводимость Π также зависит от температуры.

С увеличением температуры кривые $P_{п} = f(C_B)$ расходятся при понижении концентрации насыщающего раствора, что указывает на увеличение влияния проводимости двойного электрического слоя (рис. 56). Для низкопористой карбонатно-обломочной породы такая закономерность не наблюдается, кривые $P_{п} = f(C_B)$ при различных температурах смещаются параллельно. Для этой породы характерно высокое содержание карбонатного вещества (более 40%) и низкое содержание глинистой фракции (менее 3%), поэтому увеличение проводимости глинистой фракции от температуры, по-видимому, компенсируется изменением объема и структуры пор в результате теплового расширения порообразующих минералов.

Анализ полученных данных (табл. 38) показал наличие связи между величиной параметра поверхностной проводимости, коэффициентом пористости и величиной процентного содержания глинистых включений $\rho_{г.л}$ как при температуре 20°С, так и при больших температурах. Чем больше коэффициент пористо-

сти или чем меньше содержание глинистых включений в породе, тем больше параметр поверхностной проводимости (значение Π приближается к единице). Более тесная связь наблюдается между величиной Π и относительной глинистостью пород.

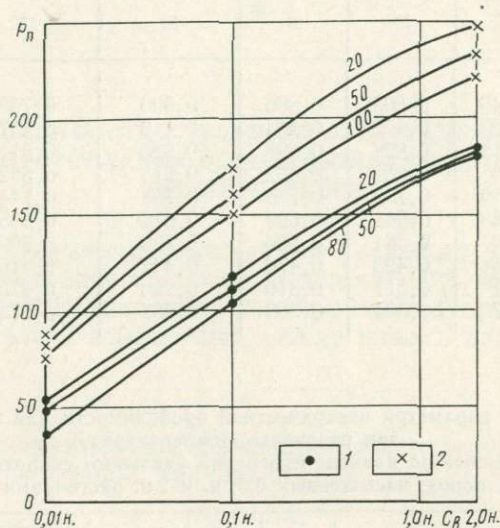


Рис. 56. Зависимость параметра пористости от концентрации насыщающего поро-ду раствора при различных температурах. 1 — песчаники, $k_{п}=12,7\%$, $\eta=0,35$; 2 — карбонатно-обломочная порода, $k_{п}=3\%$. Шифр кривых — температура в $^{\circ}\text{C}$.

При повышении температуры до 75°C параметр поверхностной проводимости уменьшается на 1—2% для песчаников с $k_{п}>20\%$ и $\eta_{г+р.ч}<0,17$ и на 12—16% для пород с меньшей пористостью и с $\eta_{г+р.ч}>0,5$.

Зависимость между $\lg(\Pi_T/\Pi_0)$ и $\eta_{г+р.ч}$ при температуре 75°C является линейной и выражается уравнением

$$\lg\left(\frac{\Pi_T}{\Pi_0}\right) = -0,0825 \eta_{г+р.ч}. \quad (90)$$

Сравнение результатов, приведенных в табл. 38 и 39, показывает, что при насыщении пород растворами разной концентрации основные закономерности изменения поверхностной проводимости от температуры сохраняются.

Как отмечалось, поверхностная проводимость известняков не зависит от всестороннего давления. Между тем с увеличе-

Значения параметра поверхностной проводимости при различных температурах для песчаников и алевролитов с глинисто-карбонатным цементом (Южный Мангышлак), насыщенных 0,1 н. и 2 н. растворами NaCl [рассчитаны по уравнению (70)]

$k_p, \%$	$\rho_{гг}, \%$	Температура, °C				
		20	30	50	75	100
26,5	2,49	0,803	0,800	0,800	0,798	0,796
23,6	7,23	0,472	0,464	0,448	0,437	—
23,4	6,14	0,828	0,828	0,826	0,814	0,803
16,9	8,0	0,659	0,652	0,613	0,582	0,585
14,0	5,80	0,782	0,776	0,768	0,744	—
12,7	7,35	0,641	0,629	0,612	0,585	—
11,4	13,0	0,581	0,566	0,538	0,502	—
3,0	2,54	0,493	0,476	0,442	0,416	0,408
19,0	17,1	0,311	0,310	0,296	0,275	—
3,2	13,7	0,304	0,303	0,287	0,274	—

Таблица 39

Значения параметра поверхностной проводимости для песчаников при различных температурах, полученные по данным измерений удельного сопротивления этих пород, насыщенных 0,01 н. и 2 н. растворами NaCl

Порода	$k_p, \%$	$\rho_{гг}, \%$	Температура, °C				
			20	30	50	75	100
Песчаники с глинисто-карбонатным цементом (Южный Мангышлак)	26,6	2,49	0,354	0,352	0,352	0,342	0,323
	23,4	4,14	0,321	0,321	0,321	0,320	0,319
	14,0	5,80	0,716	0,720	0,701	0,654	—
Песчаник с кварцевым цементом (Предкавказье)	12,7	7,35	0,293	0,284	0,267	0,196	—
	3,0	2,54	0,135	0,126	0,113	0,105	0,105

нием температуры до 100—120°С она увеличивается на 10—15%.

Таким образом, для песчано-глинистых и карбонатных пород при увеличении температуры характерно уменьшение параметра поверхностной проводимости. Изменение поверхностной проводимости от температуры зависит от глинистости пород и содержания в них растворимой части.

СВЯЗЬ МЕЖДУ ФИЗИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД В ГЛУБИННЫХ УСЛОВИЯХ

ЗАВИСИМОСТЬ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД ОТ ПОРИСТОСТИ

Многочисленными определениями удельного электрического сопротивления осадочных пород ρ_n при их 100%-ном насыщении растворами различных солей и коэффициента открытой пористости установлена зависимость между ними в виде [38]

$$\frac{\rho_n}{\rho_v} = P_n = \frac{a}{k_n^m}, \quad (91)$$

где a , m — коэффициенты, зависящие от литологического состава и структуры породы. Уравнение вида

$$P_n = 1/k_n^m \quad (92)$$

известно, как уравнение Арчи [38].

В настоящее время за рубежом используются зависимости $P_n = f(k_n)$ для широкого диапазона коллекторов с различной структурой порового пространства. Это уравнения фирмы Хамбл

$$P_n = 0,62/k_n^{2,15}, \quad (93)$$

фирмы Шлюмберже

$$P_n = 0,75/k_n^2 \quad (94)$$

и Г. Гюйо

$$P_n = 1/k_n^{1,98}. \quad (95)$$

Некоторые значения m и a для песчано-глинистых пород из нефтяных и газовых месторождений Советского Союза и США приведены в табл. 40.

Анализ показывает, что при переходе от среднесцементированных пород к более уплотненным с увеличением m изменяется a . Например, для глинистых песчаников характерны высокие значения m и низкие a , для сильно сцементированных пород наблюдается обратное соотношение.

Можно предположить наличие корреляционной связи между показателем степени m и коэффициентом a (рис. 57).

Значения показателя степени m и коэффициента a
для песчано-глинистых пород нефтяных и газовых месторождений

Место взятия образца	m	a	Исследователи
Туймаза	2,26	0,53	Л. П. Долина
	2,52	0,30	В. Н. Дахнов
	2,48	0,31	И. Л. Дворкин
Ромашкинское месторождение	1,96	0,77	Л. П. Долина
	2,65	0,27	То же
Шкапово	2,01	0,97	Г. М. Авчян
Прикумский район	2,0	0,75	Г. Д. Дакхильгов
Русский Хутор	2,10	0,89	А. Н. Данилин
Узень	2,05	0,92	З. Б. Стефанкевич
Узень	2,0	0,87	Н. Ш. Курбанов
Тенге	2,0	0,70	То же
Тасбулат	1,80	0,75	"
Карамандыбас	1,90	0,90	"
Жетыбай	2,27	0,63	А. Н. Данилин
	2,16	0,67	З. Б. Стефанкевич
	2,18	0,66	Н. Ш. Курбанов
Куйбышевская область	1,72	1,08	Н. Я. Качурина
Зольное месторождение	1,58	1,26	То же
Жигулевское месторождение	1,74	1,04	"
Среднее Приобье	2,5	0,375	Л. М. Дорогоницкая
	3,3	0,11	"
	2,27	0,48	"
Среднее Приобье	1,85	1,00	Л. М. Дорогоницкая
	2,13	0,68	"
Мегионское месторождение	1,56	0,62	Е. И. Леонтьев, Н. И. Нефедова, Р. С. Сахибгареев А. Я. Малыгин
Мегионское, Северо-Прикумское, Самотлорское, Ваткинское, Локозовское, Аганское месторождения			
Усть-Балыкское месторождение	1,80	1,00	То же
Трехозерное месторождение	1,47	1,23	"
Самотлорское месторождение	1,92	0,95	"
Северо-Покурское месторождение	1,74	1,13	"
Среднее Приобье	1,98	0,88	Г. П. Ставкин
Самотлорское месторождение	1,71	1,35	"
Среднее Приобье	2,3	0,44	Е. И. Леонтьев
Краснодарский край	1,71	0,91	В. Н. Кобранова
Татария	1,93	0,9	"
Русская платформа	1,70	1,0	В. И. Горбунова
Гаргждайское месторождение	1,80	1,32	А. П. Антилогов, А. Ш. Хайбуллин
Саратовское Поволжье	1,99	0,81	И. Е. Эйрман
Татарский свод	1,54	1,32	О. И. Ильясов
Бельско-Демская гомоклиналь	1,74	1,0	То же
Арланская группа месторождений Бирской седловины	1,41	1,375	"

Место взятия образца	<i>m</i>	<i>a</i>	Исследователи
Манчаровская группа месторождений Бирской седловины	1,99	0,65	О. И. Ильясов
Богдановское месторождение	2,04	0,98	В. С. Беляев, В. И. Коржик
Восточная Туркмения	1,44	1,96	А. Байрамов
Качановское месторождение	1,52	1,92	"
	2,04	0,6	Д. Е. Коваленко, И. Н. Тищенко
Гольфкост, США	1,95	0,7	Г. И. Арчи
	1,93	0,74	"
США	2,19	0,53	"
	2,08	0,71	"
США	2,1	0,72	Д. Вайбл
	2,26	0,45	"
США	1,80	1,0	С. Пирсон

Путем регрессионного анализа получена следующая зависимость между *a* и *m* [6]:

$$a = \frac{4,75}{m^{2,7}}. \quad (96)$$

Корреляционное отношение между коэффициентом *a* и структурным показателем *m* равно 0,93. Коэффициент корреляции между сопоставляемыми величинами равен 0,93. Равенство абсолютных значений корреляционного отношения и коэффициента корреляции указывает на линейную зависимость между *a* и *m*. Логарифмируя выражение (96), можно получить линейную функцию.

С учетом выражения (96) уравнение (91) можно записать в виде

$$P_{\Pi} = \frac{4,75}{m^{2,70} k_{\Pi}^m}. \quad (97)$$

С помощью уравнения (97) построена палетка (рис. 58), позволяющая определить оптимальный вид связи между параметром пористости P_{Π} и коэффициентом пористости k_{Π} сцементированных песчано-глинистых пород даже при ограниченном количестве кернового материала. Результаты сопоставления значений *a* и *m* для карбонатных пород приведены в табл. 41 и на рис. 59.

Несмотря на разную точность измерений приведенных в таблице величин, концентрацию насыщающего породы раствора, температуру и вид пористости для карбонатных пород, так же как и для песчано-глинистых, наблюдается четкая корреляционная связь между *m* и *a*.

По данным регрессионного анализа получено

$$a = 15,6/m^{3,78}. \quad (98)$$

С учетом уравнения (98) формулу (91) для карбонатных пород можно записать в виде

$$P_n = \frac{15,6}{m^{3,78} k_n^m}. \quad (99)$$

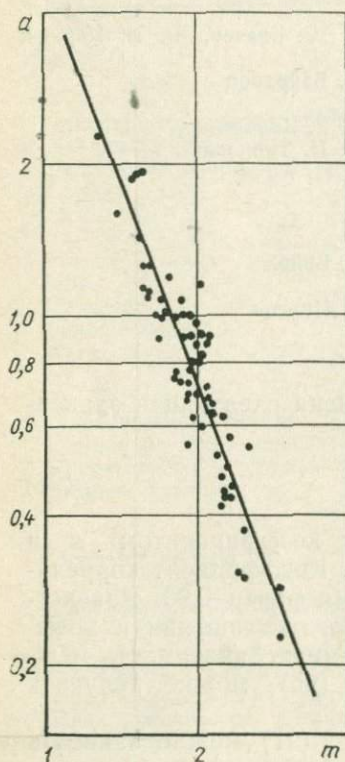


Рис. 57. Зависимость коэффициента a от структурного показателя m для сцементированных песчано-глинистых пород

На рис. 60 представлены зависимости параметра пористости от коэффициента пористости карбонатных пород, рассчитанные с помощью уравнения (99). Как видно, если пористость образцов составляет от 8 до 15%, то трудно определить истинное значение m (рис. 60). Экстраполяция кривой $P_n = f(k_n)$ в область более низких или высоких значений пористости при определении ее по данным электрического каротажа может привести к значительным погрешностям. Для карбонатных пород необходимым условием нахождения оптимальной связи P_n и k_n является наличие в исследуемой коллекции пород с пористостью как менее 6—8%, так и больше 15—18%.

Использование уравнения (98), а также зависимостей P_n от k_n , рассчитанных по уравнению (99), дает возможность при небольшом объеме определений P_n и k_n получить величину структурного показателя m и, следовательно, установить достоверную связь между параметром пористости и коэффициентом пористости карбонатных пород.

Как отмечалось, под действием глубинных термодинамических процессов уменьшается пористость пород, изменяется их структура и т. д. Значит, практическое применение уравнений (96), (98) возможно лишь в том случае, если наряду с оценкой изменения пористости будут получены величины и характер изменения коэффициентов a и m от давления.

Закономерности изменения коэффициентов m и a от всестороннего давления изучались посредством построения зависимостей $P_n = f(k_n)$ при различных давлениях.

При обобщении приведенных в табл. 42 результатов с учетом данных В. М. Добрынина [41] установлено, что зависимость между структурным показателем и логарифмом всестороннего давления выражается прямой.

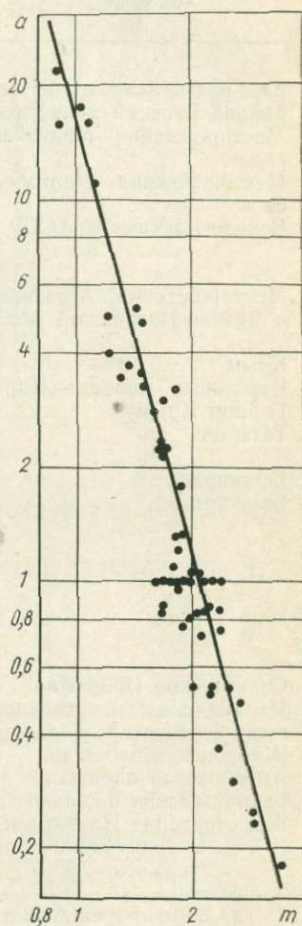
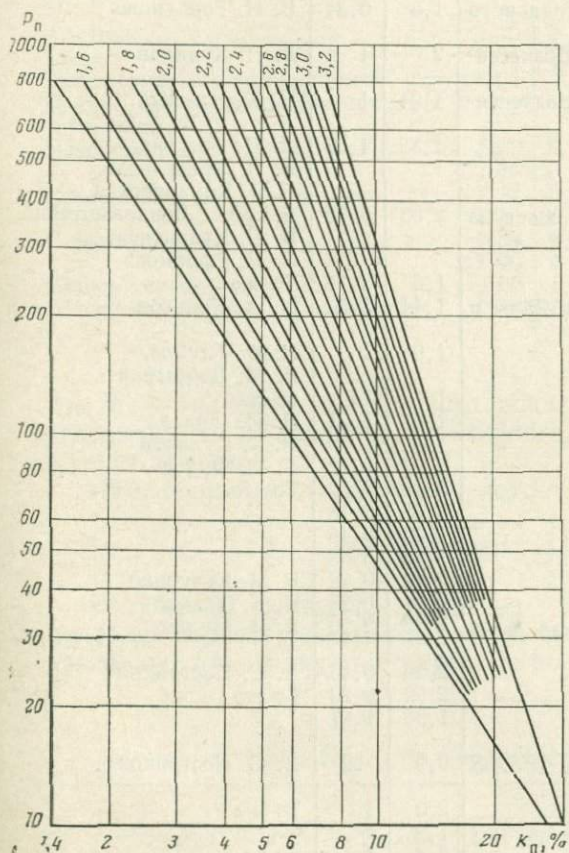


Рис. 58. Зависимость параметра пористости сцементированных песчано-глинистых пород от коэффициента пористости.

Шифр кривых — значения структурного показателя m

Рис. 59. Зависимость коэффициента a от структурного показателя m для карбонатных пород

В аналитическом виде данную зависимость можно представить уравнением

$$m_p = \frac{p^{0,032}}{1,105} m_0, \quad (100)$$

Значения структурного показателя m и коэффициента a
для карбонатных пород

Место взятия образца	m	a	Исследователи
Юго-восточная часть Центрального района Русской платформы	1,3	3,34	В. Н. Горбунова
Месторождение Малгобек-Вознесенское	2	1	Б. Н. Куликов
Месторождение Малгобек-Вознесенское	1,91	1	Н. Курганский
Чечено-Ингушская АССР	1,83	1,33	Л. П. Брагина, В. П. Креселидзе, Г. Я. Комаровская
Месторождения Азовского выступа и Чечено-Ингушской АССР	2,08	0,72	Б. Ю. Вендельштейн В. С. Кудрявцев, Л. В. Ефремова
Крым	1,6	2,77	То же
Карстовые полости Караби-Яйлы в Горном Крыму	1,44	5,2	И. А. Копосов
Татария	1,98	1	И. Ф. Глумов, В. М. Добрынин
Башкирия	1	14	то же
Башкирия	1,83	1,21	Л. И. Орлов, Н. Г. Куликов
	2,27	0,52	Л. И. Орлов
	1,46	3,52	То же
	3,45	0,18	"
	1,30	3,46	"
	1,38	3,68	"
	2,10	0,72	Н. Я. Качурин
Саратовское Поволжье	2,31	0,29	И. Е. Эйрман
Нариманская и Степановская площади Нижнего Поволжья	1,63	2,20	В. Н. Мулин
Жирновская площадь	2,26	0,36	А. С. Пестриков
Антиповская площадь	2,92	0,23	То же
Бахматовская площадь	1,95	1,81	"
Волгоградское Поволжье:			
а) с гранулярной пористостью при $k_p < 5-7\%$	0,9	22	А. С. Пестриков
б) при $k_p > 5-7\%$	2,0	1	То же
в) порово-трещиноватые породы	1,2	4	"
г) порово-кавернозные породы	2,4	1	"
д) порово-кавернозно-трещиноватые карбонатные породы	1,8	3,2	"
Северный Кавказ	1,86	1,05	А. М. Нечай
Казахстан	2,66	0,48	Л. И. Сигал
Месторождение Осташковичи, БССР	1,70	3,00	Б. Н. Куликов
Латвийская ССР	1,88	0,76	В. М. Волкова
Северо-Восточная часть Болгарии	2,11	0,82	П. И. Куртев
Известняки и доломиты крупнокристаллические	2,25	0,5	В. Н. Дахнов
Известняки и доломиты тонкокристаллические	2,40	0,74	То же

Место взятия образца	<i>m</i>	<i>a</i>	Исследователи
Район Вассон, Техас	2,35	0,84	Г. И. Арчи
Район Кроссет, Техас	2,03	1,03	То же
Смэковер	2,05	0,82	"
Техас	1,64	2,3	Х. И. Хилл, И. Д. Милберн
Арканзас	2,10	0,73	То же
Техас	1,88	1,20	"
Тонкозернистый органогенный известняк слегка доломитизированный, окремненный	1,65	2,20	"
Известняки	2,17	0,74	К. Гренвиль
	2,46	0,52	То же
Известняки	1,47	3,30	"
	1,50	4,75	"
Известняки	1,83	0,97	"
	1,96	0,80	"
Известняки и доломиты	2,00	1,00	М. Уилли
Известняк оолитовый Смэковер	1,805	1,10	То же

где m_0 — значение структурного показателя при атмосферных условиях; m_p — значение структурного показателя при всестороннем давлении.

Изменения m от давления можно вычислить по формуле

$$\Delta m = \left(\frac{p^{0,0432}}{1,105} - 1 \right) m. \quad (101)$$

В табл. 43 приведены значения структурного показателя, наиболее характерные для нефтяных месторождений СССР, при различных давлениях, рассчитанные по уравнению (100).

Таблица 42

Значения m , a , Δm , Δa для песчано-глинистых и полимиктовых пород

Породы	Параметр	Давление, кгс/см ²					
		0	100	200	400	500	750
Песчано-глинистые	m	2,01	2,19	2,25		2,37	2,42
	Δm	—	0,18	0,24		0,36	0,41
	a	0,97	0,73	0,66		0,56	0,40
(Прикумский район)	Δa	—	0,22	0,31		0,44	0,57
	m	2,16	2,33	2,49	2,53	—	—
	Δm	—	0,17	0,26	0,37	—	—
Полимиктовые Южный Мангышлак)	a	0,67	0,55	0,44	0,40	—	—
	Δa	—	0,12	0,23	0,27	—	—

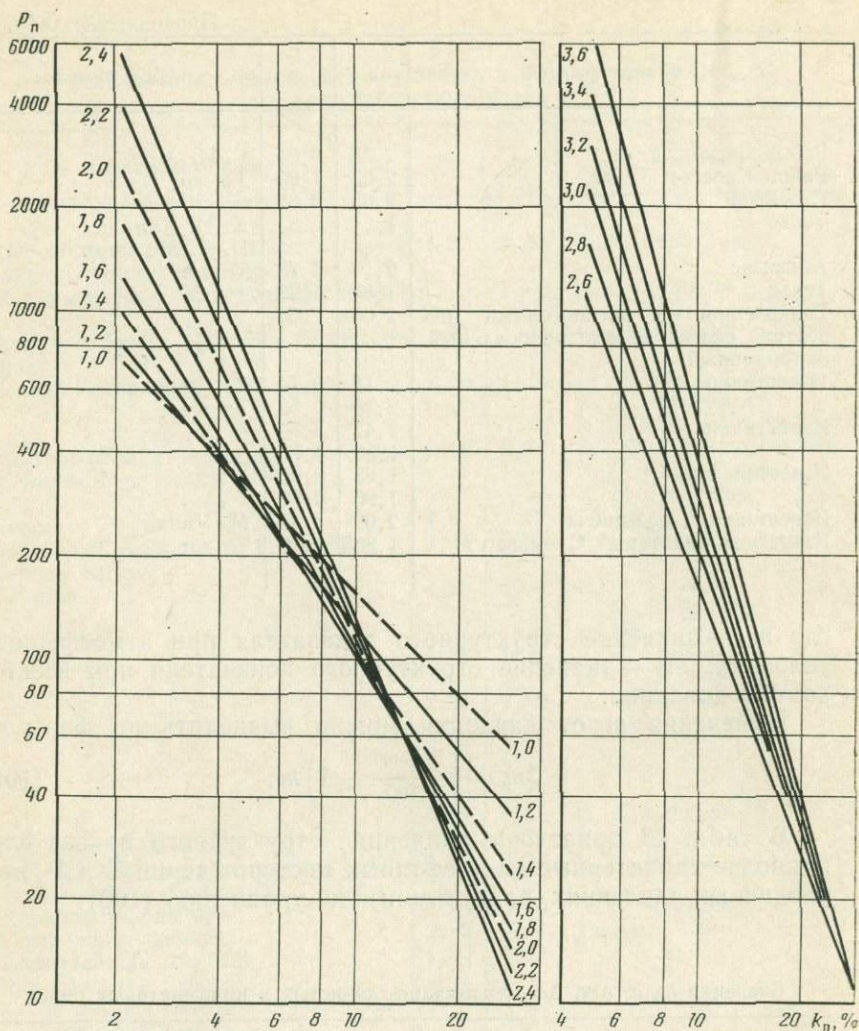


Рис. 60. Зависимость параметра пористости карбонатных пород от коэффициента пористости.

Шифр кривых — значения структурного показателя

Коэффициент a , как показали результаты анализа, для кварцевых и кварцево-полевошпатовых песчаников и алевролитов с глинистым цементом изменяется с ростом давления больше, чем для полимиктовых песчаников с глинисто-карбонатным цементом.

Интересно сравнить величину изменения структурного показателя m от давления с величиной изменения коэффициента a . Для песчаников и алевролитов с глинистым цементом

Значения структурного показателя

Параметр	Давление, кг/см ²				
	100	200	500	750	1000
1,6	1,77	1,82	1,89	1,92	1,95
1,8	1,99	2,05	2,13	2,17	2,19
2,0	2,22	2,28	2,37	2,41	2,44
2,2	2,44	3,50	2,60	2,65	2,68
2,4	2,66	2,73	2,84	2,89	2,93

$$\frac{m_p}{m_0} = 1,20; \quad \frac{a_0}{a_p} = 2,06.$$

для полимиктовых песчаников с глинисто-карбонатным цементом

$$\frac{m_p}{m_0} = 1,17, \quad \frac{a_0}{a_p} = 1,67.$$

Таким образом, коэффициент a изменяется больше, чем структурный показатель m . Аналогичные данные получены в работе [96], авторы которой отмечают, что с увеличением нагрузки до 600 кг/см² коэффициент a для песчаников и алевролитов Предкарпатья уменьшается в 2,6—2,7 раза, а структурный показатель увеличивается в 1,3—1,4 раза. Это хорошо согласуется с выводами, вытекающими из (96).

Продифференцировав уравнение (96), получим:

$$da = -12,825 \frac{1}{m^{3,7}} dm. \quad (102)$$

Подставив в уравнение (102) dm из уравнения (101), получим зависимость изменения Δa от всестороннего давления для определенных значений структурного показателя m :

$$\Delta a = -12,825 \frac{1}{m^{3,7}} \left(\frac{p^{0,0432}}{1,105} - 1 \right). \quad (103)$$

На основании результатов исследования влияния температуры на зависимость параметра пористости от коэффициента пористости было установлено, что повышение температуры приводит к уменьшению m . Следовательно, согласно уравнению (103) с ростом температуры должно наблюдаться увеличение a . Отсутствие достаточного количества экспериментальных данных о комплексном влиянии давления и температуры на исследуемую зависимость не позволяет рекомендовать количественные зависимости между изменениями Δm и Δa от температуры. Одной из ближайших задач является изучение этой связи

с целью разработки единой методики учета влияния температуры на исследуемую зависимость применительно к различным геологическим регионам.

**СВЯЗЬ КОЭФФИЦИЕНТА УВЕЛИЧЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ
С КОЭФФИЦИЕНТОМ НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ
ОСАДОЧНЫХ ПОРОД**

Для подсчета запасов нефти и газа необходимо знать коэффициенты нефтенасыщенности k_n и газонасыщенности k_g , которые определяются по данным электрического каротажа.

Как известно, для газонасыщенной породы коэффициент водонасыщенности

$$k_b = 1 - k_r. \quad (104)$$

Коэффициент газонасыщенности или нефтенасыщенности находят по коэффициенту увеличения сопротивления Q с помощью уравнения

$$Q = \frac{a}{k_b^n} = \frac{a}{(1 - k_r)^n}, \quad (105)$$

где a — коэффициент, обычно принимаемый равным единице; n — показатель смачиваемости, зависящий от степени гидрофобности зёрен коллектора.

Зависимость, выраженная уравнением (105), устанавливается для каждого района экспериментально, по результатам измерений на образцах пород. Такие работы были проведены для газо-водонасыщенных пород, отобранных из сводовой части нефтяного месторождения Узень (Южный Мангышлак). Измерение электрических свойств пород осуществлялось как при атмосферном давлении, так и в условиях высоких давлений и температур.

При атмосферных условиях получена зависимость коэффициента увеличения сопротивления от коэффициента водонасыщенности, приведенная на рис. 61. Аналитическое выражение этой зависимости имеет следующий вид:

$$Q = 1/k_b^{2,09}. \quad (106)$$

Для юрских отложений месторождения Узень А. Н. Данилин [37] получил выражение

$$Q = 1/k_b^{2,1}. \quad (107)$$

Н. Д. Гусаков и С. П. Каменев предложили использовать при подсчетах запасов нефти и газа месторождений Узень и Жетыбай показатель степени $n=2,2$. Однако позже Н. Д. Гусаков [36] использовал по месторождению Узень значение $n=1,7-2,0$. А. Н. Данилин [37], обобщив результаты работ Л. П. Долиной, С. А. Султанова [43], Б. Ю Вендельштейна и А. С. Горбенко [24], пришел к выводу, что для практических

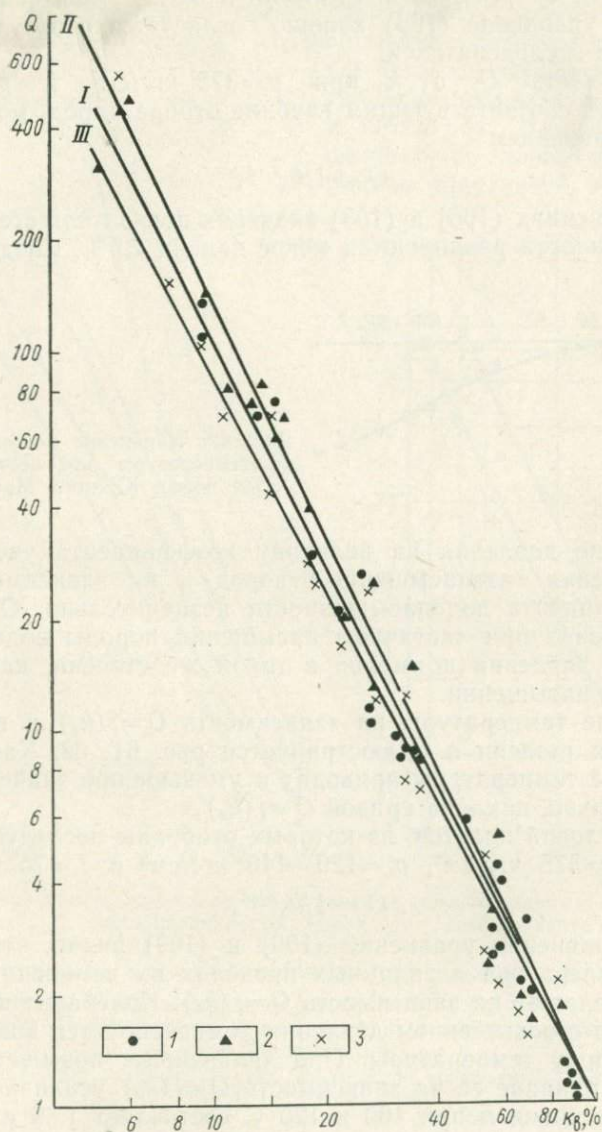


Рис. 61. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления от коэффициента водонасыщенности для песчано-глинистых пород месторождения Узень.

1 — при атмосферных условиях; 2 — при $p=375$ кгс/см², $p_i=120-140$ кгс/см², $T=20^\circ$ С; 3 — при $p=375$ кгс/см², $p_i=120-140$ кгс/см², $T=75^\circ$ С. I, II, III — кривые, соответствующие условиям 1, 2, 3

расчетов водонасыщенности коллекторов можно использовать зависимость $Q=f(k_b)$ со значениями n от 2,0 до 2,16. Полученное нами уравнение (106) хорошо согласуется с результатами указанных исследователей.

Зависимость Q от k_b при $p=375$ кгс/см² и $p_i=120-140$ кгс/см², соответствующим глубине отбора пород, можно выразить уравнением

$$Q = 1/k_b^{2,14}. \quad (108)$$

В уравнениях (106) и (108) значения показателя степени водонасыщенности различаются менее чем на 2,5%. Следовательно

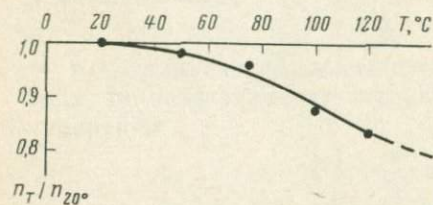


Рис. 62. Изменение коэффициента n от температуры для песчано-глинистых пород Южного Мангышлака

но, влияние давления на величину коэффициента увеличения сопротивления газонасыщенных пород и на зависимость его от коэффициента водонасыщенности незначительно. Очевидно, сопротивление при частичном насыщении породы водой изменяется от давления примерно в такой же степени, как и при полном ее насыщении.

Влияние температуры на зависимость $Q=f(k_b)$ и величину показателя степени n иллюстрируется рис. 61, 62. Как видно, повышение температуры приводит к уменьшению значений n и, следовательно, наклона кривой $Q=f(k_b)$.

Для условий пластов, из которых отобраны исследуемые образцы ($p=375$ кгс/см², $p_i=120-140$ кгс/см² и $T=75^\circ\text{C}$):

$$Q = 1/k_b^{2,06}. \quad (109)$$

При сравнении уравнений (106) и (109) видно, что давление и температура в заданных пределах их изменения незначительно влияют на зависимость $Q=f(k_b)$. Колебание показателя степени с повышением давления компенсируется воздействием на породу температуры. При дальнейшем повышении температуры влияние ее на зависимость $Q=f(k_b)$ усиливается: показатель степени n при 100 и 120°С составляет 1,89 и 1,80 соответственно.

Результаты исследований показывают, что для месторождения Узень при глубине залегания пород 1,5—2,0 км пластовые условия незначительно влияют на зависимость $Q=f(k_b)$, причем влияние температуры компенсирует влияние давления.

Изучение влияния степени нефтенасыщенности на электрические свойства пород проводилось также на образцах юрских

отложенный месторождения Узень, взятых из периклинальной части структуры, и одновременно на среднеплиоценовых коллекторах месторождения Бахар Апшеронской нефтегазоносной области. С увеличением коэффициента нефтенасыщенности удельное электрическое сопротивление возрастает в десятки и сотни раз. Для образцов с одинаковой пористостью при равном значении k_r и k_n удель-

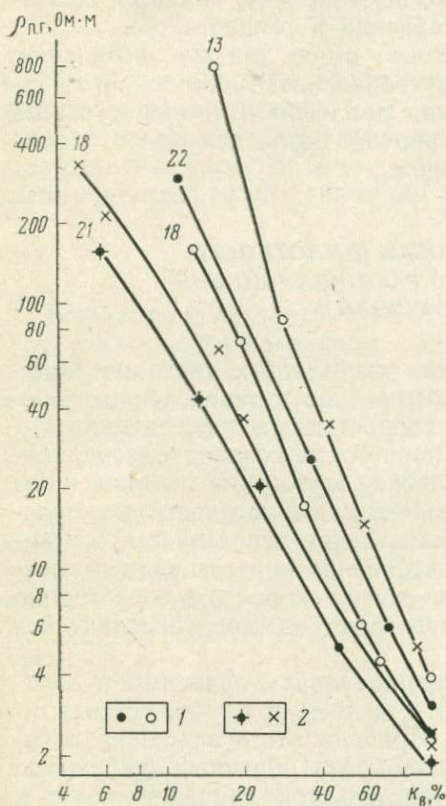
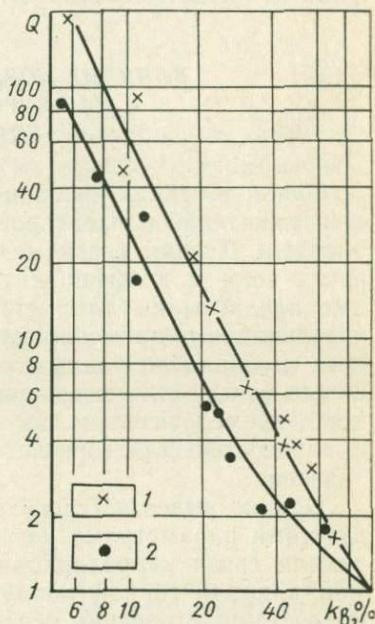


Рис. 63. Зависимость удельного сопротивления газонасыщенных (1) и водонасыщенных (2) песчано-глинистых пород от коэффициента водонасыщенности.

Шифр кривых — значения коэффициента пористости в %

Рис. 64. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления от коэффициента водонасыщенности для песчано-глинистых пород месторождения Бахар (Азербайджан).

1 — при атмосферных условиях; 2 — при давлении и температуре, соответствующих глубине залегания пород



ное сопротивление газонасыщенной породы в большинстве случаев выше, чем нефтенасыщенной (рис. 63).

С повышением давления и температуры зависимость Q от k_n пород месторождения Узень практически не изменяется. Между тем для пород из нефтяного месторождения Бахар вид зависимости $Q = f(k_n)$ изменяется значительно (рис. 64).

Необходимо отметить, что породы из месторождения Бахар отличаются от пород-коллекторов Узени. Они представлены молодыми среднеплиоценовыми слабо- и среднесцементированными песчано-алевролитовыми отложениями с большим содержанием глинистой фракции, что, по-видимому, является причиной зависимости $Q=f(k_v)$ от давления и температуры.

Таким образом, рассмотренные выше данные позволяют сделать вывод о необходимости устанавливать для каждого конкретного района степень влияния давления и температуры на зависимость коэффициента увеличения сопротивления от коэффициента водонасыщенности пород.

ВЛИЯНИЕ ПОРИСТОСТИ И ПЛОТНОСТИ НА СКОРОСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УПРУГИХ ВОЛН

Одной из задач интерпретации каротажных диаграмм является выявление коллекторов нефти и газа и определение их пористости. Тесная связь между скоростью распространения упругих волн и коэффициентом пористости создает благоприятные предпосылки для установления пористости по значениям интервального времени; для определения плотности на больших глубинах по данным сейсморазведки используется соотношение между скоростью распространения упругих волн и плотностью. Следовательно, изучение связей скорости с пористостью и плотностью для горных пород имеет важное практическое значение.

Однако вывести строгую функциональную зависимость между этими параметрами не удастся, в лучшем случае устанавливаются связи корреляционные. Причина этого заложена в самой природе горной породы: подобрать образцы, одинаковые по составу, строению, геолого-генетической принадлежности и другим признакам, в достаточно широком диапазоне изменения пористости не представляется возможным. Таким образом, на связь скорость—пористость влияют пределы изменения пористости и неоднородность подобранных образцов. Так, исследования, проведенные при небольшом диапазоне изменения пористости, дают линейную зависимость [82, 94, 148], а при большом диапазоне ее изменения на вид зависимости одновременно влияют состав и структура породы [90, 94].

Ю. В. Ризниченко рассмотрел модель гетерогенной сплошной среды, состоящей из чередующихся параллельных слоев двух различных материалов, и вывел формулы для определения скорости распространения высокочастотных и низкочастотных волн [101]. Под высокочастотными волнами подразумеваются такие, длина которых гораздо меньше мощности слоев l_1 и l_2 модели, а скорость v_{∞} определяется как средняя скорость

прохождения волн, вычисленная по формулам геометрической сейсмоки:

$$v_{p\infty} = \frac{l}{\left(\frac{l_1}{l_1 + l_2}\right) \frac{l}{v_1} + \left(\frac{l_2}{l_1 + l_2}\right) \frac{l}{v_2}}, \quad (110)$$

где v_1 и v_2 — скорость распространения волн в слоях однородного упругого материала.

При переходе к зернистым средам под величиной l_1/l_2 понимается отношение объемов компонент. В этом случае выражения для скоростей принимают вид

$$\frac{l}{v_{p\infty}} = \frac{l - k_{п}}{v_1} + \frac{k_{п}}{v_2}. \quad (111)$$

Выражение Ризниченко для $v_{p\infty}$ дает завышенные значения для слабосцементированных пористых сред. В насыщенных жидкостью сцементированных горных породах, особенно находящихся под нагрузкой, измеренные скорости приближаются к рассчитанным по формуле для $v_{p\infty}$ за счет возросшей жесткости скелета среды.

М. Вилли, А. Грегори и Г. Гарднер [163] позднее предложили для определения скорости распространения продольных волн в сцементированных горных породах, находящихся под значительной нагрузкой, поровое пространство которых заполнено жидкостью, выражение, аналогичное выражению Ю. В. Ризниченко. Это широко известное уравнение среднего времени:

$$\frac{l}{v_p} = \frac{l - k_{п}}{v_{т}} + \frac{k_{п}}{v_{ж}}. \quad (112)$$

Следует заметить, что такое уравнение было опубликовано также в 1950 г. в работе Д. Хьюза и Х. Джонса [146]. Были предложены и другие зависимости между скоростью и пористостью, но ни одна из них не была удовлетворительной.

Уравнение среднего времени имеет следующие преимущества: связь между временем распространения упругой волны и пористостью породы является линейной: конечным значениям пористости 0 и 100% соответствуют скорости в твердом веществе $v_{т}$ и в насыщающей жидкости $v_{ж}$, расчетная кривая удовлетворительно описывает экспериментальные данные. Его начали широко использовать для различных условий, причем в ряде случаев экстраполяция производилась без достаточного обоснования. В связи с этим необходимо отметить, что выражение (112) было получено для слоистых твердо-жидких моделей или зернистых сред с жестким скелетом, поры которых малы, соединены между собой и распределены равномерно, среда хорошо сцементирована или находится под значительной нагрузкой, пористость невелика, жидкость полностью заполняет поры,

а скорость распространения волн в насыщающей жидкости незначительно отличается от скорости их в воде.

Законы геометрической сейсмоки можно применять к распространению упругих волн в породе только в диапазоне достаточно высоких ультразвуковых частот и при условии идеальной акустической связи фаз. По оценке Дж. Геертсма [139] формула среднего времени не соответствует физической сущности волнового процесса, хотя и дает в ряде случаев удовлетворительные результаты при акустическом каротаже скважин.

А. Вашгольц (1962 г.) для лучшего согласования теоретических расчетов с опытными данными предлагает полином третьей степени (кубическая интерполяция):

$$t = A + Bk_n + Ck_n^2 + Dk_n^3, \quad (113)$$

коэффициенты которого определяются структурой и физическими параметрами породы.

Метод кубической интерполяции связи скорость—пористость дает возможность определить влияние давления, цементации породы, тип заполнителя пор на зависимость $v_p(k_n)$ и справедлив во всем диапазоне пористости — от 0 до 100%. Формула (113) хорошо описывает экспериментальные данные для несвязанных сред с $k_n > 30\%$.

Таблица 44

Относительные изменения скорости распространения продольных волн $\Delta v_p/v_p$ в осадочных породах различной пористости (составлена по данным разных исследователей), %

Порода	Пределы изменения		Пористость, %					
	k_n , %	v_p , м/с	0—5	5—10	10—15	15—20	25—30	>30
Известняки	1,9—23,3	3200—5980	28,3	16,3	13,2	12,1	10,3	69,6
Известняки кавернозные	2,5—17,5	5080—6100	11,0	6,4	4,7	—	—	18,5
Песчаники насыщенные	2,6—26,6	3340—5290	—	14,9	12,3	9,9	9,4	60
Песчаники сухие	3,4—37,0	1730—4400	67,8	43,6	27,1	22,9	15,7	163
Песчано-глинистые породы	5,3—26,3	1785—2180	24,0	25,8	25,0	25,3	—	157

Приведенные на рис. 65 экспериментальные кривые и данные табл. 44 являются осредняющими для ультразвуковых измерений скорости. Как видно, скорость понижается при увеличении пористости, причем зависимость носит нелинейный характер.

Известняки с одинаковыми химическим составом и объемом порового пространства, разного происхождения могут иметь

разную структуру пор: межзерновую, трещинную, каверновую. В связи с этим наблюдается различное соотношение между скоростью и пористостью для известняков различных типов. Связь

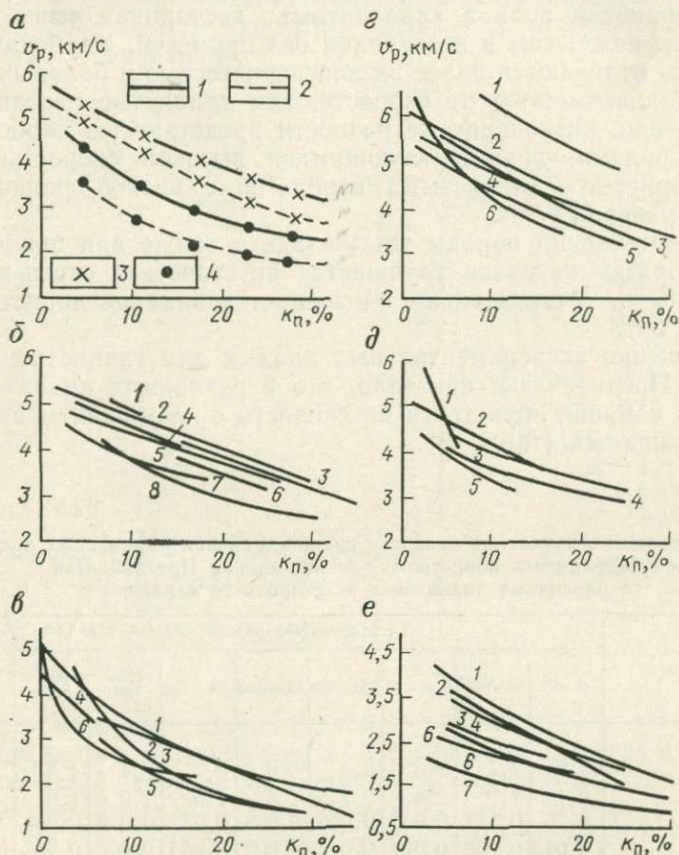


Рис. 65. Зависимость скорости распространения продольных волн от коэффициента пористости в различных осадочных породах.

a — водонасыщенные и сухие песчаники [163, 164]: 1 — водонасыщенные, 2 — сухие, 3 — при давлении 350–700 кгс/см², 4 — в атмосферных условиях; *b* — песчаники водонасыщенные по данным разных исследователей: 1 — [155], 2 — [130]; 3 — [19], 4 — [150], 5 — [143], 6 — [34], 7 — [112], 8 — [149]; *в* — песчаники сухие; 1 — [49], 2 — [94], 3 — [29], 4 — [102], 5 — [50], 6 — [2]; *г* — известняки трещинно-каверновые: 1 — [139], 2 — [150], 3 — [139], 4 — [130], 5 — [148], 6 — [163, 164]; *д* — известняки с гранулярной пористостью: 1, 2 — [94], 3, 4 — [82], 5 — [29]; *е* — осредненные данные для песчано-глинистых отложений: 1, 3, 5 — [56], 2 — [94], 4, 7 — [82], 6 — [49]

скорость—пористость у известняков с межзерновой пористостью подобна связи, характерной для многих песчаников (см. рис. 65). Для известняков и доломитов, содержащих каверны и трещины, связь скорость—пористость в области низкой пористости отличается от таковой для песчаников, а при большей

пористости скорость вообще не зависит от общей пористости [138].

Примеси кальцита и глины оказывают существенное влияние на вид зависимости скорость—пористость [130]. Скорость распространения волн в карбонатных песчаниках выше, а в глинистых ниже, чем в песчаниках без примесей. Карбонатные песчаники отличаются более низкой пористостью и более значительной зависимостью от скорости, чем глинистые песчаники. Как правило, низкопористые разности представлены карбонатными породами, характеризующимися высокой скоростью, а высокопористые — глинистыми породами, с низкой скоростью распространения волн.

При насыщении породы жидкостью, а также при приложении к образцу нагрузки улучшается акустическая связь внутри породы и, следовательно, уменьшается влияние пористости (см. рис. 65).

Обобщение экспериментальных данных для глинистых песчаников Предкавказья показало, что в различных диапазонах давлений влияние пористости на скорость с повышением давления уменьшается (табл. 45).

Таблица 45

Относительные изменения скорости распространения продольных волн и коэффициента пористости для песчаников Предкавказья в различных диапазонах всестороннего давления

Параметры	Всестороннее давление, кгс/см ²								
	0—50	50—100	100—200	200—350	350—500	500—750	750—1000	1000—1500	1500—2500
$\Delta v_p/v_p, \%$	13,0	7,4	9,3	8,4	5,8	5,7	3,4	4,3	2,5
$\Delta k_n/k_n, \%$	2,1	1,7	2,4	2,1	1,3	1,5	1,2	1,6	2,1
$\Delta v_p/\Delta p$	0,26	0,143	0,093	0,056	0,039	0,022	0,014	0,009	0,003
$\Delta k_n/\Delta p$	0,042	0,033	0,024	0,014	0,008	0,006	0,005	0,003	0,002
$\Delta v_p/\Delta k_n$	6,2	4,5	4,0	4,0	4,6	3,7	2,8	2,8	1,2

Наибольшее влияние пористости на скорость наблюдается при низких давлениях. При высоких давлениях, когда твердый скелет породы уплотняется и значительно повышаются его упругость и жесткость, эффект пористости становится незначительным. На рис. 66 для глинистых песчаников с глинистым цементом стрелками показано одновременное изменение скорости и пористости при повышении давления. Изменение скорости на единицу изменения пористости, связанной с повышением давления до 1500 кгс/см², составляет 1,0—1,5 км/с. Для этих же пород градиент скорости в атмосферных условиях составляет всего 140—160 м/с на 1% пористости. Отсюда следует, что изменение

упругих свойств сцементированных осадочных пород под нагрузкой связано в основном с повышением упругости скелета (уменьшение сжимаемости пор), тогда как обратимое уменьшение коэффициента пористости влияет незначительно.

Для количественной оценки влияния различных факторов на вид зависимости скорость—пористость аппроксимируем ее линейным уравнением

$$1/v_p = a + bk_n. \quad (114)$$

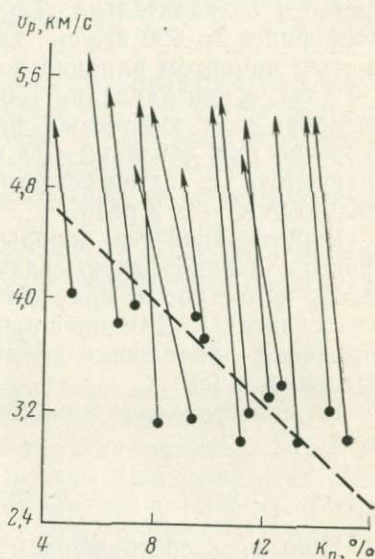


Рис. 66. Связь скорости распространения продольных волн с коэффициентом пористости для песчано-глинистых пород.

Стрелки указывают изменение скорости и пористости при повышении давления от 0 до 1500 кгс/см²

Для кварцево-полевошпатовых песчаников и алевролитов Предкавказья с глинистым и глинисто-кремнистым цементом зависимость скорости от пористости выражается следующими уравнениями:

$$1/v_p = (175 + 12,5k_n) \cdot 10^{-6} \text{ с/м при } p - p_i = 0;$$

$$1/v_p = (170 + 4,0k_n) \cdot 10^{-6} \text{ с/м при } p - p_i = 400 \text{ кгс/см}^2;$$

$$1/v_p = (165 + 2,5k_n) \cdot 10^{-6} \text{ с/м при } p - p_i = 1500 \text{ кгс/см}^2.$$

Для кварцевых песчаников Русской платформы с опаловым и кварцевым цементом

$$1/v_p = (175 + 7,0k_n) \cdot 10^{-6} \text{ с/м при } p - p_i = 0;$$

$$1/v_p = (163 + 4,5k_n) \cdot 10^{-6} \text{ с/м при } p - p_i = 400 \text{ кгс/см}^2;$$

$$1/v_p = (155 + 3,9k_n) \cdot 10^{-6} \text{ с/м при } p - p_i = 1500 \text{ кгс/см}^2.$$

Эмпирические уравнения $1/v_p = f(k_n)$ для изученных песчаников и алевролитов показывают, что угол наклона прямой

$1/v_p = a + bk_p$ зависит от давления. С увеличением давления наклон прямой уменьшается, т. е. влияние пористости на скорость в условиях высоких давлений понижается. Наибольшее изменение зависимости скорость—пористость установлено для обломочных пород с глинистым цементом базального типа, т. е. для пород, которые значительно деформируются под нагрузкой. Это объясняется тем, что изменение упругих свойств сцементированных осадочных пород под нагрузкой происходит вследствие увеличения упругости скелета породы, тогда как влияние пористости незначительно. Так, при повышении давления от атмосферного до 400 кгс/см^2 для полимиктовых песчаников с глинистым цементом влияние пористости на скорость уменьшается в 3 раза, а при давлении 1500 кгс/см^2 — до 5 раз. Для незаглицеринизированных кварцевых песчаников влияние пористости на скорость при давлении 400 кгс/см^2 уменьшается в 1,5 раза по сравнению с атмосферными условиями, а при давлении 1500 кгс/см^2 — в 2 раза.

Упругие свойства породы, если ее рассматривать как изотропную и однородную среду, характеризуются двумя постоянными, в частности модулем всестороннего сжатия K и модулем сдвига G . Для идеально упругих пород скорость распространения продольных волн связана с указанными модулями уравнением (62).

Из сопоставления уравнений (62) и (64) с учетом (65) следует

$$K = \frac{1}{\beta_{\text{ск}}} + n^2 M. \quad (115)$$

Пользуясь соотношением между упругими модулями, уравнение (62) можно переписать в виде

$$v_p = \sqrt{\frac{K}{\sigma} \cdot 3 \frac{1-\mu}{1+\mu}}. \quad (116)$$

Для нахождения значения K воспользуемся значением $\beta_{\text{ск}}$ согласно уравнению (18)

$$\begin{aligned} K &= \frac{1}{\beta_{\text{ск}}} + \left(1 - \frac{\beta_{\text{т}}}{\beta_{\text{ск}}}\right)^2 \left[(1 - k'_{\text{п}}) \beta_{\text{т}} + k'_{\text{п}} \beta_{\text{ж}} - \frac{\beta_{\text{т}}^2}{\beta_{\text{ск}}} \right] = \\ &= \frac{\beta'_{\text{п}} + \beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{т}}}{k'_{\text{п}} (\beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{т}}) \beta'_{\text{п}} + \beta_{\text{т}} (\beta'_{\text{п}} + \beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{т}})} = \\ &= \frac{1}{\beta_{\text{т}} + k'_{\text{п}} \frac{\beta'_{\text{п}} (\beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{т}})}{\beta'_{\text{п}} + \beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{т}}}}. \end{aligned} \quad (117)$$

Подставив значения K , σ в уравнение (116), получим

$$v_p^2 = \frac{3(1-\mu/1+\mu)}{\left[\beta_{\text{т}} + k_{\text{п}} \beta'_{\text{п}} \frac{\beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{т}}}{\beta'_{\text{п}} + \beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{т}}} \right] [\beta_{\text{т}} (1 - k'_{\text{п}}) + k'_{\text{п}} \beta_{\text{ж}}]}. \quad (118)$$

Для расчета скорости по уравнению (118) необходимо найти значения β_r , β'_n , $\beta_{ж}$, δ_r и $\delta_{ж}$ и их зависимость от термодинамических факторов. В первом приближении коэффициент сжимаемости твердой фазы β_r при давлении до 1000 кг/см^2 можно принять постоянным и равным $2,6 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$ для песчаников и $1,37 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$ для известняков. Сжимаемость пор β_n можно оценить по экспериментальным данным, приведенным в гл. III, или по приближенным формулам (45) и (46). Сжимаемость порозаполнителя для воды $\beta_{ж}$ примем равным $40 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$, для нефти $\beta_n = 100 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$ и для газа $\beta_r \geq 1000 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$.

Более сложно оценить величину коэффициента Пуассона μ , являющуюся сложной функцией состава и структуры породы. К сожалению, недостаточность данных о зависимости коэффициента Пуассона от вышеуказанных факторов затрудняет установление строго обоснованной аналитической зависимости μ от k_p , p , T или от состава пород.

Анализ полученных данных позволяет выразить зависимость μ от пористости и состава приближенными эмпирическими уравнениями:

$$\mu_{ч.п} = 0,1 + 0,4k_n; \mu_{к.п} = 0,3 + 0,2k_n; \mu_{г.п} = 0,35 + 0,15k_n,$$

где $\mu_{ч.п}$, $\mu_{к.п}$ и $\mu_{г.п}$ — коэффициент Пуассона соответственно для чистых, карбонатных и глинистых песчаников.

Точность оценки μ по этим уравнениям невысока. Тем не менее при расчете скорости ими можно пользоваться, если учесть, что при этом ошибка $\pm 25\%$ приводит к ошибкам в расчетах скорости в среднем $\pm 5\%$. По той же причине изменением коэффициента Пуассона от давления можно пренебречь. Изменение μ для песчаников с пористостью более 10% при повышении давления до 500 кгс/см^2 составляет $15-20\%$ [41], что согласно уравнению (118) приводит к изменению значения v_p на $1,5-5,0\%$. Величины v_p , рассчитанные по уравнению (118) для водо-, нефте- и газонасыщенных песчаников и карбонатных пород, приведены на рис. 67 и 68. При расчете были приняты: $\beta_r = 2,6 \times 10^{-6}$, $1,37 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$; $\delta_r = 2,65$ и $2,70 \text{ г/см}^3$; $\delta_n = 0,85 \text{ г/см}^3$; $\delta_{ж} = 1,07 \text{ г/см}^3$; $\beta_r \geq 1000 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$; $\beta_{ж} = 40 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$; $\beta_n = 100 \times 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$.

На основании анализа результатов расчетов следует выделить три наиболее важных параметра, максимально влияющих на значение скорости, — сжимаемость пор, коэффициент пористости, сжимаемость порозаполнителя. Влияние каждого из этих параметров в свою очередь определяется начальными величинами двух других. Как было показано, при упругой деформации пород коэффициент пористости изменяется незначительно. Следовательно, скорость зависит в основном от коэффициента сжимаемости пор в этой области деформации. Коэффициент сжимаемости пор является функцией давления, глубины залегания

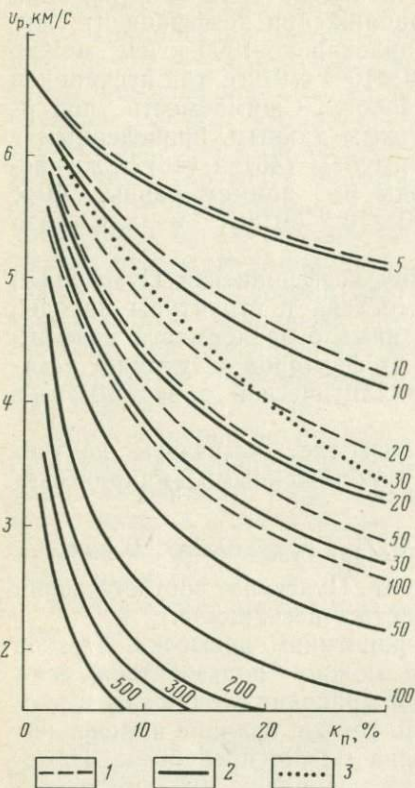
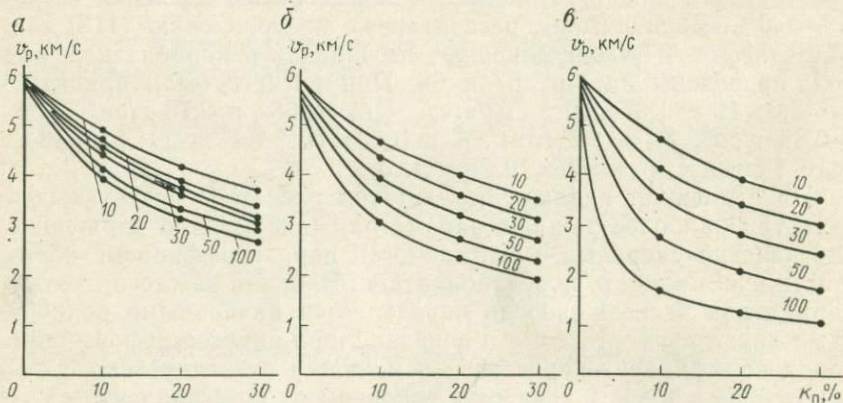


Рис. 67. Зависимости скорости распространения волн от пористости, рассчитанные по уравнению (118) для водонасыщенных (1) и газонасыщенных (2) известняков и по уравнению среднего времени (3) при $v_{ж}=1500$ м/с и $v_{ск}=6600$ м/с. Шифр кривых — значения сжимаемости пор в см²/кгс

Рис. 68. Зависимость скорости распространения продольной волны от пористости в водонасыщенных (а), нефтенасыщенных (б), газонасыщенных (в) песчаниках.

Неоцифрованная кривая получена по уравнению среднего времени. Шифр кривых — значения коэффициента сжимаемости пор в 10^{-6} см²/кгс



пород и характера их цементации. Значит, зависимость скорости от пористости обусловлена также глубиной залегания пород, типом цементации и величиной нагрузки на породу. Сравнение теоретических расчетов и экспериментальных данных (рис. 69) показывает, что в действительности зависимость v_p

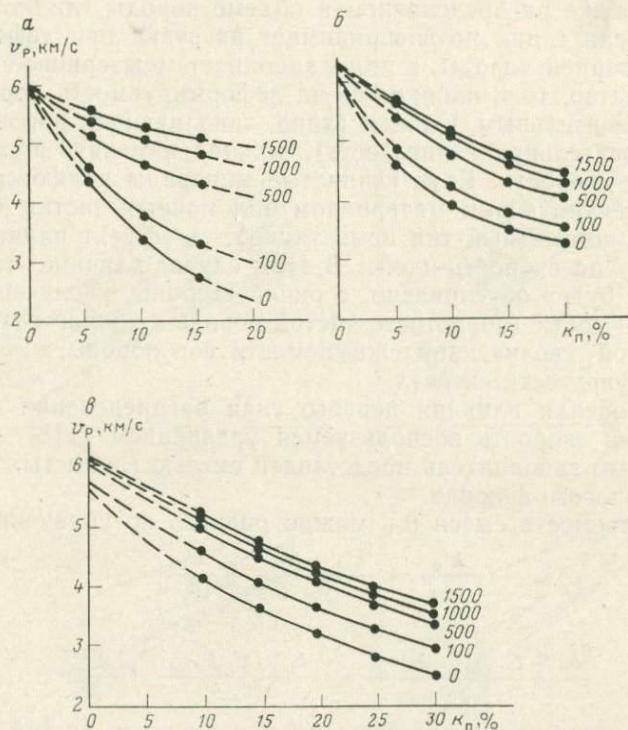


Рис. 69. Связь скорости распространения продольных волн с коэффициентом пористости песчаников и алевролитов в зависимости от давления.

а, б, в — глинистый и глинисто-кремнистый, карбонатный и глинисто-слюдистый, опаловый и кварцевый цемент соответственно. Шифр кривых — давление в кгс/см²

от k_n определяется давлением, действующим на породу в естественном ее залегании, и типом цементации породы.

Как было показано, сжимаемость пор карбонатных пород зависит от вида пористости. С увеличением доли каверновой пористости сжимаемость пор стремится к определенному значению. Согласно [41] сжимаемость карбонатных пород с повышением каверновой пористости не зависит от давления и приближенно равна 10×10^{-6} см²/кгс. Между тем было показано [62], что в карбонатных породах с межзерновой пористостью сжимаемость пор больше чем на порядок выше, чем в кавернозных породах, поэтому при зависимости v_p от k_n необходимо учитывать тип

пористости, соотношение трещинной, гранулярной и каверновой пористости. Начальные значения величины v_p определяются в конечном счете сцементированностью (жесткостью) скелета породы.

Зависимость скорости распространения продольных волн от всестороннего давления в обломочных горных породах определяется также распределением в объеме породы глинистых примесей. Если глина не воспринимает нагрузки при деформации скелета горной породы, а лишь заполняет межзерновое поровое пространство, то и влияние ее на деформируемость породы будет незначительным. Однако глина, заполняющая поровой объем (относительная глинистость), должна изменять абсолютное значение скорости. Если глинистые минералы являются основным цементирующим материалом обломочных частиц (базальный или контактный тип цементации), то эффект влияния глинистости на скорость иной. В этом случае влияние глины на скорость будет обусловлено, с одной стороны, увеличением общей пористости (пористость чистой породы — пористость глин), а с другой, увеличением сжимаемости пор породы, т. е. уменьшением упругости скелета.

Для оценки влияния первого типа распределения глины в породе на скорость воспользуемся уравнением (118). Предположим, что заполнитель представлен смесью глинистых включений и порового флюида.

Сжимаемость смеси $\beta_{см}$ можно оценить по уравнению Вуда

$$\frac{k'_п}{\beta_{см}} = \frac{k'_п - C_{гл}}{\beta_{ж}} + \frac{C_{гл}}{\beta_{гл}} \quad (119)$$

или

$$\frac{k_п + C_{гл}(1 - k_{п.гл})}{\beta_{см}} = \frac{k_п - C_{гл}k_{п.гл}}{\beta_{ж}} + \frac{C_{гл}}{\beta_{гл}}, \quad (119')$$

где $k_п$ — истинная пористость; $k'_п$ — пористость чистой породы; $k_{п.гл}$, $\beta_{гл}$ — пористость и сжимаемость глин.

Заменим в уравнении (118) значение сжимаемости заполнителя через сжимаемость глин и жидкости. Тогда

$$v_p^2 = \frac{3(1 - \mu/1 + \mu)}{\left\{ \beta_{т1}' + a \frac{\beta_{п}(1 - \eta) \left[a \frac{\beta_{ж}\beta_{гл}}{\beta_{гл}(k_п - C_{гл}k_{п.гл}) + C_{гл}\beta_{ж}} - \beta_{т} \right]}{\beta_{п}(1 - \eta) + a \frac{\beta_{ж}\beta_{гл}}{C_{гл}\beta_{ж} + (k_п - C_{гл}k_{п.гл})\beta_{гл}} - \beta_{т}} \right\}} \quad (120)$$

где $a = k_п + C_{гл}(1 - k_{п.гл})$.

Если глинистые частицы входят в состав скелета, в частности находятся на контактах обломочных частиц, то скорость может быть рассчитана по уравнению (118). В данном случае сжимаемость пор глинистой породы больше, чем чистой породы, что приводит к понижению значения v_p и относительно большому изменению скорости от давления.

Значения интервального времени Δt (обратная величина скорости), рассчитанные по уравнению (120) для песчано-глинистых пород как функция пористости и сжимаемости пор, приведены на рис. 70. Расчеты проводились при тех же значениях, что и для чистых пород. Сжимаемость глинистых включений

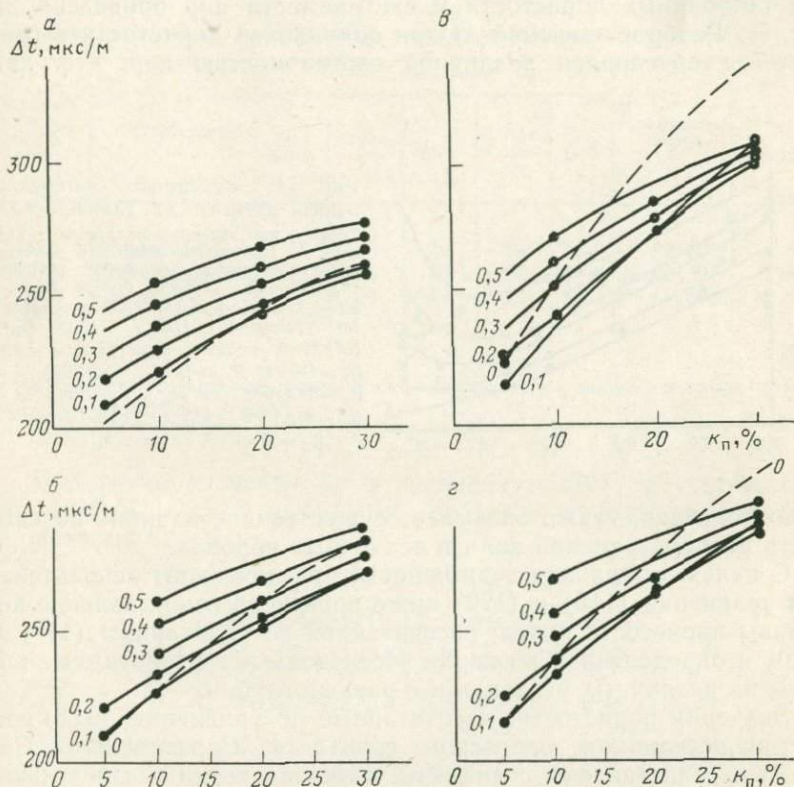


Рис. 70. Зависимость интервального времени от пористости и глинистости песчано-глинистых пород на различных глубинах.

а — при $H=4,0$ км; *б* — $H=3,25$ км; *в* — $H=2,50$ км; *г* — $H=1,75$ км. Шифр кривых — объемная глинистость. Пунктирная кривая рассчитана по уравнению среднего времени

принята равной 10×10^{-6} см²/кгс [41]. Как видно из приведенных данных, влияние глинистости типа заполнения пор на скорость для песчано-глинистых пород определяется не только диапазоном пористости, но и сжимаемостью пор. Поскольку сжимаемость пор характеризует жесткость (сцементированность) породы, то влияние глинистости на скорость обусловлена степенью сцементированности скелета породы и величиной нагрузки на него. Повышение содержания глинистых включений при высокой сжимаемости пор и низкой пористости пород приводит

к уменьшению скорости, тогда как при высокой пористости аналогичное содержание глинистости увеличивает скорость.

При незначительной сжимаемости пор (т. е. когда породы находятся при высоких давлениях) содержание глинистых включений в них уменьшает скорость по сравнению с чистыми породами. Зависимость интервального времени от глинистости при постоянных пористости и сжимаемости пор приведена на рис. 71. Разброс значений Δt при одинаковой пористости и глинистости обусловлен различной сжимаемостью пор, что, как

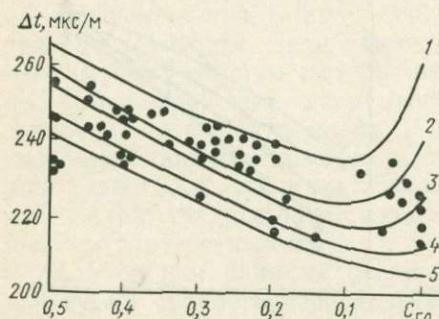


Рис. 71. Зависимость интервального времени от глинистости.

Точки — по экспериментальным данным А. Сармиенто [156] для песчано-глинистых пород мелового возраста ($k_p=10-12\%$, глубина отбора $H_{отб}=2,1-2,7$ км). Кривые 1-5 рассчитаны по уравнению (120): 1 — при $\beta_p=100 \times 10^{-6}$ см²/кгс, $k_p=13\%$; 2 — при $\beta_p=100 \times 10^{-6}$ см²/кгс, $k_p=10\%$; 3 — $\beta_p=50 \times 10^{-6}$ см²/кгс, $k_p=10\%$; 4 — $\beta_p=30 \times 10^{-6}$ см²/кгс, $k_p=10\%$; 5 — $\beta_p=20 \times 10^{-6}$ см²/кгс, $k_p=10\%$

было показано, также оказывает существенное влияние на скорость распространения волны в осадочных породах.

С целью выявления возможности практического использования уравнений (118) и (120) ниже проведено сопоставление величины пористости пород, рассчитанной по уравнениям (118) и (120) и определенной на керне. Исследовались разнотипные породы из различных регионов и с разных глубин.

Значения пористости, рассчитанные по уравнению (118) для чистых песчаников верейского горизонта Саратовского Поволжья, сопоставлены с данными изучения керна и с результатами расчетов по уравнениям среднего времени Ф. Гассмана, Дж. Нейфа и Ч. Дрейка. Из табл. 46 видно, что минимальное расхождение значений пористости наблюдается между керновыми данными и данными, рассчитанными по уравнению (118).

Сопоставление значений k_p , полученных при изучении керна и вычисленных по уравнению (120), приведено также для песчано-глинистых пород различного возраста, отобранных с различных глубин. По данным А. Сормиенто [156], песчаники мелового возраста из бассейна Вайоминг, залегающие на глубине 1,5—2,1 км, характеризуются пористостью 14—16%; для них среднее интервальное время равно 243 мкс/м. Коэффициент снижения [38, 156] для этих пород составляет 1,0—1,9, т. е. $C_{гл}=0 \div 0,1$. Согласно уравнению (46) сжимаемость пор для песчано-глинистых пород, отобранных с глубины 1,5—2,1 км,

$$\beta'_n = \frac{325 \cdot 10^{-6}}{1,5(1,5 + 0,6)} = 103 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс};$$

$$\beta'_n = \frac{325 \cdot 10^{-6}}{2,1(2,1 + 0,6)} = 57,5 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}.$$

Таблица 46

Значения пористости, рассчитанные по уравнениям разных авторов [19], %

Интервальное время, мс/м	Пористость	Уравнения					Анализ зерна	$\frac{\Delta k_n}{k_n}, \%$
		Гассмана	Козлова	Вилли	Нейфа и Дрейка	(118)		
262	Минимальная	8	15	19	19	14,0	15 (14,5)*	3,6**
320	Максимальная	15	24	30	27	24,8	25 (24,2)	2,4
282	Средняя	10	20	20	22	17,2	20 (19,4)	12,7

* В скобках — значения k_n после внесения поправки на дифференциальное давление глубины отбора.

** Относительная ошибка по сравнению с керном.

Подставив значения β_n в уравнение (120) с учетом $\Delta t = 243$ мс/м, $C_{гг} = 0$ и $C_{гг} = 0,1$, получим следующие значения пористости:

- 1) $k_n = 10,7\%$ ($H = 1,5$ км, $C_{гг} = 0$);
- 2) $k_n = 13,4\%$ ($H = 2,1$ км, $C_{гг} = 0$);
- 3) $k_n = 14,8\%$ ($H = 1,5$ км, $C_{гг} = 0,1$);
- 4) $k_n = 16,5\%$ ($H = 2,1$ км, $C_{гг} = 0,1$).

Аналогичные расчеты были выполнены для песчаников мелового возраста из бассейна Вайоминг с глубины 2,1—2,7 км и для песчаников эоценового возраста с глубины 3,0—3,6 км. Из табл. 47 следует, что различие между результатами по керну и расчетными данными не превышает 0,6—1,5%, т. е. уравнение обеспечивает оценку пористости с достаточной для практики точностью.

При интерпретации данных акустического каротажа, проведенного в 1964—1970 гг. в различных районах Узбекистана, И. В. Логинов использовал для песчано-глинистых отложений зависимость между v_p и k_n (рис. 72). Результаты сопоставления пористости по керну и акустическому каротажу показали, что уравнения Ф. Гассмана, Ю. В. Ризниченко и среднего времени не отвечают необходимой точности определения k_n для песчано-глинистых пород Узбекистана, в связи с чем И. В. Логинов и применил указанную выше зависимость. Максимальные ошиб-

ки определения пористости не превышают 15% [89]. Результаты, полученные с помощью зависимости $\Delta t = F(k_p)$ (см. рис. 72, 2) и по уравнению (120), хорошо совпадают при условии средней глубины $H_{ср} = 1,5$ км, $C_{гл} = 0,2$. Экспериментальные данные по керну не выходят за пределы расчетных кривых при $C_{гл} = 0,1$ и $C_{гл} = 0,3$. По литературным данным, песчано-глинистые

Таблица 47

Сопоставление значений пористости, полученных по данным керна и вычисленных по величинам скорости распространения продольной волны

Порода (район отбора)	Возраст	Глубина отбора, км	Интервальное время, мкс/м	Пористость по керну, %	Коэффициент сжимаемости, 10^{-10} см ² /кгс	Глинистость	Пористость по уравнению (120), %	Относительная погрешность, %
Песчаники (Маракайбо)	Эоцен	3,0—3,6	246	$\frac{20-22}{21}$	30—21,6	0	$\frac{17,6-21,4}{19,5}$	-7
						0,1	$\frac{20-22,0}{21,0}$	0
Песчаники (Вайоминг)	Мел	2,1—2,7	224	$\frac{10-12}{11,0}$	57,5—36,3	0	$\frac{9,8-11,0}{10,4}$	-54
						0,1	$\frac{11,5-12,5}{12,0}$	+9,1
	1,5—2,1	243	$\frac{14-16}{15}$	103—57,5	0	$\frac{10,7-13,4}{12,0}$	20	
					0,1	$\frac{14,8-16,5}{15,6}$	+4	

Примечание. В числителе — пределы изменения, в знаменателе — среднее значение.

отложения палеогена, мела и юры Ферганской долины относятся к двум группам коллекторов: к практически чистым с незначительным содержанием глинистого материала ($C_{гл} \approx 0,1$) и заглинизированным ($C_{гл} = 0,1-0,3$). Глубина их залегания колеблется от нескольких сотен метров до 2 км.

Таким образом, сравнение экспериментальных результатов с расчетными значениями показывает, с одной стороны, правильность выбора кривой зависимости $v_p = f(k_p)$ для практических расчетов, а с другой стороны возможность более детального расчленения пород по группам и выбора для каждой группы индивидуальной кривой.

Представляет интерес также сравнение результатов измерения скорости (интервального времени) по керну на установ-

ках высокого давления (в термодинамических условиях) со значениями Δt , рассчитанными по уравнению (120).

По данным Г. И. Петкевича и Т. З. Вербицкого [91], кварцевые песчаники с глинисто-карбонатным и карбонатным цементом из различных районов Предкавказья при давлениях, соответствующих глубине отбора, характеризуются скоростью от 3750 до 4860 м/с (табл. 48). По уравнению (120) нами были

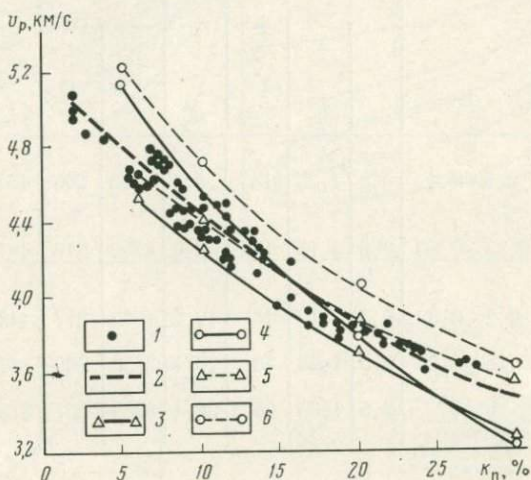


Рис. 72. Зависимость скорости распространения волн от коэффициента пористости для песчано-глинистых пород Узбекистана.

1 — экспериментальные данные И. В. Логинова; 2 — осредненные кривые И. В. Логинова, используемые при интерпретации; 3—6 — зависимости, рассчитанные по уравнению (120): 3 — $H=0,55$ км, $C_{гд}=0,3-0,4$; 4 — $H=1,55$ км, $C_{гд}=0,1$; 5 — $H=3,0$ км, $C_{гд}=0,3$; 6 — $H=3,0$ км, $C_{гд}=0,1$

рассчитаны значения скорости с учетом глубины отбора пород и их пористости (см. табл. 48). Расчетные данные хорошо совпадают с экспериментальными величинами.

При одинаковом минеральном составе пород ($\beta_T = \text{const}$) согласно (118) и (120) зависимость v_p от σ также должна определяться глубиной залегания пород. Приняв $\beta_T = \text{const}$, рассчитали зависимости v_p от плотности для чистых песчаников и известняков. Из рис. 73 следует, что зависимость v_p от σ не является однозначной. При одинаковой плотности породы даже одного минерального состава могут характеризоваться различной скоростью. Следовательно, известные соотношения между v_p и σ являются частными случаями для определенных термодинамических условий.

Скорости распространения поперечных волн v_s согласно современным теоретическим представлениям не зависят от коэффициента пористости горных пород. Они определяются деформацией сдвига или жесткостью твердой фазы породы.

Сопоставление значений интервального времени для кварцевых песчаников с разным цементом, рассчитанных по уравнению (120) и полученных экспериментальным путем [91]

Цемент	$C_{ГЛ}$	η	$H_{отб. км}$	$\beta_{П} \cdot 10^6, см^2/кгс$	$k_{П}, \%$	Экспериментальные данные		Данные расчета по (120)		Относительная погрешность, %
						$v_p, м/с$	$\Delta t, мкс/м$	$v_p, м/с$	$\Delta t, мкс/м$	
Глинисто-карбонатный	0,3—0,4	0,8	1,25	113	5,4	4800	206	4540	220	+16,8
Глауконито-карбонатный	0,23—0,30	0,5	3,16	14	9,0	4750	210	4810	208	-0,9
Карбонатный	0,2—0,3	0,5	3,12	14	12,2	4600	217	4480	223	+2,8
Карбонатный	0,15—0,20	0,5	1,25	70	19,1	3850	260	3870	258	-0,8
Кварцевый	0,15	0,5	1,30	65,5	22,4	3750	267	3730	268	+0,4

В литературе описаны экспериментальные работы о связи скорости распространения поперечных волн от пористости. В работе [164] приведены зависимости между v_p и v_s и пористостью водонасыщенных осадочных пород при давлении 420—700 кгс/см² (рис. 74). Значения v_s получены методом измерения критического угла. Осредняющая кривая для v_s рассчитывалась по значению v_p и при условии $\mu=0,25$.

Если имеется достаточное количество экспериментальных данных, то на основании зависимостей между скоростями v_p и v_s и $k_{п}$, найденных по методу наименьших квадратов, можно определить зависимость между коэффициентом Пуассона и пористостью в зависимости от пористости. Как видно на рис. 74, коэффициент Пуассона изменяется с пористостью, однако незначительно — приблизительно от 0,19 при нулевой пористости до 0,27 при $k_{п}=35\%$.

В работе Г. И. Петкевича [90] приведены эмпирические уравнения зависимости v_p и v_s от пористости, измеренные в насыщенных керосином образцах слабоглинистых песчаников Прикарпатья при различных давлениях (см. рис. 74). На основании этих данных также получено повышение коэффициента Пуассона с увеличением пористости пород.

Таким образом, из приведенных данных следует, что чувствительность v_s к изменению пористости в песчаниках в 2,0—

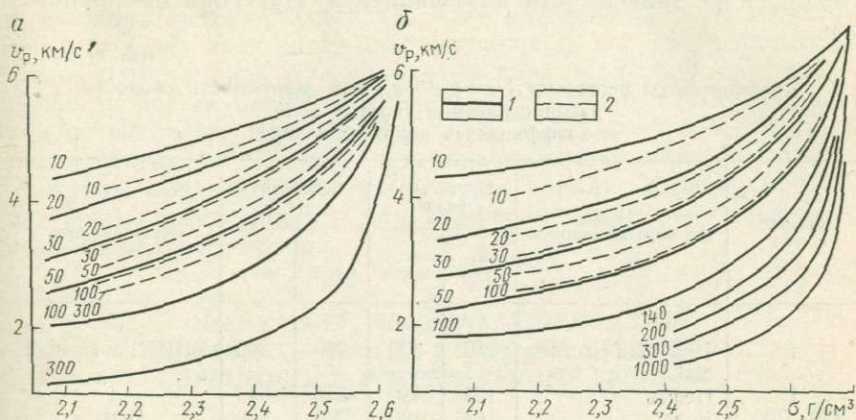


Рис. 73. Зависимость скорости распространения волн от плотности.

a — для чистых песчаников; *b* — для карбонатных пород; 1 — газонасыщенные, 2 — водонасыщенные. Шифр кривых — сжимаемость пор в $10^{-6} \text{ см}^2/\text{кгс}$

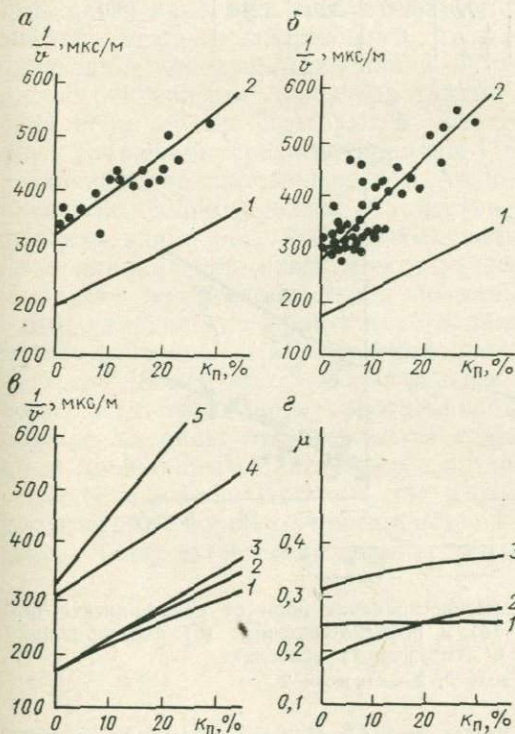


Рис. 74. Зависимость акустических параметров от коэффициента пористости для водонасыщенных осадочных пород при высоких давлениях.

a — по данным А. Грегори [35]: 1 — волны P, 2 — волны S; *b* — по данным М. Вилли и др. [164]: 1 — волны P, 2 — волны S; *v* — по данным Г. И. Петкевича и Т. З. Вербицкого [91]: 1, 2, 3 — волны P при эффективном давлении соответственно 100, 200 и 300 кгс/см², 4, 5 — то же, при эффективном давлении 200–800 кгс/см²; *z* — коэффициент Пуассона при различной пористости, рассчитанный по измерениям А. Грегори (1), М. Вилли и др. (2); Г. И. Петкевича и Т. З. Вербицкого [91] (3)

2,5 раза превышает чувствительность v_p . При высоких давлениях величина этого отношения уменьшается, что приводит к уменьшению зависимости коэффициента Пуассона от пористости.

Таблица 49

Коэффициенты регрессии $1/v = a + b k_{п}$ для зависимости скорости распространения упругих волн от коэффициента пористости вида

Давление, кгс/см ²	Тип порозаполнителя	Продольная волна		Поперечная волна		Исследователи
		a, мкс/м	b, мкс/м	a, мкс/м	b, мкс/м	
1	10%-ный раствор NaCl	233	300	380	803	ВНИИГеофизика [164] [164] [89]
1	Нефть	198	480	365	643	
470—700	Вода	168	490	290	850	
410—700	Вода	170	480	275	980	
200	Керосин	172	490	325	1210	

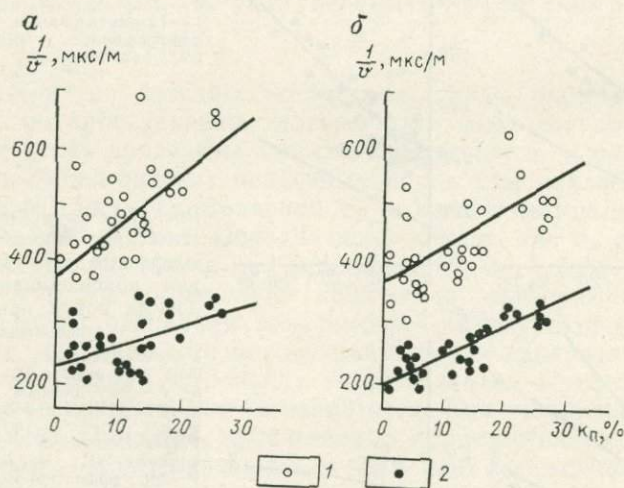


Рис. 75. Зависимость скорости распространения волн от коэффициента пористости для водонасыщенных (а) и нефтенасыщенных (б) песчано-глинистых пород в атмосферных условиях.
1 — для волн P; 2 — для волн S

На рис. 75 приведены измеренные нами v_p и v_s в образцах песчаников и алевролитов, насыщенных 2н. раствором NaCl и нефтью. В табл. 49 суммированы коэффициенты регрессии для зависимости скоростей распространения упругих волн от порис-

тости, полученные методом наименьших квадратов. В атмосферных условиях зависимость v_p и v_s в водонасыщенных песчано-глинистых породах от пористости более значительная, чем в условиях высоких давлений. Чувствительность v_s к пористости в 2,7 раза превышает чувствительность v_p . Для нефтенасыщенных песчаников и алевролитов характерно меньшее изменение скоростей распространения волн от пористости, чем для водонасыщенных пород. Отношение v_p/v_s для нефтенасыщенных пород составляет 1,7, а для водонасыщенных пород — 2,0.

Таким образом, отношение v_p/v_s наряду с зависимостью $v_p = f(k_p)$ может служить для дифференциации газо-, нефте- и водонасыщенных пород.

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПО ПАРАМЕТРУ ПОРИСТОСТИ И ИНТЕРВАЛЬНОМУ ВРЕМЕНИ

Комплексная интерпретация данных электрического и акустического каротажа требует поисков петрофизических зависимостей между измеряемыми геофизическими параметрами (электрическое сопротивление и интервальное время) и литолого-структурными характеристиками пород-коллекторов. Для этой цели обычно пользуются методом совместного решения двух уравнений: среднего времени [163] для скорости распространения продольной волны и Арчи-Дахнова [38] для электрического сопротивления. Совместное их решение позволило выявить для пород, насыщенных водными растворами солей, пропорциональную связь между указанными параметрами. Однако для терригенных пород по данной методике не удалось найти удобное для практического применения уравнение связи между изучаемыми параметрами для оценки коэффициента пористости. Более того, рассматриваемая связь при постоянной пористости пород носит противоположный характер, т. е. породы с высоким относительным сопротивлением характеризуются пониженными значениями интервального времени.

Если породу представить как изотропную однородную среду с геометрией порового пространства согласно рис. 76, то, пользуясь обозначениями на данном рисунке, можно записать

$$L = b_1 n_1, \quad (121)$$

$$l_1 = x_1 n_1, \quad (122)$$

$$x_1^2 = a^2 + b_1^2, \quad (123)$$

где L — длина образца; $2b_1$ — период канала; x_1 — единичная длина канала; n_1 — среднее число пересечений поровых каналов по длине образца L в направлении AB ; a — высота порового канала; l — общая длина канала.

Нетрудно показать, что при одинаковой пористости пород ($k_{n_1} = k_{n_2}$) число пересечений поровых каналов n будет определяться диаметром канала r . Если выбрать аналогичную модель породы с пористостью $k_{n_1} = k_{n_2}$, но с диаметром порового канала $2r_1 \neq 2r_2$, можно записать

$$l_2 = l_1 \left(\frac{r_1}{r_2} \right)^2 = x_2 n_2; \quad (124)$$

$$L = b_2 n_2; \quad (125)$$

$$x_2^2 = a^2 + b_2^2. \quad (126)$$

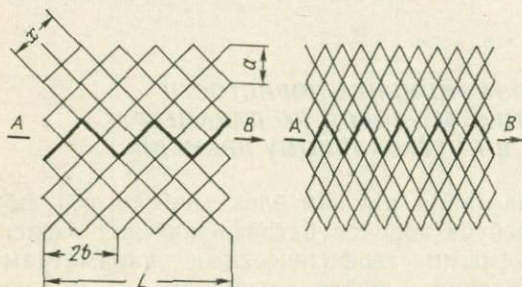


Рис. 76. Гипотетические модели поровых каналов сцементированных осадочных пород

Поскольку $b_1 n_1 = b_2 n_2$, то

$$n_1^2 \left[\left(\frac{l_1}{n_1} \right)^2 - a^2 \right] = n_2^2 \left[\left(\frac{l_2}{n_2} \right)^2 - a^2 \right] \quad (127)$$

или

$$\left(\frac{n_2}{n_1} \right)^2 = 1 + \left(\frac{l_1}{n_1 a_1} \right)^2 \left[\left(\frac{r_1}{r_2} \right)^4 - 1 \right]. \quad (128)$$

Из уравнения (128) следует, что число пересечений поровых каналов будет значительно увеличиваться с уменьшением их диаметров.

Если принять $l_1/n_1 a_1 = 1$, то

$$\frac{n_2}{n_1} = \left(\frac{r_1}{r_2} \right)^2. \quad (129)$$

Увеличение числа пересечений поровых каналов по длине образца будет отражаться как на значении времени распространения упругой продольной волны, так и на величине удельного электрического сопротивления. Как известно, уменьшение диаметра порового канала при постоянстве коэффициента пористости приводит к увеличению электрического сопротивления породы. Между тем с увеличением числа пересечений поровых каналов n , обусловленным уменьшением диаметра канала, связано снижение скорости распространения упругой продольной волны, т. е. увеличение интервального времени Δt . В действительности согласно [41] сжимаемость единичной трещины об-

ратно пропорциональна ее раскрытости. Следовательно, уменьшение диаметра канала, обуславливающее увеличение числа этих каналов на единицу длины породы (при условии $k_n = \text{const}$), должно сопровождаться повышением сжимаемости пор породы. В последнем случае имеет место уменьшение скорости распространения упругой продольной волны [1].

Таким образом, породы при постоянной пористости могут характеризоваться низкими значениями скорости распространения упругой волны при значительной величине удельного электрического сопротивления. Исходя из этого, при поисках вида за-

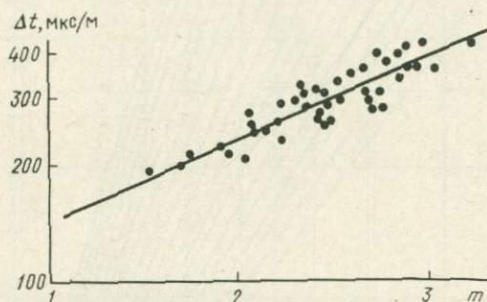


Рис. 77. Зависимость интервального времени от структурного показателя для цементированных песчано-глинистых пород.

висимости интервального времени от параметра пористости водонасыщенной породы необходимо исходить из вероятной обратной пропорциональности, что отличается от выводов, вытекающих из совместного решения уравнения среднего времени и уравнения Арчи—Дахнова. При корреляции интервального времени с величиной параметра пористости последний был рассчитан по формуле (97).

На рис. 77 показано сопоставление структурного показателя m и интервального времени Δt для песчано-глинистых пород из различных районов Советского Союза (Южный Мангышлак, Терско-Кумская область, Рязано-Саратовская впадина). Как видно, между структурным показателем и интервальным временем существует четкая корреляционная связь, которая может быть выражена следующим уравнением:

$$\lg \Delta t = 0,21m + 1,96. \quad (130)$$

Следует отметить, что данная зависимость получена для цементированных песчано-глинистых пород и непригодна для рыхлых и слабосцементированных отложений.

Используя уравнения (97) и (130), можно получить связь между параметром пористости, интервальным временем и коэффициентом пористости (рис. 78). Анализ показал, что породы при одинаковой пористости обладают тем большими зна-

чениями интервального времени, чем больше параметр пористости. Это согласуется с нашими выводами о том, что увеличение числа пересечений поровых каналов должно приводить к

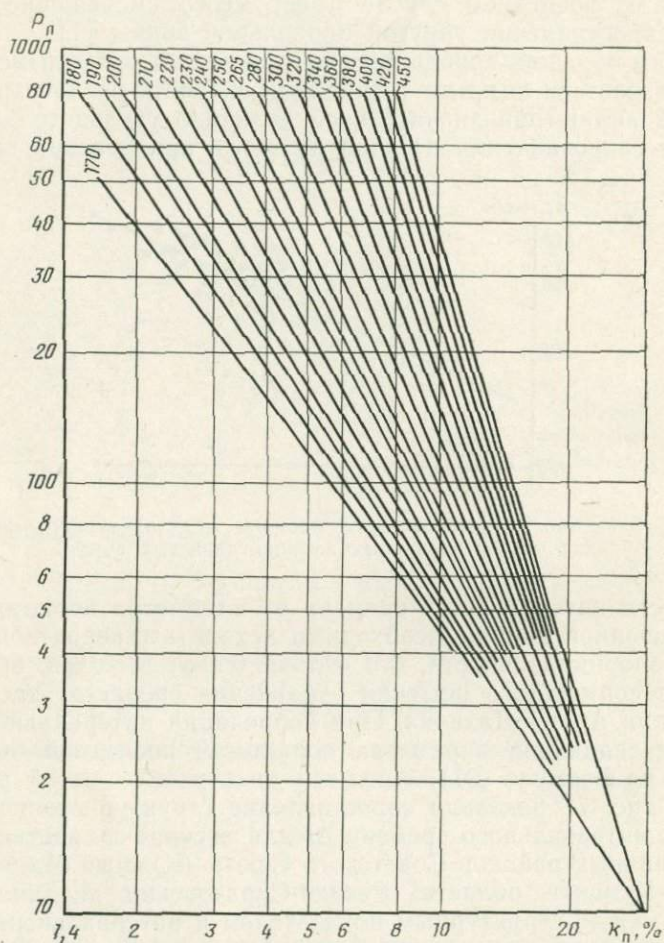


Рис. 78. Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для цементированных песчано-глинистых пород.
Шифр кривых — значения интервального времени в мкс/м

увеличению как параметра пористости, так и интервального времени. Следовательно, при одинаковой пористости пород уменьшение диаметра порового канала удлинит его и увеличивает вероятность пересечения упругой волны с поровым каналом, т. е. увеличивается доля порового объема, находящегося на пути распространения волны.

Сопоставление значений пористости, полученных разными способами

Параметр пористости	Интервальное время, мкс/м	Коэффициент пористости, %		Δk_p
		По ядру	По палетке	
Северо-германская впадина				
125	238	6,7	7,7	+1,0
179	241	6,7	6,7	0
168	206	6,0	5,7	-0,3
15,4	434	25,8	25,2	-0,6
22,0	416	23,5	22,3	-1,2
22,8	289	19,0	20,0	+1,0
16,8	505	24,3	24,8	+0,5
19,5	279	22,7	21,6	-1,1
21,9	274	21,6	20,5	-1,1
20,3	422	24,4	23,0	-1,4
22	416	23,5	22,4	-1,1
				±0,84
Южный Мангышлак				
39,5	364	18,6	17,8	-0,8
37,8	394	18,0	18,3	+0,3
33,3	400	18,9	19,2	+0,3
31,8	369	18,7	19,1	+0,4
33,3	352	17,9	18,5	+0,6
				±0,48
Хапчагайский мегавал				
293	237	4,4	5,2	+0,8
419	200	3,2	3,4	+0,2
282	229	5,1	4,8	-0,3
329	220	3,1	4,2	+1,1
				±0,6
Западная Сибирь [42]				
230	219	6,4	5,0	-1,1
105	241	8,7	8,7	0
115	250	9,3	8,8	-0,5
56	256	11,4	12,1	+0,7
45	269	14,8	14,5	-0,3
15,3	287	21,8	23,6	+1,8
14,7	289	22,8	24,2	+1,4
17,6	279	20,6	22,2	+1,6
19,3	284	19,5	21,2	+1,7
27,6	262	16,9	17,4	+0,5
39,6	255	15,9	14,7	-1,2
42,6	264	13,8	14,3	+0,5
				±0,96

Приведенную на рис. 78 палетку можно применять для определения коэффициента пористости k_p сцементированных песчано-глинистых пород по известным значениям P_n и Δt . Использование полученной связи параметра пористости и интервального времени с коэффициентом пористости исключает необходимость выяснения характера зависимости параметра пористости от коэффициента пористости по данным керна, оценки структурного показателя в уравнении Арчи—Дахнова, оценки интервального времени в скелете породы, интервального времени в жидкости, термодинамических условий залегания пород при расчете коэффициента пористости по уравнению среднего времени и др. Одной из положительных сторон данного метода является то, что для определения пористости пород нет необходимости в проведении довольно большого объема исследований с керном. Отдельные измерения на образцах керна необходимы лишь для оценки точности определения k_p с помощью палетки. Для оценки пригодности полученной зависимости между P_n и k_p для практического использования проведено сопоставление значений коэффициента пористости, определенных по керну и с помощью палетки (табл. 50). Эти данные не были использованы при построении палетки, что дает возможность оценить ее пригодность.

Для нефтяных месторождений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба сопоставлены значения k_p , определенные по палетке и полученные Стрыйской промыслово-геофизической экспедицией (М. А. Калинин, В. А. Клибанец, 1970 г.) по результатам геофизических исследований скважин (табл. 51).

Таблица 51

Сопоставление значений коэффициента пористости, полученных по геофизическим данным и по палетке

Параметр пористости	Интервальное время, мкс/м	Коэффициент пористости, %		Δk_p
		По геофизическим данным	По палетке	
12,0	343	29,0	27,3	-1,7
18,5	343	23,0	23,0	0
12,5	343	28,5	26,8	-1,7
21,0	328	21	21,5	+0,5
54	256	12,5	12,6	+0,1
51	260	13,8	13,0	+0,2
45	260	13,6	13,8	+0,2
51	250	12,8	12,8	0
64,5	250	11,5	11,5	0
110	236	9,0	8,5	-0,5
98	240	9,5	9,3	-0,2
33,3	260	15,6	16,2	+0,6
33,3	250	15,6	15,6	0
110	240	9,0	8,5	-0,5

Таким образом, полученная связь между относительным сопротивлением, интервальным временем и коэффициентом пористости может найти практическое применение — для определения величины пористости цементированных песчано-глинистых пород по данным электрических и акустических исследований скважин.

ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ АКУСТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД, НАСЫЩЕННЫХ РАЗЛИЧНЫМИ ФЛЮИДАМИ

Усовершенствование геолого-геофизических основ геофизических методов разделения структур по типу насыщающих флюидов (нефть, вода, газ) тесно связано с изучением различных физических параметров пород, обусловленных этими флюидами [15, 72, 84]. В главе I было показано, что минеральный состав породы и ее структура под действием насыщающих флюидов претерпевают различные изменения. Нефтеносные коллекторы в меньшей степени подвергаются эпигенетическим изменениям, чем водонасыщенные.

Указанный процесс более всего проявляется в зонах водо-нефтяного контакта и, естественно, определяется термодинамической обстановкой среды. К сожалению, моделировать процесс эпигенетического изменения пород в различных термодинамических условиях нет возможности, поэтому различия свойств пород, вызванные типом флюида, можно установить лишь путем сравнения характеристик пород, отобранных из различных частей геологической структуры. В лабораторных условиях это определяется с помощью замещения в порах породы флюида в условиях давлений и температур.

Степень влияния флюида, насыщающего поры и микротрещины породы, зависит от его свойств (сжимаемости, плотности, вязкости), свойств твердой фазы породы и упругости скелета. Насыщение порового пространства смачивающей жидкостью, химически не взаимодействующей с твердой фазой, увеличивает объемную упругость пористой системы и, следовательно, приводит к повышению скорости распространения продольных волн. При химическом взаимодействии жидкости с породообразующими минералами и цементом или физико-химическими процессами на поверхности раздела двух фаз скорость может как увеличиваться, так и уменьшаться.

При насыщении пород растворами NaCl, машинным маслом, нефтью, керосином, которые не вызывают размокание и потерю связности глинистого вещества в породе, скорость повышается от 5—10% до 100—120% [90, 130, 138]. Наибольший эффект при насыщении наблюдается в песчаниках и алевролитах с глинистым или карбонатным цементом. При насыщении раствором

NaCl, нефтью и керосином глины и известняков повышение скорости достигло 30%.

Насыщение глин и глинистых песчаников дистиллированной водой часто приводит к разбуханию глинистых минералов, потере связности породы и к уменьшению скорости распространения волн до 50%.

Так как влияние насыщающей жидкости на скорость связано с поровым объемом породы, то количественно эффект насыщения определяется коэффициентом пористости. Согласно тео-

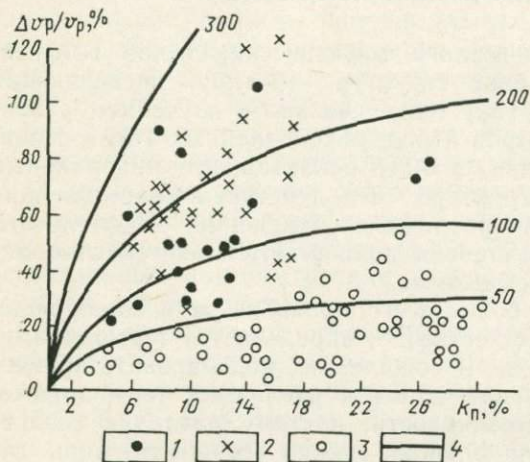


Рис. 79. Относительное увеличение скорости распространения упругих продольных волн в песчаниках и алевролитах при их насыщении 2 н. раствором NaCl в зависимости от коэффициента пористости и состава цемента.

1, 2, 3 — цемент соответственно глинисто-слюдистый, глинисто-карбонатный, опаловый и кремнистый; 4 — расчет по уравнению (118). Шифр кривых — значение сжимаемости пор в 10^{-6} см²/кгс

рии пористых сред и экспериментам на дырчатых и зернистых средах влияние жидкости на скорость значительно увеличивается с повышением пористости. Как видно на рис. 79, наибольший эффект при насыщении характерен для высокопористых песчаников и алевролитов с глинистым и карбонатным цементом, т. е. для пород с наибольшей сжимаемостью. В кварцевых песчаниках и алевролитах, не содержащих глинистые или карбонатные примеси, в области низкой пористости эффект насыщения мал (5—10%).

Согласно данным теоретических исследований, скорость распространения поперечных волн мало зависит от типа флюида и пористости, а в большей степени отражает свойства скелета (свойства твердой фазы и степень связанности). Заполнитель пор изменяет среднюю плотность среды, в связи с чем v_s в газонасыщенных породах больше, чем в водонасыщенных. Например, согласно теоретическим расчетам [66] скорость в песчанике, насыщенном метаном, на 70 м/с (4%) больше, чем в водонасыщенном. Аналогично в нефтенасыщенных песчаниках v_s больше, чем в водонасыщенных. Разность значений v_s составляет менее 1%. Таким образом, эффект смены флюида для

скоростей v_s меньше, чем для v_p , и имеет противоположный знак (рис. 80). При высоких ультразвуковых частотах значения v_s одинаковы для водо- и нефтенасыщенных песчаников и практически равны скорости распространения поперечных волн в сухой породе.

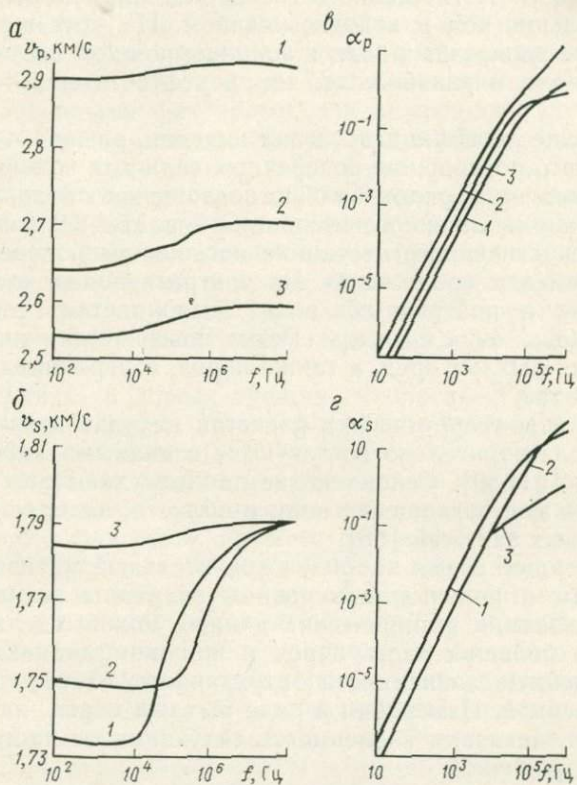


Рис. 80. Зависимость акустических параметров от частоты [66].

a — скорость распространения продольных волн; b — то же, поперечных волн; v — коэффициент поглощения продольных волн; z — то же, поперечных волн. 1, 2, 3 — водо-, нефтенасыщенные и газонасыщенные породы

По экспериментальным данным [147], v_s в образцах песчаников, насыщенных водой, керосином и машинным маслом, на 5—10% меньше, чем в сухих породах. При насыщении тех же песчаников жидкостью v_p увеличивается до 20%. Для исследованных высокопористых песчаников v_p/v_s повышается от 1,4—1,5 в сухих породах до 1,7—1,8 в породах, насыщенных керосином и водой.

Результаты расчетов коэффициента поглощения продольных и поперечных волн для нефте-, водо- и метанонасыщенных песчаников приведены на рис. 80. На сейсмических частотах для

продольных и поперечных волн выполняются следующие соотношения поглощения водонасыщенными, нефтенасыщенными и метанонасыщенными породами: $\alpha_{PВ} < \alpha_{PН} < \alpha_{PМ}$, $\alpha_{SН} = \alpha_{SМ} < \alpha_{SВ}$. На малых глубинах поглощение продольных волн в нефтенасыщенном песчанике приблизительно в 100 раз больше, чем в водонасыщенном. Поглощение в газонасыщенном песчанике в 2—3 раза больше, чем в водонасыщенном. На этих же глубинах поглощение поперечных волн в водонасыщенном песчанике приблизительно в 6 раз больше, чем в нефте- и метанонасыщенном.

Сравнение коэффициентов поглощения разных типов волн показало, что поглощение поперечных волн для водонасыщенного песчаника на порядок больше поглощения продольных волн, а для метанонасыщенного песчаника — в 1,5—2,0 раза больше. Для нефтенасыщенного песчаника поглощение поперечных волн меньше, чем для продольных. На ультразвуковых частотах для продольных и поперечных волн выполняется соотношение $\alpha_{PМ} < \alpha_{PВ} < \alpha_{PН}$, $\alpha_{SМ} < \alpha_{SВ} < \alpha_{SН}$. Резко повышается коэффициент поглощения рыхлых сред, а также пород, содержащих в флюиде свободный газ.

Результаты теоретических расчетов на ультразвуковых частотах удовлетворительно согласуются с данными лабораторных измерений [31, 89]. Сейсмические данные указывают на значительно большее поглощение волн в области, находящейся ниже газонефтяных залежей [66].

В настоящее время накоплен значительный материал по лабораторным и полевым измерениям величины затухания волны. На основании эмпирических данных можно сделать заключение, что большая часть пород в широком диапазоне частот имеет линейную зависимость затухания от частоты или близкую к линейной. Измерения в ряде рыхлых пород, насыщенных жидкостью, показали зависимость затухания от частоты, близкую к квадратичной.

Рассмотрим некоторые зависимости затухания волн от свойств среды, полученные экспериментальным путем. Минералогический состав зерен оказывает на затухание малое влияние по сравнению с другими факторами. Влияние литологического состава на величину поглощения определяется степенью уплотненности породы. Наибольшим затуханием волны при измерениях на одних и тех же частотах характеризуются рыхлые породы, наименьшим — плотные осадочные, изверженные и метаморфические породы. В песчаных коллекторах поглощение практически не зависит от пористости.

Экспериментальные исследования показали, что для песчаного коллектора пористостью 20% величины поглощения волн Р и S в зависимости от типа флюида могут различаться в 2—5 раз. Дифференциация различно насыщенных коллекторов практически не зависит от минерализации воды.

Поглощение упругих волн значительно возрастает в неуплотненных рыхлых средах, а также при ухудшении сцементированности, уменьшении жесткости скелета породы [31]. В ультразвуковом диапазоне нефтенасыщенные пески характеризуются поглощением волн в 3 раза большим, чем водонасыщенные, а газонасыщенные — в 10 раз большим.

Анализ результатов лабораторных исследований показывает, что коэффициент затухания продольной волны практически не зависит от пористости породы при изменении ее в пределах 3—25%. Основными факторами, определяющими затухание упругих колебаний, являются степень цементированности и размер зерен, тип заполнителя пор, трещиноватость, глинистость, литологический состав породы. Так, водонасыщенные малоглинистые плотные кварцевые песчаники, а также чистые глины характеризуются низкими значениями коэффициента поглощения. Уменьшение количества цементирующего вещества и цементированности зерен, а также увеличение неоднородности породы служат причиной повышенного затухания в ней упругих колебаний.

Присутствие в породе трещин и прослоек глинистого вещества, а также нефти и газа в поровом пространстве обуславливает более значительное затухание.

Таким образом, для цементированных горных пород изменение коэффициентов поглощения при переходе от одного типа насыщающего флюида к другому составляет несколько десятков или сотен процентов, тогда как величина изменения скоростей распространения волн — несколько процентов. Это свидетельствует о большей перспективности определения насыщенности коллекторов по параметрам затухания обеих волн, чем по их скоростным параметрам. Наименьшее затухание поперечной волны наблюдается в газонасыщенных коллекторах, наибольшее — в водонасыщенных и промежуточное — в нефтенасыщенных. Для продольной волны данный параметр изменяется в обратном порядке. По абсолютной величине затухания поперечных волн в пористой среде больше затухания продольных волн. Следовательно, отношение α_s/α_p увеличивается при переходе от газонасыщенных пород к нефте- и водонасыщенным.

Механизм распространения упругих волн в трещинных и кавернозных средах отличается от механизма, характерного для пористых сред. В трещинных и кавернозных средах обе волны значительно ослабевают, причем поперечная сильнее. Затухание обеих волн в кавернозных средах значительно и примерно одного порядка. Затухание поперечных волн в трещинах преобладает над затуханием продольных волн.

В главе III было показано, что различие пород по скоростям распространения продольных волн в зависимости от типа порозаполнителя с ростом давления уменьшается, тогда как повышение температуры, напротив, увеличивает это различие,

причем наибольшее влияние насыщающего флюида установлено для неплотных пород.

Для дифференциации пород по насыщенному флюиду в различных термодинамических условиях изучено одновременное влияние на скорость распространения продольных волн всестороннего давления, пластового давления и температуры, соответствующих различным глубинам. Для идентификации условий эксперимента независимо от литологического типа породы и района отбора было принято единое соотношение между глу-

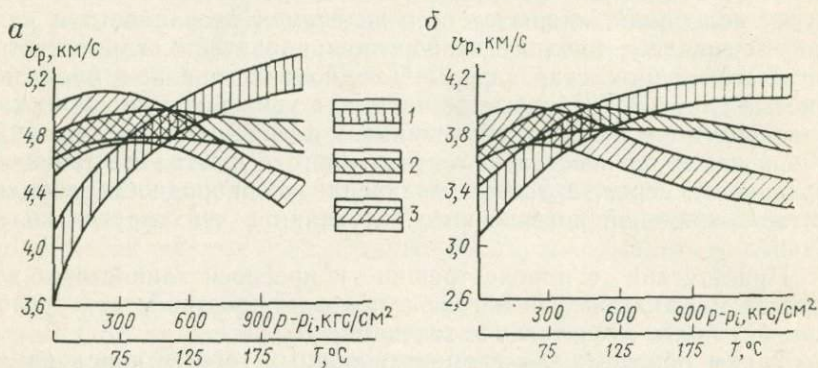


Рис. 81. Скорости распространения продольных волн в газонасыщенных (1), водонасыщенных (2) и нефтенасыщенных (3) осадочных породах при одновременном воздействии всестороннего давления, порового давления и температуры.

а — алевролит карбонатный; *б* — кварцевый алевролит с серицит-гидрофлюидным цементом

биной, всесторонним давлением, пластовым давлением и температурой (табл. 10).

Были изучены песчано-глинистые и карбонатные породы, насыщенные минеральной водой (2н. раствор NaCl, нефть и газ). Согласно полученным данным на глубине до 3—4 км для сцементированных осадочных пород различие скоростей, обусловленное типом флюида, уменьшается. В этом интервале глубин основное влияние на скорость оказывает эффективное давление. В термодинамических условиях, соответствующих глубине 2 км, различие скоростей в водонасыщенных и газонасыщенных песчаниках и известняках не превышает 5—10%. Эти цифры согласуются с данными ряда исследований, проводившихся в условиях эффективного давления 200—300 кг/см² [90].

Следует заметить, что в несцементированных песчаных коллекторах [158] при повышении давления и температуры до значений, соответствующих глубине 2—3 км, различие скоростей в водонасыщенных и газонасыщенных породах, наоборот, увеличивается до 10—25%.

При высоких давлениях и температурах на глубине 3—7 км

различие скоростей по насыщающему флюиду определяется в основном эффектом влияния температуры. В этих условиях для сцементированных пород наблюдается в ряде случаев инверсия различий скоростей, т. е. в газонасыщенных породах v_p оказываются выше, чем в водонасыщенных. Совместное влияние давления и температуры может привести к изменению соотношения скоростей в газо-, водо- и нефтенасыщенных породах (рис. 81).

Как показывают эксперименты и расчеты по теории Био-Николаевского, наибольшее различие скоростей, обусловленное типом флюида, наблюдается в слабосцементированных песчаниках, содержащих глинистое или карбонатное вещество.

Приведенные выше данные характеризуют предельную насыщенность пород, т. е. когда поровое пространство породы заполнено полностью газом, водой или нефтью. Между тем в природных условиях поровый заполнитель представляет собой двухфазную среду, т. е. смесь жидкости и газа. При этом следует различать два состояния газовой среды в породах; газ полностью растворен в жидкости, газовая фаза занимает только часть объема пор. При одинаковом содержании газа в породе скорость распространения волн определяется перечисленными состояниями газа в порах. Согласно теории Био-Николаевского существенных изменений скорости не наблюдается в условиях, когда газ полностью растворен в поровой жидкости. В табл. 52 приведены значения v_p для газонасыщенных и водонасыщенных песчаников месторождения Узень (Южный Мангышлак). В поровую жидкость нагнетался воздух, количество растворенного газа Q изменялось с 0,8 до 2,5 м³/м³. При этом существенных изменений значения v_p не наблюдалось.

Более заметное изменение скорости v_p в водогазонасыщенных породах происходит тогда, когда газ находится в свободном состоянии. В пластовых условиях ($p=400$ кгс/см², $p_i=150$ кгс/см², $T=120^\circ\text{C}$) при уменьшении водонасыщенности от 100 до 80—90% (т. е. свободный газ занимает 10—20% порового объема) скорость уменьшается более чем на 200—300 м/с. Дальнейшее понижение водонасыщенности до 10—20% не приводит к существенному изменению скорости. При увеличении коэффициента водонасыщенности от 0 до 10—20% скорость также увеличивается. Таким образом, при высоких давлениях и температурах наличие свободного газа в порах меньше влияет на скорость v_p , чем в атмосферных условиях.

Рассмотренные выше результаты при замене флюида газом получены при нескольких циклах нагружения. Проводились также исследования по замещению воды газом на одном образце непосредственно в термодинамических условиях, соответствующих определенной глубине залегания породы. Изучались песчаные коллекторы из газонефтяных месторождений Якутии и Мангышлака (табл. 53). Из приведенных данных следует, что наиболее чувствительным индикатором образования газовой

Значения скоростей распространения волн
в газонасыщенных и водогазонасыщенных песчаниках
при различных эффективных давлениях (газ полностью растворен в воде)

Коэф- фици- ент пори- стости, %	Газонасыщенные песчаники			Водогазонасыщенные песчаники				Δv_p
	$(p-p_i)$, кгс/см ²	p_i , кгс/см ²	v_p , м/с	$(p-p_i)$, кгс/см ²	p_i , кгс/см ²	Q , м ³ /м ³	v_p , м/с	
11,5	225	0	3460	225	50	1,20	3540	80
	275	0	3560	275	100	1,95	3600	40
	325	0	3630	325	150	2,60	3660	+30
17,2	225	0	3540	225	50	1,20	3780	240
	275	0	3600	275	100	1,85	3840	240
	326	0	3650	325	150	2,60	3850	210
13,0	325	0	3600	325	50	1,20	3900	300
	275	0	3500	275	100	1,95	3760	260

фазы в пористых средах является удельное электрическое сопротивление. Так, в песчаниках пористостью 15% замещение 2н. раствора NaCl газом при $p=500$ кгс/см² и $T=150^\circ\text{C}$ приводит к увеличению электрического сопротивления в 30—40 раз, а при $p=50$ кгс/см² и $T=150^\circ\text{C}$ — в 200—600 раз. Эффект замены раствора газом значительно уменьшается в низкопористых породах при высоком всестороннем давлении. Скорость распространения продольных волн в газонасыщенных породах на 2—5% меньше, чем в водонасыщенных ($p=500$ кгс/см²), и только при уменьшении всестороннего давления до 50 кгс/см² это различие составляет 10%. Затухание продольных волн при газонасыщении изменяется менее регулярно, хотя для ряда образцов установлено уменьшение амплитуды первого вступления на 2—5%. При фильтрации в пластовых условиях через водонасыщенный образец 10 поровых объемов нефти ($k_n=50-60\%$) удельное электрическое сопротивление повышается в 2—8 раз (рис. 82). Наибольшее изменение установлено для пород пористостью 20—25%. Скорость распространения продольных волн при нефтенасыщении в пластовых условиях уменьшается на 2—5%. Изменения затухания продольных волн при нефтезамещении в пластовых условиях нерегулярны и малы, хотя для ряда пород амплитуда первого вступления уменьшается на 10—20%.

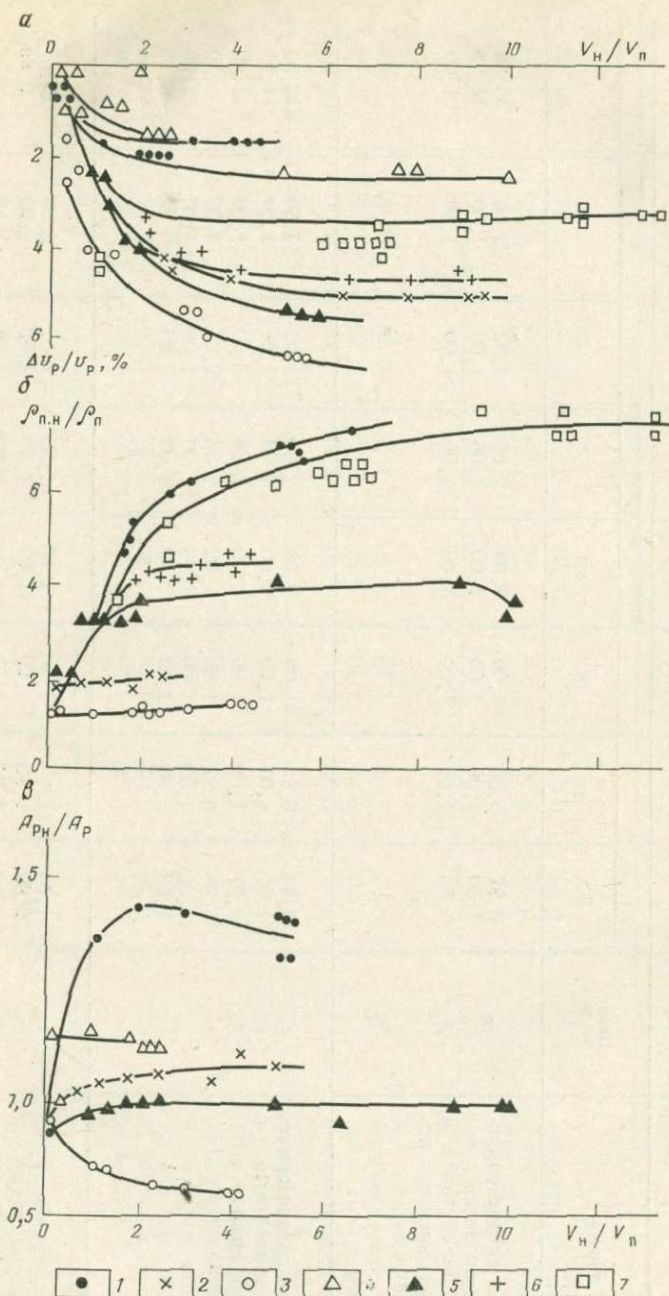


Рис. 82. Зависимость v_p (а), ρ_p (б) и A_p (в) от отношения объема профильтрованной нефти V_n к объему пор V_p водонасыщенных песчаников при $\rho = 500$ кгс/см², $p_i = 200$ кгс/см² и $T = 75^\circ$ С.
 Коэффициенты пористости: 1—4,8%; 2—11%; 3—15%; 4—17%; 5—24%; 6—20%; 7—28%.

Отношение удельного электрического сопротивления (ρ_n), скорости распространения продольных волн (v_p) и амплитуды A первой фазы продольных волн (A_p) при различных значениях ρ_i к их значениям при $\rho_i = 10$ кгс/см² ($\rho = 500$ кгс/см²)

Порода	Параметр	Поровое давление, кгс/см ²							
		50	25	10	8,0	4,8	3,2	1,6	0
Песчаник среднезернистый полимиктовый с мозаичной цементацией и глинистым цементом порового типа	ρ_n	0,97	0,96	1,00	1,04	2,03	4,02	29,80	35,50
	v_p	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	A_p	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Песчаник среднезернистый полимиктовый с глинистым цементом порового типа	ρ_n	0,84	0,83	1,00	2,08	2,00	3,02	65,60	615,00
	v_p	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01
	A_p	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		0,98	0,97	1,00	1,02	1,56	2,05	3,06	4,70
		1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,70
Песчаник среднезернистый полимиктовый с глинистым цементом порового типа	ρ_n	1,03	1,03	1,00	1,13	1,05	1,62	8,68	24,60
	v_p	0,99	0,96	1,00	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99
	A_p	1,08	1,25	1,00	1,10	1,01	1,04	1,12	1,21

Песчаник среднезернистый полимиктовый с глинистым и реже карбонатным цементом порового типа	$\rho_{п}$	0,99	1,00	1,00	0,90	1,02	1,10	1,40	1,91
	v_{p}	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	2,00	0,99
	A_{p}	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Песчаник крупнозернистый полимиктовый с глинистым цементом порового типа и карбонатным цементом пойкилитовой структуры	$\rho_{п}$	0,51	0,68	1,00	1,40	3,92	48,20	46,50	44,80
	v_{p}	0,84	1,00	1,00	1,00	0,98	0,99	0,97	1,01
	A_{p}	0,86	1,02	1,00	1,06	0,76	0,74	0,82	1,08
Алевролит среднезернистый кварцево-глауконитовый с хлоритово-карбонатным цементом базального типа	$\rho_{п}$	1,10	0,77	1,10	1,00	1,19	1,03	43,5	165,0
	v_{p}	0,83	0,95	1,10	0,95	0,93	0,86	0,88	0,76
	A_{p}	0,81	1,06	1,10	1,00	1,00	0,96	1,00	1,07
Песчаник полимиктовый среднемелкозернистый с глинистым цементом порового типа	$\rho_{п}$	1,00	1,00	1,10	1,00	3,95	5,45	6,90	0,01
	v_{p}	0,96	0,96	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	0,97
	A_{p}	0,90	0,95	1,00	1,00	0,81	0,83	0,86	0,92
Песчаник мелкозернистый полимиктовый с карбонатным цементом порового типа	$\rho_{п}$	0,98	0,99	1,00	1,55	1,56	1,06	1,13	1,33
	v_{p}	0,81	0,95	1,00	0,99	0,97	0,95	0,91	0,99
	A_{p}	0,93	1,10	1,10	0,98	1,00	1,02	1,02	1,02

Экспериментальные данные по скоростям v_s для насыщенных пород-коллекторов в пластовых условиях приведены в работе [147]. Согласно этим данным скорости v_s в высокопористых песчаниках, сухих и насыщенных раствором NaCl и керосином в условиях всестороннего давления 703 кгс/см², изменяются следующим образом: $v_{sb} < v_{sk} < v_{sc}$. Различия скоростей v_s в сухих и насыщенных породах невелики и мало изменяются при высоких давлениях и температурах. Значения v_p для тех же пород при давлении 35 кгс/см² отличаются на 15%, а при повышении всестороннего давления до 703 кгс/см² — не более чем на 2—3%. В интервале изменения всестороннего давления 35—703 кгс/см² отношение v_p/v_s изменяется незначительно.

Расчеты по теории Био-Николаевского [66] показали, что в частотном диапазоне 10^2 — 10^8 Гц для глубины 2 км скорости распространения поперечных волн в песчанике, насыщенном метаном, на 60 м/с (3,5%) выше, чем в водонасыщенном песчанике. Для глубины 0,5 км эта разница существенно не изменяется. Для продольных волн на глубине 2 км эта разница составляет 9%, а на глубине 0,5 км — до 20%.

Следовательно, дифференциация скоростей v_s в пластовых условиях при замещении флюида невелика: они незначительно отличаются от полученных в атмосферных условиях.

Расчеты коэффициентов поглощения для пластовых условий по теории Био-Николаевского приведены в работе [66]. На больших глубинах различие коэффициентов поглощения для разных типов волн и разных порозаполнителей уменьшается. Это вызвано уменьшением различий физических свойств флюидов и повышением жесткости скелета породы. На глубине 1 км поглощение α_p в нефтенасыщенном песчанике в 7 раз больше, чем в водонасыщенном, а в газонасыщенном в 2—3 раза больше, чем в водонасыщенном. На больших глубинах расчеты дают близкие значения α_p для водо-, нефте- и газонасыщенных песчаников. На глубине 1—2 км поглощение поперечных волн α_s в водонасыщенном песчанике приблизительно в 6 раз больше, чем в нефте- и метанонасыщенном. С увеличением глубины поглощение α_s уменьшается незначительно. Коэффициент поглощения поперечных волн увеличивается с уменьшением модуля сдвига пористой среды и с уменьшением плотностной дифференциации фаз.

Таким образом, теоретические расчеты показали, что поглощение упругих волн уменьшается при уплотнении породы, а также при улучшении ее цементированности и жесткости скелета. По лабораторным данным [90], повышение эффективного давления до 1000 кгс/см² приводит к уменьшению α_p в породах-коллекторах в 1,5—3,0 раза. Воздушно-сухие образцы песчаников характеризуются меньшими изменениями затухания продольных волн при колебании эффективного давления по сравнению с образцами, полностью насыщенными жидкостью.

ПРИВЕДЕНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД К ГЛУБИНЫМ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ

Деформацию осадка или консолидированной среды под действием возрастающих с глубиной давления и температуры представим графически в виде кривой AB (рис. 83). В естествен-

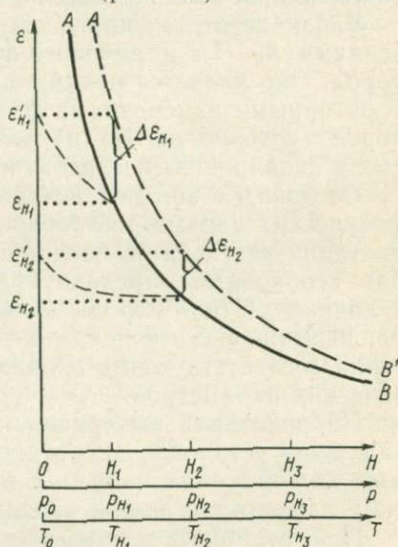


Рис. 83. Схематическое представление деформации пород с глубиной H .

ϵ_H — значения физического параметра породы в естественном залегании в условиях p_H , T_H ; ϵ'_H — значения физического параметра породы при выносе керна на поверхность; $\Delta\epsilon_H$ — различия (поправка), обусловленные изменением давления и температуры

ном залегании на глубине H_1 при термодинамических условиях p_{H_1} и T_{H_1} состояние породы (значение физического параметра) будет характеризоваться величиной деформации ϵ_{H_1} . Эта величина является результатом как необратимых (пластических, разрушающих) деформаций породы, обусловленных переупаковкой, цементацией и заполнением пор породы включениями, так и обратимых (упругих) изменений объема породообразующих минералов и порового заполнителя (газ, вода нефть).

При отборе керна из скважины и выносе его на поверхность нагрузка на породу и ее температура уменьшаются до значений p_0 и T_0 . Поскольку твердая, жидкая и газовая фазы породы являются упругими средами, то естественно полагать, что при уменьшении давления и температуры от p_{H_1} и T_{H_1} до p_0 и T_0

произойдет упругое изменение объемов этих фаз, что, в свою очередь, отразится на значениях физических характеристик породы в целом. Известно, что в процессе диагенеза породы неоднократно подвергаются закономерным нагрузкам различной амплитуды. Согласно теории деформаций пористых сред при неоднократном воздействии давлений превалирующим видом деформаций остаются упругие, поэтому можно предположить, что при отборе и выносе керна на поверхность порода в основном претерпевает упругие (обратимые) деформации, а это приводит также к обратимым изменениям физических параметров. В связи с этим новое состояние породы в условиях p_0 и T_0 будет характеризоваться величиной ϵ_0 . Это значение обычно относится к глубине H , вследствие чего вместо истинного значения физического параметра, соответствующего кривой AB , обычно определяется это значение по кривой $A'B'$.

Различие $\Delta\epsilon_H$ между ϵ'_H и ϵ_H определяется начальными значениями p_H , T_H и литолого-петрографическими особенностями пород. Оно является одной из причин несоответствия между лабораторными измерениями физических параметров на образцах пород (условие p_0 , T_0) и значениями, полученными при полевых и скважинных исследованиях (условие p_H , T_H).

Следовательно, для использования результатов измерения физических параметров образцов в условиях p_0 и T_0 при интерпретации результатов полевых и скважинных геофизических работ необходимо определить $\Delta\epsilon$, установить зависимость этой величины от типа породы, ее состава, структуры, глубины отбора, насыщающего флюида и т. д. и разработать методику внесения соответствующих поправок в лабораторные значения физических параметров.

На основании материала, изложенного в предыдущих главах, были установлены соответствующие значения $\Delta\epsilon$, необходимые для внесения поправок в лабораторные значения физических параметров, пород на давление и температуру [1, 41].

При разработке методики внесения поправок учитывались возможности лабораторного определения необходимых для указанной цели параметров образца, т. е. литологические или структурные параметры породы: минеральный состав обломочной части (песчано-глинистые и карбонатные), пористость, определенная по методу насыщения, состав цемента (глинистый, глинисто-карбонатный, кварцевый, опаловый и др.), тип цементации (базальный, поровый, выполнения, контактный, регенерации, вдавливания), относительная весовая или объемная глинистость и гранулометрический состав.

Поскольку в разных геологических регионах при относительно близких значениях геостатического давления на одинаковых глубинах пластовое давление и температура могут значительно различаться, поправки были рассмотрены отдельно для каждого термодинамического параметра. Возможность их ад-

дитивного сложения была показана в работах [1, 6], хотя в некоторых случаях этот метод может быть неоправдан. Из-за отсутствия достаточного количества измерений физических характеристик пород при одновременном воздействии всех термодинамических параметров предложена методика аддитивного сложения поправок за давление и температуру [5].

ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ НА РАЗЛИЧНЫХ ГЛУБИНАХ

Изменение всестороннего давления с глубиной в первом приближении оценивается плотностью вышележащих отложений и их мощностью согласно уравнению (1).

Величина порового давления и температуры определяется для данного пласта по скважинным измерениям. При отсутствии данных о пластовом давлении можно определить величину p_i по уравнению

$$p_i = 0,1\delta_{жг}gH. \quad (131)$$

Однако это уравнение справедливо только для районов, где изменения p_i с глубиной соответствуют условному гидростатическому давлению. В случае аномальных пластовых давлений необходимо знание их величины для конкретного пласта.

Эффективное давление на глубине отбора определяется по уравнению (6). Величина коэффициента разгрузки n для данного физического параметра зависит от типа породы и абсолютного значения пластового давления. Для песчано-алевритовых пород с кремнистым и опаловым цементом значения n и n_{v_p} можно принять равными единице. Для песчано-глинистых пород с глинистым и карбонатным цементом эти значения приведены в табл. 54.

Таблица 54

Значения n_{v_p} и n при разных поровом давлении
и относительной глинистости

Параметр	Поровое давление, кгс/см ²							
	100		200		300		500	
	Относительная глинистость							
	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5
n_p	1,0	1,3	1,1	1,5	1,15	2,0	1,2	2,5
n_{v_p}	0,85	1,0	0,8	0,85	0,85	1,0	1,0	1,2

При отсутствии термограмм по скважине температуру на глубине H можно приблизительно рассчитать с помощью данных табл. 9.

**ПОПРАВКИ В ЗНАЧЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
ОСАДОЧНЫХ ПОРОД НА ДАВЛЕНИЕ
И ТЕМПЕРАТУРУ ГЛУБИНЫ ОТБОРА**

ПОРИСТОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ

Поправка в лабораторные значения пористости на термодинамические условия глубины залегания пород вводится как при использовании результатов прямых замеров пористости для подсчета запасов нефти и газа, так и при построении петрофизических зависимостей с целью интерпретации результатов геофизических исследований. В главе III было показано, что пористость коллектора, оцененная по керну без учета давления на глубине отбора, выше, чем в его естественном залегании. Следовательно, оценка запасов нефти и газа, рассчитанная по данным лабораторного определения пористости керна, будет завышена. Отличие расчетных значений запасов от «истинных» будет определяться глубиной и термодинамическими условиями залегания залежи и типом коллектора.

Для оценки коэффициента пористости песчано-глинистых пород на глубине залегания $k_{пН}$ воспользуемся уравнением

$$k_{пН} = k_{п} \left[1 - \alpha \frac{\Delta k_{п}}{k_{п}} (p) \right] \left[1 - \frac{\Delta k_{п}}{k_{п}} (T) \right] \left[1 + \frac{\Delta k_{п}}{k_{п}} (n) \right], \quad (132)$$

где $k_{п}$ — значения коэффициента пористости, измеренные в лаборатории (открытая пористость); $\frac{\Delta k_{п}}{\Delta k_{п}} (p)$ — поправка в значение пористости, обусловленная уменьшением разности давлений $p - p_i$ при поднятии керна; $\frac{\Delta k_{п}}{\Delta k_{п}} (T)$ — поправка, обусловленная уменьшением температуры керна; $\frac{\Delta k_{п}}{\Delta k_{п}} (n)$ — поправка на долю порового давления, не компенсируемого влиянием внешнего давления.

Поправка $\frac{\Delta k_{п}}{\Delta k_{п}} (p)$ для песчано-глинистых пород, как отмечалось выше, определяется глубиной отбора, пористостью и значением относительной «пассивной» фазы пород.

Величина «пассивной» фазы характеризует долю твердой фазы породы, находящуюся в ее поровом пространстве и не воспринимающую нагрузку внешнего давления. По точке пересечения касательных на прямолинейных участках кумулятивных кривых гранулометрического анализа определяется весовое значение «пассивной» фазы $p_{пас}$. Значения относительной «пассивной» фазы вычисляются по формуле

$$\eta' = \frac{p_{пас} (1 - k_{п})}{p_{пас} (1 - k_{п}) + k_{п}}. \quad (133)$$

При отсутствии данных о «пассивной» фазе вместо значений $p_{\text{пас}}$ можно использовать значения относительной глинистости (коэффициент заполнения пор)

$$\eta = \frac{p_{\text{гл}}(1 - k_{\text{п},0})}{p_{\text{гл}}(1 - k_{\text{п},0}) + k_{\text{п},0}}, \quad (133')$$

где $p_{\text{гл}}$ — весовая доля фракции породы диаметром $< 0,01$ мм.

По известным значениям H и η' или η с помощью рис. 21 определяется величина $\frac{\Delta k_{\text{п}}}{k_{\text{п}}}(p)$.

При высоких значениях p_i следует учесть также уменьшение пористости, обусловленное неполной компенсацией поровым давлением влияния внешнего давления. Данная поправка учитывается в уравнении (132) величиной $\frac{\Delta k_{\text{п}}}{k_{\text{п}}}(n)$ и не превышает 1—2%. При относительной глинистости 0,5—0,6 и пластовом давлении $p_i < 300$ кгс/см² эту поправку можно принять равной 0,5%; при больших значениях пластового давления (до 600 кгс/см²) она достигает 1%.

Поправкой $\frac{\Delta k_{\text{п}}}{k_{\text{п}}}(T)$ в диапазоне $20^\circ \text{C} < T < 120^\circ \text{C}$ в первом приближении можно пренебречь. При более высоких температурах ($120^\circ \text{C} < T < 200^\circ \text{C}$) величина $\frac{\Delta k_{\text{п}}}{k_{\text{п}}}(T)$ колеблется в пределах 2—5% (табл. 55).

Таблица 55

Поправка в значения
коэффициента пористости на температуру

Температура, °C	20—120	120—150	150—200
Давление $p - p_i$, кгс/см ²	50—500	500—1000	1000—1500
$\frac{\Delta k_{\text{п}}}{k_{\text{п}}} T$, %	< 1	1—3	3—5

Проверка возможности практического применения палетки (см. рис. 21) для оценки обратимых изменений пористости песчано-глинистых пород при уменьшении давления проведена путем сопоставления результатов расчетов с экспериментальными данными Н. Н. Павловой [85], Г. И. Петкевича и Т. З. Вербицкого [91]. Результаты расчетов поправки для песчано-глинистых пород Прикарпатья, отобранных с глубин 1,25—3,16 км, приведены в табл. 56, а для коллекторов различного класса

Сопоставление результатов определения величины поправки $\Delta k_{п}/k_{п}$ по палетке (рис. 21) для песчаников Прикарпатья с экспериментальными данными

Характеристика песчаника	Глубина, км	Относительная глинистость	$\Delta k_{п}/k_{п}$		Относительная погрешность, %
			По палетке	По данным [91]	
Кварцевый, мелкозернистый, цемент соприсосновения, карбонатный, $k_{п}=9-12\%$	3,12—3,16	0,7	4,7	4,2	+10,6
Кварцевый, мелкозернистый, цемент смешанный, карбонатный, $k_{п}=17,4-22,4\%$	1,25—1,30	0,5	3,0	3,2	-6,6
Кварцевый, мелкозернистый, цемент смешанный, карбонатный, $k_{п}=14,5-15,4\%$	1,29—1,30	0,6	4,0	4,3	-7,5
Кварцевый, мелкозернистый, цемент неполнопоровый, глинисто-карбонатный, $k_{п}=5,4\%$	1,25	0,8	8,0	8,5	-6,2

Башкирии, Татарии, Краснодарского края и Волгоградской области по данным [85] — в табл. 57.

Несмотря на различие геологической обстановки района отбора пород, разные глубины залегания, глинистость, тип цементации и т. д., с помощью рекомендуемой палетки были получены значения поправок, совпадающие с экспериментальными данными. Расхождения не превышают 1%.

Поправка на плотность породы при выносе зерна определяется в основном изменением коэффициента пористости и плотности насыщающего флюида. При давлениях и температурах, соответствующих глубинам до 7 км, плотность твердой фазы можно принять постоянной. В этом случае плотность на глубине залегания σ_H при условии равенства общей и открытой пористости определяется выражением

$$\sigma_H = \sigma_0 \left[1 + \frac{\Delta k_{п}}{k_{п}} \cdot \frac{k_{п}(\delta_T - \delta_{ж})}{\sigma_0} + \frac{\delta_{жH} - \delta_{ж}}{\delta_{ж}} \times \left(1 - \frac{\Delta k_{п}}{k_{п}} \right) k_{п} \delta_{ж} \right], \quad (134)$$

где σ_0 — плотность насыщенной породы в лабораторных условиях; δ_T — минеральная плотность; $\delta_{ж}$, $\delta_{жH}$ — плотности насыщающего флюида в атмосферных условиях и на глубине H (см. рис. 7).

Поправки в значения коэффициента пористости песчано-алевритовых пород
на давление пласта

Класс код- лекто- ра по А. А. Хани- ну	Номер образца	Глуби- на, км	Отно- ситель- ная глини- стость	Кэф- фици- ент α	$\frac{\Delta k_{II}}{k_{II}}$	Поправка		Раз- ность средних значений	
						По палетке (см. рис. 21)	По данным Н. Н. Пав- ловой [85]		
II—III	253/69	1,8	0,1	0,8	2,4	1,5—5,0 2,8	1,9—3,6 2,8	0	
	245/5—1	1,5	0,1	1,0	3,5				
	445/69	1,6	0	0,5	1,5				
	134/62	1,7	0,1	0,5	1,5				
	484/62	1,7	0,13	1,0	4,0				
	462/62	1,6	0	0,5	1,5				
	576/69	1,6	0,34	1,0	5,0				
	115/69	1,6	0,26	1,0	4,0				
	VII	536/к	1,8	0,8	0,5	7,5	4,0—7,5 5,2	3,7—8,0 6,0	—0,8
		28—37	3,0	0,5	0,8	4,0			
28—37		3,0	0,5	1,0	5,0				
44		3,0	0,53	0,8	4,8				
45		3,0	0,60	0,8	5,6				
III—1/62		3,0	0,35	1,0	4,0				
IV—V	825/59	1,7	0,43	0,8	4,8	2,0—4,8 3,0	2,5—3,9 3,2	—0,2	
	483/62	1,7	0,17	0,8	3,2				
	438/5—1	1,7	0,1	0,5	2,0				
IX—X	775/5,2	1,8	0,7	0,5	5,0	3,0—5,0 4,1	2,6—5,5 4,2	—0,1	
	27—17/B71	2,7	0,3	1,0	4,0				
	37—22/206	2,8	0,1	1,0	3,0				
	26—210/713 71	3,0	0,30	1,0	3,8				
	1739K	1,6	0,42	0,8	4,8				
VI—VIII	138/69	1,7	0,43	0,8	3,0	3,1—5,8 4,0	2,6—4,6 3,6	+0,4	
	187/K	1,9	0,50	1,0	5,5				
	91/69	1,8	0,2	1,0	3,8				
	145/69	1,7	0,2	0,8	3,2				
	140/69	1,7	0,2	0,8	3,2				
	1736/K	1,7	0,2	0,8	3,1				
	128—5/1	1,7	0,7	1,0	(10)*				
	2—12/59	3,4	0,6	0,8	4,0				
	85/69	1,8	0,5	1,0	5,8				
	731/K	1,5	0,2	0,8	3,2				

* Исключен при оценке среднего значения.

Примечание. В числителе дроби — пределы изменения, в знаменателе — средние значения.

Для примера оценим поправки на пористость и плотность песчано-глинистых пород Предкавказья, залегающих на глубине 3200—3600 м. Разность давлений $p - p_i$ на этих глубинах согласно уравнениям (1) и (131) равна 510 кгс/см², коэффициент пористости пород 12—14%, величина «пассивной» фазы по данным гранулометрического анализа составляет 0,45—0,55. Температура на этих глубинах согласно термограммам находится в пределах 90—110° С. С помощью рис. 21 при $H_{отб} = 3,4$ км и $\eta = 0,5$ находим $\frac{\Delta k_n}{k_n}(p) = 4,3\%$. Коэффициент α для рассматриваемых пород (цемент глинистый базального типа) равен единице.

Поскольку $T < 120^\circ \text{С}$, то поправку на температуру примем равной 0,5% (см. табл. 56).

Поправка коэффициента пористости на соотношение всестороннего и пластового давления

$$\frac{\Delta k_n}{k_n}(n) = 0,5\%.$$

С учетом этих поправок на основании уравнения (132) истинное значение коэффициента пористости на глубине залегания $H = 3,4$ км будет

$$k_{n,H} = 12(1 - 0,043)(1 - 0,005)(1 + 0,005) = 11,5\%;$$

$$k_{n,H} = 14(1 - 0,043)(1 - 0,005)(1 + 0,005) = 13,4\%.$$

Согласно уравнению (134) при $k_n = 14\%$ и $\delta_{ж} = 1,005$ г/см³ (минерализация 1%) плотность на глубине $H = 3,4$ км

$$\sigma_H = 2,43 \left[1 + 0,043 \frac{0,14(2,65 - 1,005)}{2,43} - 0,0046 \right] \approx 2,435 \text{ г/см}^2.$$

Таким образом, изменение плотности составляет менее 1%.

АКУСТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Для характеристики поля скоростей пород различного состава в естественном залегании и установления связей между геофизическими параметрами в глубинных условиях важно оценить, насколько лабораторные данные измерения скоростей распространения упругих волн соответствуют результатам измерений в естественном залегании отложений.

Так, в ряде работ [14, 52, 90, 113] скорости распространения продольных волн, измеренные при давлениях, соответствующих глубинам отбора образцов, сравниваются с данными сейсмического каротажа. Как правило, при учете влияния давления уменьшается расхождение между лабораторными и полевыми данными. Однако сейсмокаротаж не может обеспечить точных определений скорости на малых базах, поэтому представляет интерес применение более детального метода — ультразвукового каротажа.

В работе [112] для сопоставления результатов полевых и лабораторных измерений были выбраны однородные толщи чистой каменной соли Припятской впадины, залегающие на глубине до 2,5 км. Расхождение данных ультразвукового каротажа и лабораторных измерений авторы связывают с начальной микротрещиноватостью, т. е. со степенью измененности образцов породы при отборе и хранении. Для монолитных образцов, взятых с больших глубин, и для образцов, исследованных в лабораторных условиях при соответствующих давлениях, скорости распространения продольных волн в скважине по УЗК хорошо согласуются. Для образцов, представленных трещиноватыми разностями, различие скоростей достигает 0,8 км/с. При этом скорости, полученные при ультразвуковом каротаже, выше лабораторных. Скорость распространения продольных волн в таких образцах имеет более низкое значение при атмосферном давлении и возрастает с повышением давления, которое способствует постепенному закрытию микротрещин. При давлении 3000—4000 кгс/см² величина скорости характеризует породу почти без микротрещин и очень близка или совпадает со значениями скорости, определенными в условиях естественного залегания. Для характеристики скорости в условиях естественного залегания авторы работы [112] рекомендуют использовать результаты лабораторных измерений скорости при давлениях 3000—4000 кгс/см², несмотря на то, что такие давления соответствуют значительно большим глубинам.

Для карбонатных пород Равнинного Крыма [52] расхождение данных сейсмокаротажа и лабораторных измерений объясняется масштабным фактором, вторичными изменениями структуры породы (в процессе извлечения породы из скважины, последующего хранения и механической обработки), упругими и обратимыми изменениями под влиянием глубинных факторов — давления и температуры. Так, введение в лабораторные измерения скорости поправки Δv_p на влияние давления, соответствующего глубине отбора керна, резко изменяет параметры уравнения регрессии $v_p(\sigma)$, приближая их к подсчетам по данным сейсмокаротажа.

Поправка в значения скорости в зависимости от глубины отбора керна, которую следует ввести в лабораторные измерения скорости для приведения их к естественному залеганию, согласно [113]

$$\Delta v_p = 287 + 0,166H.$$

Эта поправка получена для терригенной толщи по данным сейсмокаротажа и лабораторных измерений образцов пород из Тымской опорной скважины 1-Р в Западной Сибири.

При интерпретации результатов акустического каротажа [130] интервальное время приводилось к единой глубине

(3 км) при помощи поправочных коэффициентов, полученных путем лабораторных опытов при высоких давлениях.

Другой способ оценки поправок на термодинамические условия залегания пород, т. е. приведение лабораторных значений v_p к глубинным условиям, заключается в прямых измерениях скоростей распространения упругих волн на установках высокого давления и температуры, имитирующих глубинные условия. Например, для глинистых песчаников при приведении скоростей, измеренных при акустическом каротаже в скважине на глубине 0,7 км, к глубине 3 км поправочный коэффициент равен 0,87, т. е. положительная поправка $\Delta v_p/v_p$ составляет 15%.

Аналогичный путь при интерпретации данных акустического каротажа избрали авторы работы [93].

В 1972 г. нами предложен способ раздельного учета всех термодинамических параметров для приведения лабораторных измерений скорости v_p к глубинным условиям [1]. В этом способе рассматривается влияние эффективного давления и температуры на скорость v_p с учетом литолого-петрографических особенностей породы, используемых на практике для их характеристики.

Значение v_p на глубине залегания определяется уравнением

$$v_{pH} = v_p \left[1 + \alpha \frac{\Delta v_p}{v_p} (p) \right] \left[1 - \frac{\Delta v_p}{v_p} (T) \right]. \quad (135)$$

В качестве критериев учета влияния эффективного давления на скорость распространения продольных волн для насыщенных минерализованной водой песчано-глинистых пород были приняты литологический состав породы, объемное содержание в ней глинистого цемента, тип цементации и коэффициент пористости. Неоднородность состава породообразующих минералов, степень окатанности и отсортированности зерен, размер зерен также влияют на упругие свойства осадочных горных пород, однако незначительно по сравнению с влиянием цементации, пористости и глинистости.

Поправки в значения скоростей, учитывающие влияние эффективного давления на разной глубине залегания для песчано-глинистых пород в зависимости от коэффициента пористости и объемного содержания глинистых примесей, приведены на рис. 84. При составлении этой палетки были использованы результаты исследований песчано-глинистых пород с глинистым, глинисто-карбонатным и кремнистым цементом, отобранных из скважин Южного Мангышлака ($H_{отб} = 250-2700$ м, возраст юра—мел), Прикумского нефтяного района ($H_{отб} = 3100-3600$ м, возраст триас—юра), Рязано-Саратовской впадины Русской платформы ($H_{отб} = 730-1100$, возраст пермо-триас), Аралсора ($H_{отб} = 3000-5400$ м, возраст пермо-триас). Внутренней зоны Предкарпатского прогиба (возраст палеоген) и др. Для карбонатных пород использованы результаты измерения

v_p на известняках из Коробчеевского карьера, представленных органогенно-детритовыми высокопористыми разностями.

Для определения величины поправки при помощи графиков, приведенных на рис. 84, необходимо оценить величину эффективного давления по уравнению (6) и значениям $n_{в}$, приведенным в табл. 54. Коэффициент α , характеризующий тип цементации, изменяется в пределах 0,3—1. Для песчано-глинистых пород с глинистым цементом базального и базально-порового типов цементации $\alpha = 1$. Жесткость песчано-глинистых пород с

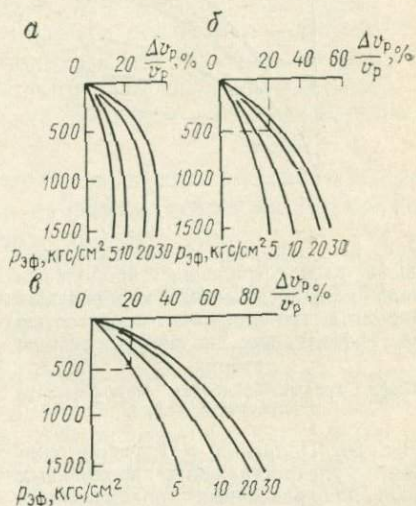


Рис. 84. Поправки в значения скорости распространения продольных волн для насыщенных песчано-глинистых пород на эффективное давление глубины отбора.

a — при объемной глинистости $C_{гд} < 10\%$; *б* — при $C_{гд} = 10-20\%$; *в* — при $C_{гд} = 20-50\%$. Шифр кривых — значения коэффициента пористости в %

глинистым или карбонатным цементом порово-контактного типа или типа заполнения пор повышается. Это, как было показано, приводит к уменьшению влияния давления на значение v_p , т. е. к уменьшению поправки. Для таких пород рекомендуется использовать $\alpha = 0,5$.

При рассмотрении влияния давления на скорость минимальные изменения были установлены для кварцевых песчаников с опаловым или кремнистым цементом контактного или регенерационного типа цементации. Указанными характеристиками обычно обладают породы, залегающие на больших глубинах. Для таких пород значение коэффициента α составляет 0,3.

Поправки в значения скоростей распространения продольных волн для карбонатных пород с гранулярной пористостью определяются коэффициентом пористости (рис. 85). Поправка для органогенно-детритовых высокопористых известняков на эффективное давление 1500 кгс/см² не превышает 30%. Доломиты, плотные известняки и мергели характеризуются наименьшими среди осадочных пород обратимыми изменениями скорости. При выносе керна этих пород с глубин, достигаемых скважи-

нами, поправки в значения скорости на эффективное давление не превышают 10%.

Внесение поправок в значения скорости распространения волн в осадочных породах на температуру пласта осложняется большим влиянием необратимых процессов при нагревании, а также эффективного давления.

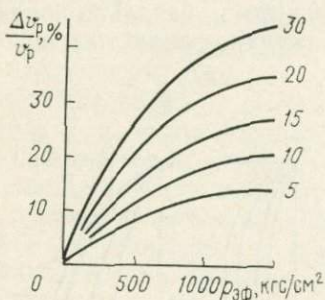
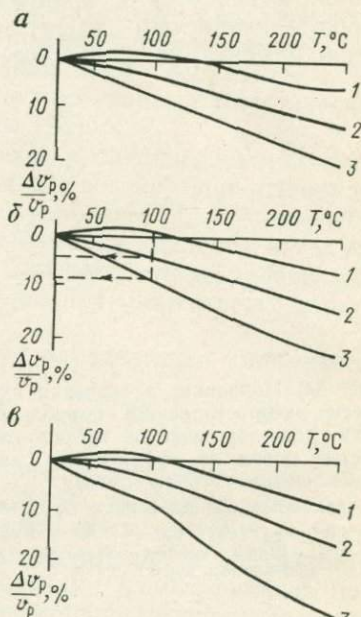


Рис. 85. Поправки в значения скорости распространения продольных волн для насыщенных карбонатных пород с гранулярной пористостью на эффективное давление глубины отбора.

Шифр кривых — значения коэффициента пористости в %

Рис. 86. Поправки в значения скорости распространения продольных волн для различных водонасыщенных осадочных пород на температуру глубины отбора.

а — при эффективном давлении 1000 кгс/см²; б — то же, 500 кгс/см²; в — то же, 50 кгс/см². 1 — кварцевые песчаники, $k_{п} > 15\%$, $C_{г.л} < 5\%$; 2 — песчаники и алевриты с глинистым и карбонатным цементом, $5\% < C_{г.л} < 20\%$; 3 — известняки, глины и песчано-глинистые породы с глинистым и карбонатным цементом, $k_{п} > 15\%$, $C_{г.л} > 20\%$



Полученные нами экспериментальные данные по температурным изменениям упругих свойств насыщенных осадочных пород были обобщены по типам пород. Найденные средние значения уменьшения скорости распространения продольных волн в зависимости от температуры при различных эффективных давлениях (рис. 86) предлагаются для использования в качестве температурных поправок в значения скорости, учитывающих действие температуры на глубине залегания пород в зависимости от их литологического состава, содержания глинистого и карбонатного цемента и величины эффективного давления.

Для насыщенных осадочных пород наименьшая поправка установлена в незаглинизированных кварцевых песчаниках: рост температуры до 250°С при эффективном давлении

25 кгс/см² приводит к уменьшению скорости на 10%, при эффективном давлении 1000 кгс/см² — на 5%. По мере повышения содержания в песчаниках глинистого или карбонатного цемента влияние температуры на скорость увеличивается. Наибольшее изменение скорости в зависимости от температуры установлено для известняков, глин и песчано-глинистых пород с глинистым или карбонатным цементом. В этих породах при температуре от 200—250 до 20°С и отборе керн в условиях небольшого эффективного давления скорость повышается до 30%.

Следовательно, отрицательные температурные поправки в значения скорости для доломитов, известняков, мергелей, глин и плотных песчано-глинистых пород с объемным содержанием глинистого или карбонатного вещества до 20—40% велики и в термодинамических условиях больших глубин сопоставимы с соответствующими положительными поправками на эффективное давление.

Таким образом, чтобы ввести в зависимость скорости распространения упругих волн от давления поправки на влияние температуры, нужно использовать температурные поправки, полученные при соответствующих давлениях. В качестве примера рассмотрим зависимость скорости распространения продольных волн от коэффициента пористости для кварцево-полевошпатовых песчаников и алевролитов Предкавказья с объемным содержанием глинистого цемента до 35%. Для песчаников с пористостью 15% и содержанием глинистого цемента 15% скорость $v_p = 3000$ м/с, а с пористостью 5% и содержанием глинистого цемента 35% $v_p = 4200$ м/с. Песчаники подняты с глубины 3,2—3,6 км. Эффективное давление на этой глубине составляет 475—525 кгс/см² с учетом коэффициента n_{v_p} . В соответствии с рис. 84 для песчаников с пористостью 15% при $p_{эф} = 500$ кгс/см² на глубине 3,2—3,6 км скорость должна быть выше на 27%, т. е. на 800 м/с; при пористости 5% увеличение скорости составляет 20%.

Проводя аналогичный расчет при различных значениях пористости, можно получить кривую зависимости v_p от k_n . Влияние температуры на глубине 3,2—3,6 км учитывается по температурным кривым, полученным при эффективном давлении 500 кгс/см². Для песчаников с $k_n = 5\%$ и $C_{гл} = 35\%$ при температуре 100°С скорость уменьшается на 8% от величины 5000 м/с, т. е. 400 м/с (см. рис. 86, б). При пористости 15% (глинистость 15%) поправка на температуру составляет 4%, или 150 м/с. При построении зависимости $v_p = f(k_n)$ необходимо также учитывать изменение пористости в соответствии с уравнением (132) и на рис. 21.

Рекомендуемая методика отдельного внесения поправок на давление и температуру была проверена путем сопоставления значений v_p , рассчитанных по указанной методике и получен-

ных в результате прямых опытов при одновременном влиянии давления и температуры.

Сопоставление рис. 87 и 88 показывает хорошую сходимость величин поправок, полученных двумя независимыми методами.

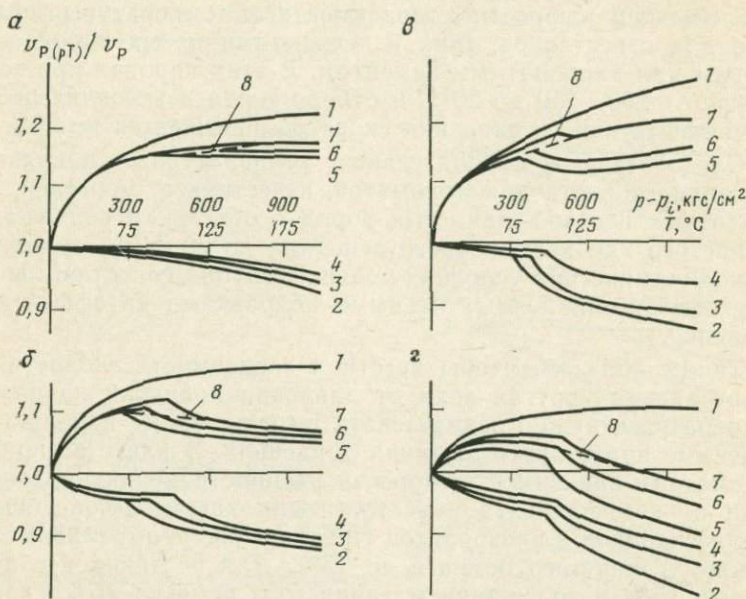


Рис. 87. Поправки в значения скорости распространения продольных волн, учитывающие раздельное влияние давления и температуры, для осадочных пород:

1 — давление; 2 — температуру при $p-p_i=25$ кгс/см²; 3 — температуру при $p-p_i=500$ кгс/см²; 4 — температуру при $p-p_i=1000$ кгс/см²; 5 — суммирование результатов влияния давления и температуры при $p-p_i=25$ кгс/см²; 6 — то же, при $p-p_i=500$ кгс/см²; 7 — при $p-p_i=1000$ кгс/см²; 8 — при давлении и температуре, соответствующих различным глубинам. а — песчаник кварцевый с опаловым цементом; б — алевролит кварцевый с серицит-гидрослюдистым цементом; в — песчаник чистый; г — песчаник полиминеральный с глинисто-слюдистым цементом

УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ И ПАРАМЕТР ПОРИСТОСТИ

Многообразие факторов, влияющих на величину изменения электрических свойств пород, требует индивидуального исследования каждого изучаемого комплекса пород. Тем не менее имеющийся экспериментальный материал позволяет рекомендовать некоторые способы учета влияния термодинамических условий залегания пород на их электрические параметры. Так как при интерпретации результатов электрометрии скважин в основном используются зависимости между относительным сопротивлением (параметром пористости) пород и коэффициен-

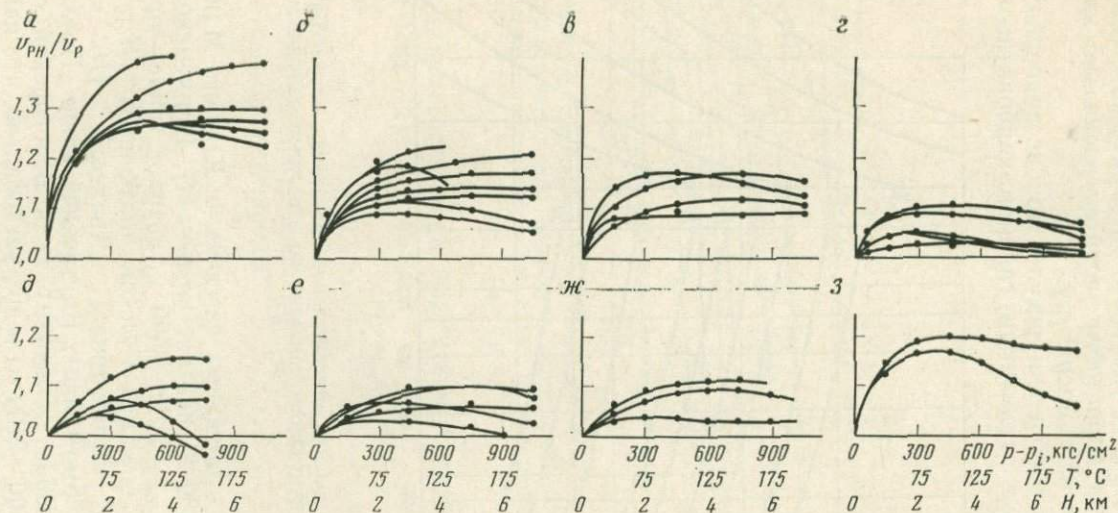


Рис. 88. Поправки в значения скорости распространения продольных волн для водонасыщенных осадочных пород при одновременном воздействии всестороннего давления, порового давления и температуры, соответствующих различным глубинам.
a — песчаники и алевролиты, $k_{II} > 15\%$, $C_{гд} < 20\%$; *б* — чистые кварцевые песчаники, $k_{II} > 15\%$; *в* — песчаники и алевролиты, $k_{II} < 15\%$, $C_{гд} > 20\%$; *г* — песчаники и алевролиты, $k_{II} < 15\%$ и $C_{гд} < 20\%$; *д* — доломиты; *е* — известняки; *ж* — мергели; *з* — глины

том пористости с учетом структурного показателя и величины относительной глинистости, то указанные параметры используются также для оценки влияния термодинамических условий залегания пород на эти зависимости.

Поправка в величину удельного электрического сопротивления или параметра пористости вводится отдельно на эффективное давление и на температуру.

На основании обобщения результатов исследований песчано-глинистых пород с глинистым, глинисто-карбонатным и крем-

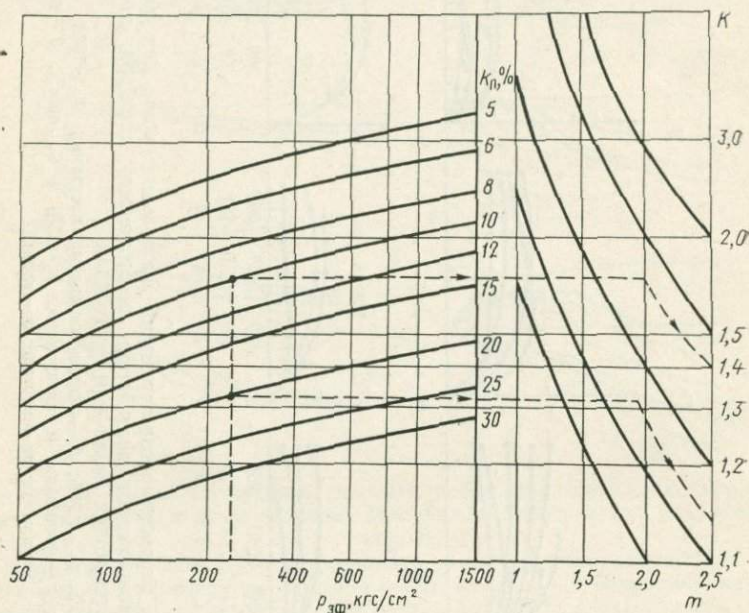


Рис. 89. Палетка для оценки относительного изменения параметра пористости под действием эффективного давления по известным значениям k_p и m .
 $P_{п} = K P_{пo}$

нистым цементом, отобранных из скважин Южного Мангышлака ($H_{отб} = 250 - 2700$ м, возраст юра—мел), Прикумского нефтяного района ($H_{отб} = 3100 - 3600$ м, возраст триас—юра), Рязано-Саратовской впадины Русской платформы ($H_{отб} = 730 - 1100$ м, возраст пермо-триас), Аралсора ($H_{отб} = 3000 - 5400$ м, возраст пермо-триас), Внутренней зоны Предкарпатского прогиба (возраст палеоген) и из Белогорской опорной скважины ($H_{отб} = 500 - 2100$ м) и др., установлено, что изменение удельного электрического сопротивления и параметра пористости песчано-глинистых пород под влиянием давления можно выразить уравнением (69), которое может быть рекомендовано для учета влияния эффективного давления на глубине залегания

ния пород на основании значений пористости пород и структурного показателя (рис. 89).

Уравнение, связывающее удельное сопротивление и параметр пористости песчано-глинистых пород с пористостью и относи-

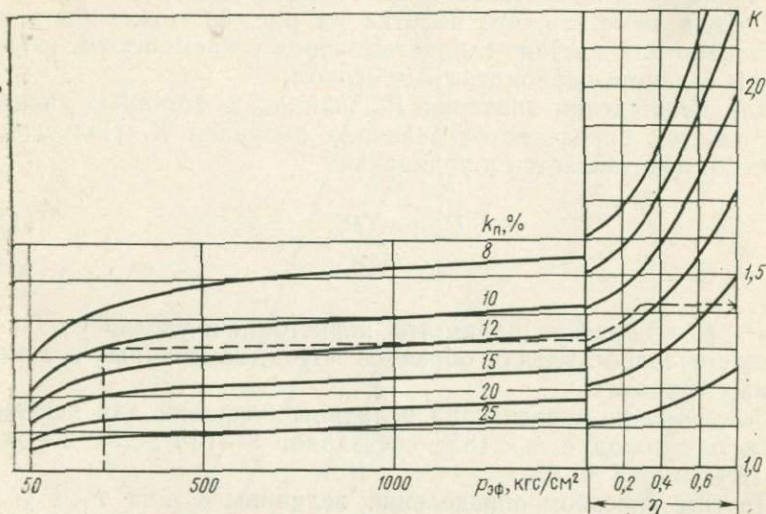


Рис. 90. Палетка для оценки относительного изменения удельного электрического сопротивления или параметра пористости песчано-глинистых пород под действием эффективного давления по известным значениям k_n и η .
 $\rho_n = K \rho_{п0}$

тельной глинистостью при эффективных давлениях, имеет следующий вид:

$$\frac{\rho_{пр}}{\rho_n} = \frac{P_{пр}}{P_n} = 1 + 0,125 \frac{(1 - k_n)^2}{k_n} \left(1 - 0,6 \frac{\eta}{1 - \eta} \right) B, \quad (136)$$

где B — коэффициент, зависящий от величины давления, действующего на образец породы:

$$B = \frac{0,37 p_{эф}}{p_{эф} + 43} + 5 \cdot 10^{-5} p_{эф}. \quad (137)$$

Для чистых песчаных пород это уравнение преобразуется к виду

$$\frac{\rho_{пр}}{\rho_n} = \frac{P_{пр}}{P_n} = 1 + 0,125 \frac{(1 - k_n)^2}{k_n} B. \quad (138)$$

На основании уравнения (136) рассчитана палетка (рис. 90), позволяющая определять величину поправки в удельное сопротивление или параметр пористости на давление для образцов с различными пористостью и глинистостью.

Рассмотренные палетки могут быть использованы для песчано-глинистых пород с пористостью от 5 до 30% (см. рис. 89) или от 10 до 25% (см. рис. 90). Исходными данными этих палеток являются значения структурного показателя m , коэффициента пористости k_n и относительной глинистости η .

Следует отметить, что палетка на рис. 89 может быть использована для песчано-глинистых пород с кремнистым, глинистым и глинисто-карбонатным цементом.

Для нахождения значения P_{np} или ρ_{np} с помощью указанных палеток определяется величина поправки K . Полученное значение подставляется в уравнения

$$P_{np} = KP_n, \quad (139)$$

$$\rho_{np} = K\rho_n, \quad (140)$$

где P_n , ρ_n — значения параметра пористости и удельного электрического сопротивления образцов пород, измеренных в атмосферных условиях.

Погрешность определения величины поправки для песчано-глинистых пород с $k_n < 18\%$ составляет 8—10%, для пород с $k_n > 18\%$ — от 5 до 6%.

Другим способом определения величины ρ_n или P_n в условиях эффективного давления является метод использования их начальных значений — ρ_n и P_n . Как отмечалось, на изменение удельного электрического сопротивления или параметра пористости пород от давления влияет пористость, глинистость, состав и тип цемента и т. д. Эти же факторы определяют величины удельного электрического сопротивления, измеренные при атмосферных условиях. Следовательно, значения ρ_n или P_n в атмосферных условиях будут предопределять также изменения этих параметров от давления.

На рис. 91 показаны зависимости удельного электрического сопротивления при различных всесторонних давлениях от начальных значений ρ_n для песчано-глинистых пород с глинистым цементом Прикумского нефтяного района и полимиктовых песчаников и алевролитов Южного Мангышлака. Отклонение экспериментальных значений от осредняющей кривой находится в пределах ошибок измерений. Эти зависимости могут быть использованы для определения удельного электрического сопротивления песчано-глинистых пород указанных районов в условиях давлений по значениям удельного электрического сопротивления, измеренным в атмосферных условиях.

Данный принцип использован нами при оценке изменения удельного электрического сопротивления пород от температуры. Построенные зависимости ρ_{nT} от $\rho_{n^{\infty}}$ также представляют собой прямые с разными угловыми коэффициентами (рис. 92). Они характерны для песчано-глинистых пород, насыщенных раство-

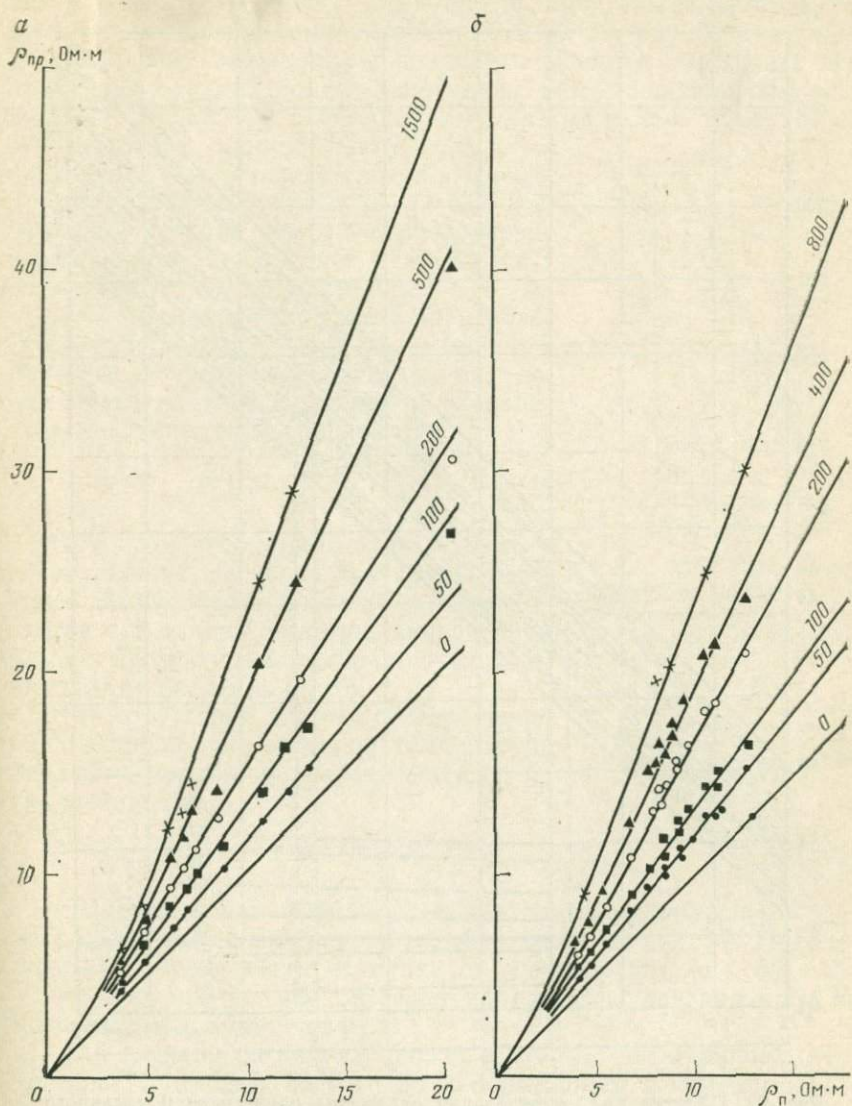


Рис. 91. Зависимость удельного сопротивления песчано-глинистых пород при разном давлении от его величины в атмосферных условиях.
 а — Прикумский район; б — Южный Мангышлак. Шифр кривых — значения всестороннего давления в кг/см²

$\rho_{пг} T (\rho_{пг} T), 0 \text{ М} \cdot \text{М}$

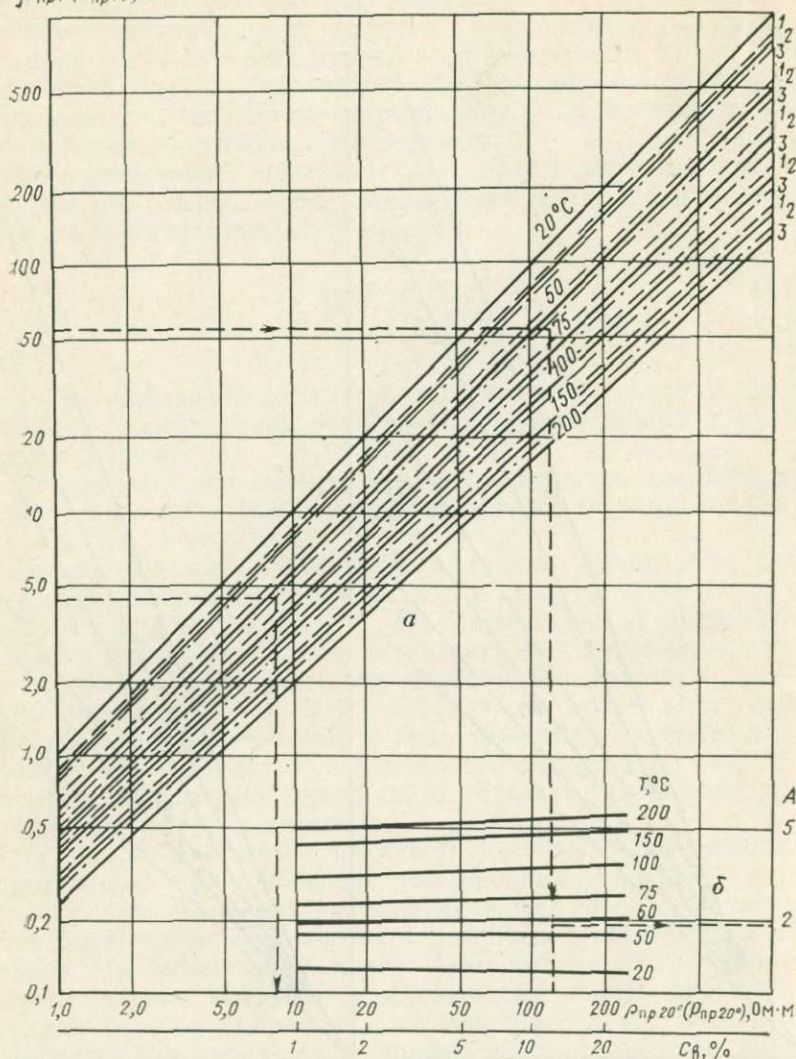


Рис. 92. Палетка для определения параметра пористости и удельного электрического сопротивления на глубине отбора пород для различных значений $\rho_{пг} 20^\circ$ ($\rho_{пг} 20^\circ$), T и концентраций насыщающего раствора C_v .

a — для определения $\rho_{пг} T$; *б* — для определения поправочного коэффициента при расчетах $\rho_{пг}$. 1 — $k_{пг} > 20\%$, $\eta = 0,1-0,2$; 2 — $k_{пг} = 12-20\%$, $\eta = 0,2-0,30$; 3 — $k_{пг} < 12\%$, $\eta > 0,3$. Шифр кривых — температура в $^\circ\text{C}$

рами различной концентрации. Обобщение приведенных в главе III материалов позволило построить палетки для определения удельного электрического сопротивления или параметра пористости пород при температуре до 200°С. На рис. 92 для каждого значения температуры приведены пределы вероятных величин $\rho_{пг}$. Верхний предел характерен для высокопористых песчаников ($k_{п} \geq 20\%$) с кремнистым или глинистым цементом и относительной глинистостью $\eta < 0,2$, нижний предел — для пород с глинистым цементом базального типа с $\eta = 0,6-0,7$. Значения $\rho_{пг}$ для наиболее распространенного типа коллектора с $\eta = 0,2-0,3$ определяются средней прямой 2.

Для приведения удельного электрического сопротивления или параметра пористости к глубинным условиям $P_{пН}$, т. е. для учета влияния давления и температуры, воспользуемся уравнением

$$P_{пН} = \frac{\rho_{пг T}}{\rho_{в T}}. \quad (141)$$

При этом необходимо знать удельное сопротивление раствора при соответствующей температуре. Значение $\rho_{пг T}$ определяется с помощью палетки, приведенной на рис. 92, причем исходное значение $\rho_{пг}$ находят по палеткам рис. 89.

При отсутствии данных о сопротивлении раствора при заданной температуре параметр пористости рассчитывается по уравнению

$$\rho_{пН} = \rho_{пг T} \frac{1}{\rho_{в T}} = \rho_{пг T} A. \quad (142)$$

Значения A при известной концентрации насыщающего раствора $C_{в}$ снимаются соответственно с палетки рис. 92. Предварительно определяется величина $P_{пг}$ по палеткам рис. 89 и 90.

Рассмотрим пример внесения поправок в значения $\rho_{п}$ и $P_{п}$ на давление и температуру.

Для песчано-глинистых пород Южного Мангышлака, отобранных с глубины 2000 м, по лабораторным измерениям $\rho_{п}$ и $k_{п}$ на рис. 93 приведена зависимость $P_{п}$ от $k_{п}$. Для этих образцов пористостью 10% и относительной глинистостью 0,2—0,4 параметр пористости равен 85, а удельное сопротивление 6,08 Ом·м.

Если $H=2$ км, $p=500$ кгс/см², $p_i=200$ кгс/см², то согласно табл. 54 коэффициент разгрузки n_p с учетом η можно принять равным 1,3. Тогда $p_{эф}=500-1,3 \times 200=240$ кгс/см².

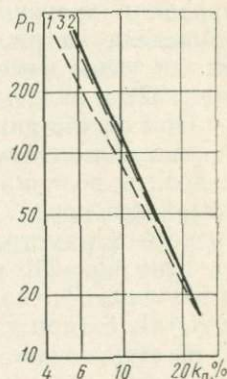


Рис. 93. Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для песчано-глинистых пород Южного Мангышлака.

1 — атмосферные условия; 2 — с учетом поправки на давление; 3 — с учетом поправки на давление и температуру

Для внесения поправки на давление воспользуемся палеткой рис. 90. По этой палетке при $p_{эф} = 240$ кгс/см² и $k_n = 10\%$

$$P_{пр} = KP_n = 1,41 \cdot 85 = 119,8$$

или

$$\rho_{пр} = K/\rho_n = 1,41 \cdot 6,08 \text{ Ом} \cdot \text{м} = 8,57 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Зависимость $P_n(k_n)$ при $p_{эф} = 240$ кгс/см² после внесения поправок в значения P_n для различных диапазонов пористости приведена на рис. 93 (кривая 2). При построении кривой 2 были учтены изменения пористости в соответствии с уравнением (132) и палеткой рис. 21.

При отсутствии данных об относительной глинистости пород можно пользоваться палеткой рис. 89, для чего необходимо определить величину структурного параметра m для данного комплекса пород. Согласно кривой 1 на рис. 93 значение структурного параметра для исследуемых пород равно 1,92.

При $p_{эф} = 240$ кгс/см², $k_n = 10\%$ и $k_n = 20\%$ с учетом $m = 1,92$ в значения P_n следует внести поправки $K_1 = 1,40$ (при $k_n = 10\%$) и $K_2 = 1,15$ (при $k_n = 20\%$).

В этом случае получим

$$P_{пр} = K_1 P_n = 1,40 \cdot 85 = 119 \text{ при } k_n = 10\%;$$

$$P_{пр} = K_2 P_n = 1,15 \cdot 23 = 26,5 \text{ при } k_n = 20\%.$$

Для учета влияния температуры при известных значениях и минерализации насыщающего раствора используется палетка рис. 92. Температура на глубине отбора пород согласно термограмме равна 60°С, минерализация пластового раствора — 12%. Поправочный коэффициент A согласно палетке рис. 92 для пород с пористостью 10% равен 2,0, а $\rho_{прТ} = 55$. Следовательно,

$$P_{пН} = 55 \cdot 2,0 = 110.$$

При известном сопротивлении пластового раствора при различной температуре для определения параметра пористости можно использовать палетку рис. 92. Для рассмотренного выше примера при $\rho_{пр} = 8,57$ Ом·м величина $\rho_{прТ}$ при $T = 60^\circ\text{C}$ согласно палетке рис. 92 составляет 4,2 Ом·м. Сопротивление раствора при этой температуре $\rho_{вТ} = 0,0383$ Ом·м

$$P_{пН} = \frac{\rho_{прТ}}{\rho_{вТ}} = 4,2/0,0383 = 110.$$

Зависимость $P_n(k_n)$ после внесения поправок в значение P_n за температуру и давление для различных диапазонов пористости приведена на рис. 93 (кривая 3).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенные в настоящей работе результаты экспериментальных исследований показывают, что при изучении физических параметров осадочных пород в лаборатории с целью решения различных геолого-геофизических задач необходимо учитывать термодинамические условия естественного залегания пород.

Зависимость физических свойств пород от состава, структуры и других особенностей, а также закономерности распределения физических параметров по площади или по глубине, выявленные без учета давления и температуры, не отражают истинного значения этих параметров в естественном залегании пород.

Проведенные работы позволили выявить ряд особенностей пород в условиях высоких давлений и температур, установить оптимальные формы зависимостей между физическими параметрами и литолого-петрографическими свойствами пород, наметить пути повышения точности оценки параметров, необходимых для интерпретации геофизических материалов, и т. д.

Изучение влияния насыщающего породу флюида на ее свойства в различных термодинамических условиях показали принципиальную возможность определения его характера по комплексу физических параметров. Повышение температуры и пластового давления способствует увеличению различий физических параметров пород в зависимости от типа насыщающего флюида. Это позволяет предположить наибольшую эффективность прямых геофизических методов поисков и выделения нефтегазоносных залежей в условиях повышенных пластового давления и температуры. Высокое пластовое давление вместе с жесткими связями обломочных частиц препятствуют уменьшению пористости пород под действием геостатического давления, что дает возможность установить наличие высокопористых осадочных отложений независимо от глубины их залегания. Зоны с высоким пластовым давлением характеризуются пониженными значениями скорости распространения упругих волн, плотности и удельного электрического сопротивления, что создает предпосылки их обнаружения геофизическими методами.

Результаты изучения влияния давления и температуры на физические свойства пород позволили установить, что одной из причин наличия границ раздела в осадочных отложениях по физическим параметрам может быть термодинамическая обстанов-

ка залегания пород, т. е. изобарические или изотермические поверхности в осадочном покрове, в частности в пределах локальных структур.

Дальнейшее развитие работ в области петрофизических исследований, в том числе в условиях высоких давлений и температур, должно быть направлено на изучение осадочных пород со сложным строением структуры порового пространства, каверновой пористостью. К ним относятся карбонатные образования, песчано-глинистые породы с высоким содержанием глинистых и карбонатных компонент, породы с явными признаками анизотропии и т. д. Должен быть расширен комплекс изучаемых параметров при одновременном их измерении в условиях давлений и температур. Это в первую очередь относится к параметрам, характеризующим динамические особенности упругих волн в пористых средах, электромагнитные свойства, фильтрационные и емкостные характеристики и т. д. При этом следует рассмотреть влияние насыщающих флюидов при их различном соотношении в порях породы.

Сложность и низкая производительность лабораторных петрофизических исследований при высоких давлениях и температурах обуславливают особое внимание к их систематизации и хранению. К сожалению, несмотря на разработку различных информационно-поисковых систем в области геологии и геофизики до настоящего времени многие результаты измерений физических параметров пород при давлениях и температурах не систематизируются с единых методических позиций. Необходимо разработать общесоюзную систему кодирования, перфокарты, алгоритмы выдачи информации и статистической обработки данных о физических свойствах пород с одновременным учетом литолого-петрографических особенностей пород и геолого-тектонических условий залегания.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авчян Г. М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. М., «Недра», 1972. 144 с. с ил.
2. Авчян Г. М., Матвеевко А. А. Влияние насыщающей жидкости на скорость распространения продольных волн в осадочных породах при высоких давлениях и температурах.— «Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли», 1965, № 3, с. 65—70 с ил.
3. Авчян Г. М., Матвеевко А. А., Стефанкевич З. Б. Влияние пластового давления на физические свойства песчаников.— «Разведочная геофизика», вып. 26. М., «Недра», 1968, с. 82—92.
4. Авчян Г. М., Матвеевко А. А., Стефанкевич З. Б. О методике комплексного определения физических параметров пород при высоких давлениях.— «Прикладная геофизика», вып. 49. М., «Недра», 1967, с. 164—173 с. с ил.
5. Авчян Г. М., Матвеевко А. А., Стефанкевич З. Б. Методические указания по учету термодинамических условий залегания осадочных пород коллекторов при измерении их физических параметров в лаборатории. М., изд. ВНИИГеофизика (ротапринт), 1972. 28 с. с ил.
6. Авчян Г. М., Стефанкевич З. Б. Связь относительного сопротивления с коэффициентом пористости песчаных пород.— «Разведочная геофизика», вып. 71. М., «Недра», 1976, с. 131—134.
7. Авчян Г. М., Стефанкевич З. Б. Влияние давления и температуры на зависимость электрического сопротивления от водонасыщенности песчаных коллекторов.— «Разведочная геофизика», вып. 72. М., «Недра», 1976, с. 153—156.
8. Алексеева М. А., Каледа Г. А. Латеральная изменчивость катагенетических преобразований карбонатных пород на локальных структурах Русской платформы.— «Труды ВНИИГНИ», вып. 160. Пермь, 1974, с. 62—69 с ил.
9. Ананян А. А. О плотности связанной воды в горных породах и почвах.— В кн.: Мерзлотные исследования, М., вып. 4, изд. МГУ, 1964, с. 334—339 с ил.
10. Аникиев К. А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях.— «Труды ВНИГРИ», вып. 293. Л., «Недра», 1964. 168 с. с ил.
11. Аширов К. Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М., «Недра», 1965, с. 87—92 с ил.
12. Багин В. И., Малумян Л. М. Железосодержащие минералы в пропитанных нефтью осадочных породах продуктивной толщи Азербайджана.— «Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли», 1976, № 4, с. 73—79.
13. Багов М. С., Цой В. И. Экспериментальное определение коэффициента сжимаемости известняков.— «Труды ГрозНИИ», вып. XIII, 1962, с. 18—20.
14. Баяк Е. И. Изучение упругих свойств образцов горных пород из глубокой скважины при высоких давлениях.— «Изв. АН СССР. Сер. геофиз.», 1960, № 12, с. 1756—1761 с ил.
15. Березкин В. М. Применение гравиразведки для поисков месторождений нефти и газа. М., «Недра», 1973. 264 с. с ил.
16. Берман Л. Б., Нейман В. С. Влияние температуры на относительное сопротивление корных пород.— «Разведочная геофизика», вып. 14. М., «Недра», 1965, с. 118—128 с ил.

17. Бреховских Л. М. Волны в слоистых средах. М., Изд-во АН СССР, 1957. 502 с. с ил.

18. Брюзгина Н. И., Туезова Н. А. О законах изменения пористости и плотности горных пород с глубиной их залегаения для отложений Западно-Сибирской низменности.— «Труды СНИИГГИМС», вып. 62, 1967, с. 134—140 с ил.

19. Булатова Ж. М., Волкова Е. А., Дубров К. Ф. Акустический каротаж. М., «Недра», 1970. 274 с. с ил.

20. Булин Н. К. Некоторые выводы из анализа измерений естественных напряжений в подземных горных выработках.— В кн.: Напряженное состояние земной коры. М., «Недра», 1973, с. 168—178 с ил.

21. Васильев Ю. М. Геотермические особенности юго-востока Русской платформы.— В кн.: Сборник материалов научно-технического совета по глубокому бурению, вып. 6. М., «Недра», 1965, с. 3—31 с ил.

22. Васильев П. В., Малинин С. И. Влияние основных геологических факторов на поведение пород в горных выработках. М., Госгортехиздат, 1960. 94 с. с ил.

23. Вендельштейн Б. Ю. О связи между параметром пористости, коэффициентом поверхностной проводимости, диффузионно-адсорбционной активностью и адсорбционными свойствами терригенных пород.— «Труды МИНХиГП», вып. 31. М., Госгортехиздат, 1960, с. 16—30 с ил.

24. Вендельштейн Б. Ю., Горбенко А. С. Исследование связи между параметром насыщения и коэффициентом водонасыщенности для полимиктовых песчаников и алевролитов месторождений Узень и Жетыбай.— «Труды МИНХиГП», вып. 89. М., «Недра», 1969, с. 33—40 с ил.

25. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности.— «Труды ВНИГРИ», вып. 361. Л., «Недра», 1976. 131 с. с ил. Авт.: Б. А. Лебедев, Е. Г. Бро, Т. С. Кузьмина и др.

26. Волярович М. П. Исследование упругих свойств горных пород при высоких всесторонних давлениях.— «Труды ИФЗ АН СССР», № 23, 1962, с. 7—18.

27. Волярович М. П. Исследование упругих и прочностных свойств горных пород при высоких давлениях.— В кн.: Проблемы механики горных пород. Алма-Ата, «Наука», 1966, с. 97—103 с ил.

28. Волярович М. П., Байюк Е. И. Влияние всестороннего давления до 4000 кгс/см² на упругие свойства образцов горных пород.— «Докл. АН СССР», т. 135, № 1, 1960, с. 65—68.

29. Волярович М. П., Байюк Е. И., Карасик В. М. Скорости продольных волн в осадочных породах Крыма при высоких всесторонних давлениях.— «Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли», № 6, 1969, с. 31—39 с ил.

30. Газовые месторождения СССР. Под ред. В. Г. Васильева. Л., Госгортехиздат, 1961. 748 с. с ил.

31. Гаранин В. А. О поглощающих и упругих свойствах сцементированных двухфазных пористых сред.— «Прикладная геофизика», вып. 60. М., «Недра», 1970, с. 44—52 с ил.

32. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. Под ред. проф. М. С. Бурштара и С. П. Максимова. М., «Недра», 1966. 424 с. с ил.

33. Горбенко А. С. Методика измерения удельного электрического сопротивления глин и глинистых песчаников.— «Труды МИНХиГП», вып. 115. М., «Недра», 1975, с. 23—26 с ил.

34. Горбовицкий Г. Б., Щербакова Т. В., Федорова Е. С. Оценка пористости пород по данным акустического каротажа.— «Разведочная геофизика», вып. 15. М., «Недра», 1966, с. 117—124 с ил.

35. Грегори А. Р. Изменение скорости поперечных волн в образцах осадочных пород при сжатии.— В кн.: Механика горных пород. М., «Недра», 1966, с. 260—285.

36. *Гусаков Н. Д.* Определение коэффициентов нефтенасыщения и пористости песчаников по результатам электрического каротажа скважин.— «Прикладная геофизика», вып. 45. М., «Недра», 1965, с. 232—245.

37. *Данилин А. Н.* Физические свойства юрских отложений Южного Мангышлака. Алма-Ата, «Наука», 1973. 176 с. с ил.

38. *Дахнов В. Н.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Гостоптехиздат, 1962. 364 с. с ил.

39. *Дахнов В. Н., Кобранова В. Н.* Петрофизика, ее значение для настоящего и будущего геологин.— «Советская геология», № 9, 1965, с. 118—123 с ил.

40. *Дерягин Б. В., Кусаков М. М.* Свойства тонких слоев жидкости и их влияние на взаимодействие твердых поверхностей.— «Изв. АН СССР, отд. матем. и естеств. наук», № 5, 1936, с. 1571—1588.

41. *Добрынин В. М.* Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970. 237 с. с ил.

42. *Добрынин В. М., Мулин В. П.* Физические свойства полимиктовых песчаников в приствольной зоне скважины.— В кн.: Проблемы нефти и газа Тюмени, вып. 21, 1974, с. 3—5 с ил.

43. *Долина Л. П., Султанов С. А.* Экспериментальное изучение связи электропроводности с водонасыщенностью на образцах продуктивных пород Узеньского месторождения.— «Труды ВНИИ», вып. 48. М., 1967, с. 141—145 с ил.

44. *Дорогоницкая Л. М., Альмова Т. К.* Влияние водонасыщения на скорость распространения продольных волн в терригенных породах.— В кн.: Методы разведочной геофизики и промышленной геофизики в Западно-Сибирской низменности, вып. 93. Новосибирск, 1969, с. 72—75.

45. *Дортман Н. Б., Магид М. Ш.* Зависимость скорости упругих волн и плотности горных пород от кристаллохимических особенностей минералов.— «Геология и геофизика», 1969, № 4, с. 93—105.

46. *Зарипов О. Г.* Влияние эпигенеза на структуру межзернового порового пространства обломочных пород.— «Бюллетень научно-технической информации. Сер. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа». № 1. М., ВИЭМС, 1969, с. 37—43 с ил.

47. *Золотарев П. П., Николаевский В. Н., Степанов В. П.* Особенности распространения упругих волн в пористых породах, насыщенных нефтью, газом и смесью жидкости и газа.— В кн.: Теория и практика добычи нефти, 1965. М., «Недра», 1966, с. 87—95.

48. *Изменение* физических свойств окремненных и карбонатизированных пород при моделировании горного и пластового давлений.— «Нефтегазовая геология и геофизика», № 8, 1968, с. 45—48 с ил. Авт.: А. Я. Петерсон, В. Н. Запара, В. Р. Кулеш и др.

49. *Изотова Т. С.* Акустические свойства терригенных пород.— «Геология нефти и газа», № 12, 1967, с. 44—48 с ил.

50. *Индутный В. Ф., Гук О. Е., Третьяченко Ю. В.* Влияние литологических особенностей осадочных пород на характер изменения их электрических свойств при различных давлениях и температурах.— В кн.: Физические свойства горных пород при высоких термодинамических параметрах. Киев, «Наукова думка», 1971, с. 221—224.

51. *Калинко М. К.* Методика исследования коллекторских свойств кернов. М., Гостоптехиздат, 1963. 224 с. с ил.

52. *Карасик В. М.* Сопоставление упругих свойств осадочных горных пород по данным сейсмокаротажа и лабораторных измерений.— «Нефтегазовая геология и геофизика», 1970, № 6, с. 53—56 с ил.

53. *Карпова Г. В., Шевякова Э. П.* Об эпигенетических изменениях глинистого вещества в терригенных каменноугольных отложениях Днепровско-Донецкой впадины. «Литология и полезные ископаемые». 1965, № 2, с. 70—84 с ил.

54. *Катагенетические* преобразования терригенных нефтегазоносных пород (на примере девонских отложений Волгоградского Правобережья).— «Изв.

АН СССР. Сер. геол., 1969, № 8, с. 99—113 с ил. Авт.: П. А. Карпов, Н. В. Лопатин, А. В. Шилин и др.

55. *Кнутсон Ц. Ф., Бохор Б. Ф.* Поведение пористых пород при всестороннем давлении.— В кн.: Механика горных пород. Пер. с англ. М., «Недра», 1966, с. 407—410 с ил.

56. *Кобранова В. Н.* Физические свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1962. 490 с. с ил.

57. *Козел И.* Зависимость удельных сопротивлений осадочных горных пород от температуры.— В кн.: Геофизические методы исследования скважин, вып. 56. М., «Недра», 1966, с. 23—29.

58. *Козлов В. Ф.* О поясах вторичного кальцита вокруг залежей нефти и газа в гипогенных условиях.— «Труды ВНИГНИ», вып. 160, 1974, с. 117—124 с ил.

59. *Козлов Е. А.* О скоростях продольных волн в терригенных отложениях.— «Изв. АН СССР. Сер. геофиз.», 1962, № 8, с. 1009—1024 с ил.

60. *Копелиович А. В., Коссовская А. Г., Шутов В. Д.* О некоторых особенностях эпигенеза терригенных отложений платформенных и геосинклинальных областей.— «Изв. АН СССР. Сер. геолог.», 1961, № 6, с. 18—31 с ил.

61. *Кузнецов О. Л., Сергеев Л. А.* Акустические свойства насыщенных зернистых сред.— «Труды VI Всесоюзной акустической конференции», М., 1968.

62. *Куликов Б. Н.* Экспериментальное изучение влияния пластовых условий на сжимаемость, пористость и удельное электрическое сопротивление карбонатных пород.— Нефтегазовая геология и геофизика, 1971, № 1, с. 31—34 с ил.

63. *Леонтьев Е. И., Сахибгареев А. С., Мищенко В. А.* Об удельном и электрическом сопротивлении полимиктовых песчаников.— «Геология нефти и газа», 1970, № 8, с. 29—32.

64. *Логвиненко Н. В.* Петрография осадочных пород. М., «Высшая школа», 1967. 416 с.

65. *Лысаков Б. А., Зубарев Ю. П.* Пример влияния глубины залегания на петрографические и механические свойства песчаников.— «Изв. АН СССР вузов. Сер. Геология и разведка», 1968, № 1, с. 18—22 с ил.

66. *Ляховицкий Ф. М., Рапопорт Л. И.* Применение теории Фрекеля-Био для расчета скорости поглощения упругих волн в насыщенных пористых средах.— «Прикладная геофизика», вып. 66. М., «Недра», с. 52—54.

67. *Максимович Г. А., Быков В. Н.* О роли вторичного кальцита в изоляции залежей нефти месторождений Волго-Уральской провинции.— «Труды ин-та Гипровостокнефть», вып. 2. Пермское книжное изд-во, 1966, с. 126—138.

68. *Малинин С. И.* Вторичные изменения пород, вмещающих угольные пласты.— М., Изд-во АН СССР, 1963.

69. *Марморштейн Л. М.* Коллекторские и экраняющие свойства осадочных пород при различных термодинамических условиях. Л., «Недра», 1975. 160 с. с ил.

70. *Марморштейн Л. М., Рафаевич Ф. З.* Изучение параметров нефтенасыщенности в условиях, близких к пластовым. «Геофизический сборник», вып. 46. Киев, «Наукова думка», 1972, с. 61—65.

71. *Мельникова Н. А., Крымов В. Ф.* Влияние вторичных процессов на коллекторскую емкость карбонатных и терригенных пород Оренбургской области.— «Литология и полезные ископаемые», 1970, № 4, с. 114—120.

72. *Методика, техника и результаты геофизической разведки.*— Материалы Всесоюзной научно-техн. конференции. Отв. ред. В. В. Федынский. М., «Недра», 1967. 596 с. с ил.

73. *Механика насыщенных пористых сред.* М., «Недра», 1970. 339 с. с ил. Авт.: В. Н. Николаевский, Е. С. Басниев, А. Т. Горбунов, Г. А. Зотов.

74. *Милло Т.* Геология глини. Перев. с франц. М., «Недра», 1967. 359 с. с ил.

75. *Моисеенко У. И., Смыслов А. А.* Роль теплопроводности пород в развитии геологических процессов. Тезисы докладов Всесоюзной научно-тех-

нической конференции «Теплофизические свойства горных пород. Проблемы горной теплофизики». Л., изд. ЛГУ, 1973, с. 29—30.

76. *Морозович Я. Р., Петров Л. П.* Зависимость электрического сопротивления влагонасыщенных горных пород от температуры.— «Сборник НТИ для нефтедобывающих предприятий Южного Мангышлака». М., изд. ВНИИОЭНГ, 1967, с. 45—51.

77. *Морозович Я. Р.* Зависимость электрических и коллекторских свойств пород от всестороннего давления.— В кн.: Сборник материалов научно-технического совета по глубокому бурению». вып. 4. М., «Недра», 1965, с. 60—71.

78. *Муравьев В. И.* Постседиментационные изменения глинистых минералов мезозойских продуктивных пластов Кенкияка и Акжара.— «Литология и полезные ископаемые», 1974, № 5, с. 133—141.

79. *Назарова Н. В., Демидович Л. А.* Латеральная изменчивость структуры пустотного пространства и зональность физических свойств карбонатных пород межсолевых отложений девона в пределах локальных структур Припятского прогиба.— «Труды ВНИГНИ», вып. 160. Пермь, 1974, с. 132—138 с ил.

80. *Некоторые особенности терригенных отложений девона и карбона на востоке Русской платформы как критерий нефтеносности.*— «Докл. АН СССР», т. 194, № 4, 1970, с. 930—932. Авт.: Г. Л. Миропольская, Е. Т. Герасимова, М. К. Мухитдинова, Р. Ш. Харитонова.

81. *Овчаренко Ф. Д.* Гидрофильность глин и глинистых минералов. Киев, «Наукова думка», 1961. 291 с. с ил.

82. *Озерская М. Л.* Общие сведения о физических свойствах осадочных горных пород и связей между ними.— В кн.: Физические свойства осадочного покрова территории СССР. М., «Недра», 1967, с. 719—738 с ил.

83. *Орлов Л. И., Гимаев Р. С.* Влияние горного давления на электрическое сопротивление карбонатных пород.— «Прикладная геофизика», вып. 33. М., Гостоптехиздат, 1968, с. 206—212 с ил.

84. *Оценка возможности применения сейсмической разведки для прямых поисков нефтяных залежей.* М., Изд-во АН СССР, 1961. 131 с. с ил. Авт.: М. Ф. Мирчиник, И. Я. Баллак, Л. А. Сергеев и др.

85. *Павлова Н. Н.* Деформационные и коллекторские свойства горных пород. М., «Недра», 1975. 240 с. с ил.

86. *Пархоменко Э. И.* Электрические свойства горных пород. М., «Наука», 1965. 164 с. с ил.

87. *Пархоменко Э. И., Бондаренко А. Т.* Электропроводность горных пород при высоких давлениях и температурах. М., «Наука», 1972. 278 с. с ил.

88. *Перозио Г. Н.* Эпигенез терригенных осадочных пород юры и мелля юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1971. 159 с. с ил.

89. *Петкевич Г. И.* Факторы, определяющие скорости сейсмических волн в геологическом разрезе. Киев, Изд-во АН СССР, 1963. 116 с. с ил.

90. *Петкевич Г. И.* Информативность акустических характеристик неоднородных геологических сред. Киев, «Наукова думка», 1976. 212 с. с ил.

91. *Петкевич Г. И., Вербицкий Т. З.* Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. Киев, «Наукова думка», 1970. 126 с. с ил.

92. *Петкевич Г. И., Вербицкий Т. З.* Исследование упругих свойств пористых геологических сред, содержащих жидкости. Киев, изд-во АН УССР, 1965. 250 с. с ил.

93. *Плохотников А. Н., Дзевань И. П., Прямов П. А.* Применение акустического каротажа для выделения трещинных коллекторов.— «Прикладная геофизика», вып. 38. М., «Недра», 1970, с. 107—113.

94. *Полак Л. С., Рапопорт М. Б.* О связи скорости продольных волн с некоторыми физическими свойствами осадочных пород.— «Прикладная геофизика», вып. 29. М., Гостоптехиздат, 1961, с. 31—39.

95. *Поляков Е. А.* Исследование электрического сопротивления и плотности водных растворов солей при высоких давлениях и температурах.— «Прикладная геофизика», вып. 41. М., «Недра», 1965, с. 163—180 с ил.

96. *Притулко Г. И., Сорока М. М., Шелепко В. И.* Влияние всестороннего давления на пористость и электрическое сопротивление песчано-глинистых отложений Предкарпатья.— «Труды II и III конференций молодых ученых Украины». Киев, «Наукова думка», 1968, с. 20—21.
97. *Прозорович Г. Э.* Методика и результаты изучения минералогии глин продуктивных отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоспособностью.— «Труды ЗапСибНИГРИ», вып. 35. Тюмень, 1970.
98. *Прозорович Г. Э.* Покрышки залежей нефти и газа.— «Труды ЗапСиб. науч.-исслед. геол. разв. нефт. ин-та», вып. 49. М., «Недра», 1972, с. 119 с ил.
99. *Прозорович Г. Э., Заринов О. Г.* Сравнительный анализ эпигенетических преобразований в терригенных коллекторах нефтеносных горизонтов Русской платформы и Западно-Сибирской плиты.— «Литология и полезные ископаемые», 1970, № 4, с. 114—131.
100. *Прошляков Б. К.* Зависимость коллекторских свойств от глубины залегания и литологического состава пород.— «Геология нефти», 1960, № 12, с. 24.
101. *Ризниченко Ю. В.* О распространении сейсмических волн в дискретных и гетерогенных средах.— «Изв. АН СССР. Сер. геогр. и геофиз.», 1949, № 2, с. 115—128 с ил.
102. *Ризниченко Ю. В., Силаева О. Н.* Определение зависимости скоростей распространения упругих волн в образцах горных пород от одностороннего давления.— «Изв. АН СССР. Сер. геофиз.», 1955, № 3, с. 193—197.
103. *Румянцева Н. Н., Нейман В. С.* К изучению поверхностной проводимости низкопористых песчано-глинистых систем.— «Нефтегазовая геология и геофизика», 1965, № 5, с. 44—46.
104. *Сахибгареев Р. С., Абдуллин Р. А.* О вторичных преобразованиях песчано-алевролитовых пород продуктивного горизонта Трехозерного месторождения.— «Труды Гипротюменьнефтегаз», вып. 5, 1971, с. 154—158.
105. *Скорости продольных волн в осадочных горных породах Азербайджана при всесторонних давлениях до 4000 кгс/см².*— «Труды ИФЗ АН СССР», № 37, 1966, с. 52—60. Авт.: М. П. Воларович, Е. И. Баюк, Т. М. Салехли, Ф. Г. Гусейнов.
106. *Справочник физических констант горных пород.* Под ред. С. Кларка. М., «Мир», 1969. 543 с с ил.
107. *Страхов Н. Н., Залманзон Э. С.* Распределение аутигенно-минералогических форм железа в осадочных породах и его значение для литологии.— «Изв. АН СССР. Сер. геолог.», 1965, № 1, с. 34—51.
108. *Теодорович Г. И.* Учение об осадочных породах. М., Госгеолтехиздат, 1958. 572 с с ил.
109. *Туезова Н. А.* Физические свойства горных пород Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1964. 128 с с ил.
110. *Тхостов Б. А.* Начальные пластовые давления и геогидродинамические системы. М., «Недра», 1966. 268 с с ил.
111. *Ушатинский Л. И.* Влияние катагенеза и углеводородов на свойства коллекторов нефти и газа Западной Сибири. Тезисы докл. на Всесоюз. семинаре. М., изд. МИНХиГП, 1975, с. 135—136.
112. *Физико-механические свойства горных пород и минералов при высоких давлениях и температурах.* М., «Недра», 1974. 223 с с ил. Авт.: М. П. Воларович, Е. И. Баюк, Л. И. Левыкин, И. С. Томашевская.
113. *Физические свойства горных пород Западно-Сибирской нефтегазосной провинции.* М., «Недра», 1975. 184 с с ил. Авт.: Н. А. Туезова, Л. М. Доргоницкая, Р. Г. Демина, Н. Н. Брюзгина.
114. *Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика).* Справочник геофизика. М., «Недра», 1976. 527 с с ил.
115. *Физические свойства горных пород и минералов при высоких давлениях и температурах.* Тбилиси, «МЕЦНИЕРЕБА», 1974. 373 с с ил.
116. *Френкель Я. И.* К теории сейсмических и сейсмoeлектрических явлений во влажной почве.— «Изв. АН СССР. Сер. географ. и геофиз.», т. 8, № 4, 1944, с. 133—150 с ил.

117. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М., «Недра», 1973. 304 с. с ил.
118. Царева Н. В. Распространение упругих волн в песке.— «Изв. АН СССР. Сер. геофиз.», 1956, № 9, с. 1044—1053 с ил.
119. Черников О. А. Преобразование песчано-алевритовых пород и их пористость. М., «Наука», 1960. 130 с. с ил.
120. Швецов М. С. Петрография осадочных пород. М., Гостеолтехиздат, 1958. 416 с. с ил.
121. Шелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., Гостоптехиздат, 1959. 467 с. с ил.
122. Эйдман И. Е. Удельное электрическое сопротивление.— «Прикладная геофизика», вып. 15. М., Гостоптехиздат, 1956, с. 140—154 с ил.
123. Эмаль Дж. Берчик. Свойства пластовых жидкостей. М., Гостоптехиздат. 1960. 184 с. с ил.
124. Энгельгард В. Поровое пространство осадочных пород. М., «Недра», 1964. 232 с. с ил.
125. Юркова Р. М. Использование явления эпигенетического внутрислойного растворения некоторых аксессуарных минералов для установления времени формирования нефтяных месторождений.— В кн.: Эпигенез и его минеральные индукторы. М., «Наука», 1971, с. 154—166 с ил.
126. Anderson O. L. On the use of ultrasonic and shock—wave data to estimate compressions on extremely high pressures.— „Phys. Earth Planet. Interiors“, 1968, vol. 1, p. 491—524 with il.
127. Anderson O. L., Schreiber E., Liebermann H. C. Some elastic constant data on minerals reloxant to geophysics.— „Reviews of Geophysics“, vol. 6, N 4, 1968, p. 491—524.
128. Arps I. I. The effect of temperature on the density and electrical resistivity of sodium chloride solutions.— „Petrol. Trans. AIME“, 1953, vol. 198, p. 327—330 with il.
129. Banthia B., King M., Fatt I. Ultrasonic shear wave velocities in rocks subjected to simulated overburden pressure and internal pore pressure.— „Geophysics“, vol. 30, No. 1, 1965, p. 117—121.
130. Berry J. E. Acoustic velocity in porous media.— „Petrol. Trans. AIME“, 1959, vol. 216, p. 262—270 with il.
131. Biot M. A. Theory of propagation of elastic waves in fluid saturated porous solids.— „J. Acoust. Soc. of America“, 1956, vol. 28, N 2. p. 168—191 with il.
132. Birch F. The velocity of compressional waves in rocks to 10kb.— J. „Geophys. Res.“, 1961, vol. 66, N 7, p. 2199—2222.
133. Brandt H. A. Study of the speed of sound in porous granular media.— „J. Appl. Mech.“, vol. 22, N 4, 1955, p. 479—486.
134. Cahil J. Drill—pipe log is good problem solver (Drill—pipe log solves problems).— „Oil and Gas J.“, vol. 64, N 39, 1966.
135. Carpenter Ch. B., Spenser G. B. Compressibility measurement of consolidated oil sands.— „Oil Weekly“, 1940, vol. 100, N 3, p. 22—29.
136. Chericci G. L. et al. Effect of the overburden pressure on some petrophysical parameters of reservoir rocks.— „7th World petroleum congress, Mexico“, 1967, vol. 2.
137. Fatt I. Compressibility of sandstones at low to moderate pressure.— „Bull. Amer. Ass. Petrol. Geologists“, vol. 42, N 8, 1958, p. 1924—1929.
138. Gassman F. Elastic waves through a packing of spheres.— „Geophysics“, vol. 16, N 4, 1951, p. 673—685 with il.
139. Geertsma J. The effect of fluid pressure decline on volume changes of porous rocks.— „Trans. AIME“, 1957, vol. 210, p. 331—339.
140. Granville C. R. Laboratoru stydu indicates significant effect of pressure on resistivity of reservoir rock.— „J. Petrol. Techn.“, April, 1958, p. 20—26.
141. Hall H. N. Compressibility of reservoir rock.— „J. Petrol. Technology AIME“, 1953, vol. 149, p. 309—311 with il.

142. *Helander D. P., Campbell J. M.* The effect of pore configuration, pressure and temperature on rock resistivity. Seventh Annual Logging Symposium Trans., May 8—11, 1966. Tulsa, Oklahoma, SPWLA, p. 1—43 with il.

143. *Hicks W. G., Berru J. E.* Application of continuous velocity logs to determination of fluid saturation of reservoir rocks. — „Geophysics“, vol. 21, N 3, 1956, p. 739—754.

144. *Hughes D. S.* The effect of pressure on the reduction of pore volume of consolidated sandstones. — „Geophysics“, vol. 18, No 2, 1953, p. 298—309 with il.

145. *Hughes D. S., Kelly J. L.* Variation of elastic wave velocity with saturation in sandstones. — „Geophysics“, vol. 17, N 1, 1952, p. 739—752.

146. *Hughes D. S., Jones H. J.* Elastic wave velocities of sedimentary rock. — „Trans. Amer. Geoph. Union“, vol. 32, N 2, 1951, p. 173—178 with il.

147. *King M., Fatt I.* Ultrasonic shear wave velocities in rocks subjected to simulated overburden pressure. — „Geophysics“, 1962, vol. 27, p. 590—598.

148. *Kocfoed O., Oosterveld M. M., Alons I. J. G.* A laboratory investigation with the elastic properties of limestones. — „Geophys. Prosp.“, vol. 11, No 3, 1963, p. 300—312 with il.

149. *Koltonski W.* Bdanie niektórych własności strukturalnych corotworu metoda akustyczna. — „Rozprawy Inżynierskie“, 1965, N 1, p. 147—186.

150. *Ladéjroux J.* Mesure en laboratoire de la vitesse du son dans les roches sédimentaires consolidées. — „Revue Inst. Franc. du Pétrole“, vol. 16, N 4, 1961, p. 111—114.

151. *Laughton A. S.* Sound propagation in compacted ocean sediments. — „Geophysics“, vol. 22, N 2, 1957, p. 233—260.

152. *Mann R., Fatt I.* Effect of pore fluids on the elastic properties of sandstone. — „Geophysics“, vol. 25, N 2, 1960, p. 433—444 with il.

153. *McDade I. G., Pardue D. R., Hedrich A. L.* Sound velocity in water above 212° F. — „J. Acoust. Soc. of Amer.“, vol. 31, N 10, 1959, p. 1380—1383.

154. *Nagumo Sh.* Effect of pore on deformation and failure of porous media. — „Bull. Earthquake Res. Inst. Tokyo Univ.“, 1965, vol. 43, p. 317—338.

155. *Pickett G. R.* The use of acoustic logs in the evaluation of sandstone reservoirs. — „Geophysics“, vol. 25, N 1, 1960, p. 250—267.

156. *Sarmiento A. R.* Geological factors influencing porosity estimates from velocity logs. — „Bull. Amer. Ass. Petrol. Geologists“, vol. 45, No. 5, 1961, p. 633—644 with il.

157. *Sato I.* Velocity of elastic waves propagated in media with small holes. — „Bull. Earthquake Res. Inst. Tokyo Univ.“, vol. 30, No. 3, 1952.

158. *Shumway G.* Sound velocity vs. temperature in water-saturated sediments. — „Geophysics“, vol. 23, No. 3, 1958, p. 494—505 with il.

159. *Simmons G.* The velocity of compressional wave in various minerals at pressures to 10 kilobars. — „J. Geophys. Res.“, vol. 69, No. 6, 1964, p. 1117—1121 with il.

160. *Van der Knaap W.* Nonlinear behavior of elastic porous media. — „Trans. AIME“, 1959, vol. 216, p. 179—186.

161. *White I. E., Senbush R. J.* Velocity measurements in near surface formation. — „Geophysics“, vol. 18, N 1, 1953, p. 54—69.

162. *Winsauer W. G., McGardell W. M.* Ionic double-layer conductivity in reservoir rock. — „Petrol. Trans. AIME“, 1955, vol. 198, p. 129—134.

163. *Wyllie M., Gregory A., Gardner G.* Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. — „Geophysics“, vol. 21, N 1, 1956, p. 41—70 with il.

164. *Wyllie M. R., Gardner G. H. F., Gregory A. R.* Studies of elastic wave attenuation in porous media. — „Geophysics“, vol. 27, N 5, 1962, p. 569—590.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава I. Основные факторы, определяющие физические свойства осадочных пород в глубинных условиях	7
Состав, структура и эпигенетические изменения осадочных пород	7
Давление и температура, действующие на горную породу в естественном залегании	21
Глава II. Физические свойства твердой, жидкой и газовой компонент осадочных пород	32
Твердая фаза (минералы)	32
Пластовые воды	37
Нефть и газ	45
Глава III. Обратимые изменения физических свойств осадочных пород при нарушении термодинамических условий залегания	48
Влияние глубинных термодинамических условий на сжимаемость, пористость и плотность осадочных пород	48
Коэффициент сжимаемости породы	48
Коэффициент пористости	75
Плотность	80
Зависимость акустических параметров от всестороннего давления, пластового давления и температуры	83
Теоретическая оценка изменения скорости распространения продольных волн от всестороннего давления. Эффект сжимаемости породы	83
Экспериментальное изучение влияния термодинамических параметров на акустические свойства осадочных пород	89
Зависимость электрических свойств осадочных пород от всестороннего давления, порового давления и температуры	107
Влияние всестороннего давления на удельное электрическое сопротивление	108
Зависимость поверхностной проводимости пород от всестороннего давления	118
Влияние всестороннего давления на электрическую анизотропию	122
Зависимость удельного электрического сопротивления осадочных пород от порового давления	125
Влияние температуры на удельное электрическое сопротивление и параметр пористости	130
Влияние температуры на поверхностную проводимость	138
Глава IV. Связь между физическими параметрами осадочных пород в глубинных условиях	141
Зависимость удельного электрического сопротивления водонасыщенных пород от пористости	141
Связь коэффициента увеличения сопротивления с коэффициентом нефте- и газонасыщенности осадочных пород	150
Влияние пористости и плотности на скорость распространения упругих волн	154
Оценка коэффициента пористости песчано-глинистых пород по параметру пористости и интервальному времени	173

Дифференциация акустических параметров осадочных пород, насыщенных различными флюидами	179
Глава V. Приведение лабораторных значений физических параметров осадочных пород к глубинным термодинамическим условиям	191
Оценка давления и температуры на различных глубинах	193
Поправки в значения физических параметров осадочных пород на давление и температуру глубины отбора	194
Пористость и плотность	194
Акустические параметры	198
Удельное электрическое сопротивление и параметр пористости	204
Заключение	213
Список литературы	215

ИБ № 2676

**Генрих Месропович Авчян,
Анатолий Алексеевич Матвеевко,
Збигнев Брониславович Стефанкевич**

ПЕТРОФИЗИКА ОСАДОЧНЫХ ПОРОД В ГЛУБИННЫХ УСЛОВИЯХ

Редактор издательства *В. Н. Никитина*
Переплет художника *К. В. Голикова*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *Т. Г. Сивова*
Корректор *Е. В. Наумова*

Сдано в набор 04.12.78.	Подписано в печать 10.07.79.	T-11383.	Формат 60×90 ^{1/16} .
Бумага книжно-журн.	Гарнитура литер.	Печать высокая.	Печ. л. 14,0.
Уч.-изд. л. 14,26.	Тираж 2100 экз.	Заказ 107/7295-3.	Цена 1 р. 10 к.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19
Ленинградская картографическая фабрика объединения «Аэрогеология»

3014

1891

1891