

**ИЗУЧЕНИЕ
КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ
МЕТОДАМИ
ПРОМЫСЛОВОЙ
ГЕОФИЗИКИ**

2406

ИЗУЧЕНИЕ
КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ
МЕТОДАМИ
ПРОМЫСЛОВОЙ
ГЕОФИЗИКИ



МОСКВА · НЕДРА · 1977



Изучение карбонатных коллекторов методами промышленной геофизики. М., «Недра», 1977. 176 с. Авт.: Г. М. Золоева, Н. В. Фарманова, Н. В. Царева и др.

В книге рассмотрены современные методы и способы изучения карбонатных коллекторов по результатам промыслово-геофизических исследований скважин и петрофизики, которые позволяют выделять и разделять коллектора на типы, оценивать их свойства и характер насыщения. Исследована возможность прогнозирования продуктивности коллекторов на основе совместного использования промыслово-геофизических и гидродинамических данных. Приведены результаты изучения петрофизических характеристик карбонатных коллекторов в поверхностных и термобарических условиях.

Книга представляет интерес для инженерно-технических работников, занимающихся поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений и подсчетом запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах.

Табл. 8, ил. 77, список лит. — 118 назв.

Авторы: Г. М. ЗОЛОЕВА, Н. В. ФАРМАНОВА, Н. В. ЦАРЕВА, Б. Н. КУЛИКОВ, Л. В. СИЛИНА

И 20804—457
043(01)—77 81—77

© Издательство «Недра», 1977

ПРЕДИСЛОВИЕ

Проблемы, связанные с изучением нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, в настоящее время уже не являются совершенно новыми [1, 6, 9, 12, 37, 46, 70, 87, 105, 112, 114]. Однако при выделении коллекторов, оценках характера их насыщения и подсчетных параметров постоянно возникают трудности. Их причиной является сложное строение коллекторов, в которых наряду с межзерновыми порами почти всегда присутствуют трещины и каверны, составляющие иногда значительную долю эффективного порового пространства и способствующие, как правило, формированию глубокой зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

Сложное строение, значительная петрофизическая неоднородность и изменчивость свойств карбонатных коллекторов от месторождения к месторождению делает малоэффективными общепринятые способы исследования (керна, стандартные промышленно-геофизические методы) и выдвигает на первый план новые, такие, как «исследование — испытание — исследование», временные замеры, метод «двух растворов», способы нормализации диаграмм по пористости, индукционный, ультразвуковой, а также комплексирование различных геофизических методов. Опыт применения перечисленных методов в различных нефтегазоносных районах позволяет говорить об их достаточно высокой эффективности при решении названных выше задач с учетом конкретных особенностей изучаемых объектов. В связи с этим новые исследования могут представлять определенный интерес.

Настоящая книга обобщает опыт работ, проводившихся авторами под руководством проф. В. Н. Дахнова и доктора геол.-минер. наук Б. Ю. Вендельштейна в двух нефтегазоносных провинциях: Белоруссии и на Северном Кавказе, а также результаты исследований других авторов по указанным районам. В работе, кроме того, были использованы данные, полученные ранее в районах Татарии, Оренбурга и Степного Крыма.

В книге рассмотрен широкий круг вопросов, связанных с изучением карбонатных разрезов, основными из которых являются: исследование связей физических характеристик пород с коллекторскими свойствами в поверхностных и термобарических условиях, выделение коллекторов и разделение их на типы по структуре порового пространства, определение различных видов пористости (общей, межзерновой и трещинно-кавернозной), оценка возможной продуктивности трещинно-кавернозных коллекторов при совместном использовании данных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин.

Конкретными объектами изучения служили верхнемеловые отложения Восточного Предкавказья и девонские межсолевые отложения Белоруссии.

При решении вышеперечисленных задач использовались расширенные комплексы промыслово-геофизических методов, выполненные в некоторых параметрических скважинах. Многообразие типов коллекторов и литологических разновидностей карбонатных пород в разрезах изучаемых объектов позволило сделать обобщения и выводы, которые могут быть использованы в районах аналогичного типа.

1. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

1. СХЕМА СТРОЕНИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ОБРАЗОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ПОР

По типу пористости карбонаты подразделяются на породы с первичной и вторичной структурой порового пространства (пористостью).

К первичной пористости относят седиментационную, связанную с условиями осадконакопления и частично с уплотнением осадка, а также диагенетическую, связанную с постседиментационными преобразованиями, происходящими в нем. Коллекторские свойства карбонатных пород, связанных с межзерновыми порами, определяются свойствами исходного материала: его химическим и гранулометрическим составом, типом цемента, степенью однородности и т. д.

Карбонатные породы с первичной структурой порового пространства имеют ограниченное распространение. В них чаще всего в результате постседиментационных процессов: растрескивания, выщелачивания, доломитизации, перекристаллизации, сульфатизации и других — развивается вторичная пористость. При наличии примесей глинистого, органического и кремнистого веществ последние три из указанных процессов имеют ограниченное распространение. Это объясняется тем, что названные вещества создают вокруг карбонатных зерен непроницаемую коллоидальную пленку и тем самым не только замедляют процессы доломитизации и перекристаллизации, но запечатывают на ранних этапах литогенеза имеющиеся в породах трещины и поры.

Тектоническая трещиноватость является одним из основных факторов, способствующих развитию вторичных пустот в карбонатных породах. При этом, соединяя пустоты, трещины являются путями фильтрации флюидов. Тектонические трещины подразделяются на однопластовые, расположенные в одном пласте, и многопластовые, прослеживающиеся в пределах многих пластов без изменения направления.

Совершенно особая роль принадлежит сутуро-стилолитовым образованиям, которые обычно заполнены глинистым веществом или кальцитом. Отмечается стратиграфическая и литологическая приуроченность сутуро-стилолитовых образований к карбонатным толщам, что указывает на зависимость процессов стилолитового образования от свойств пород. Судя по ориентировке

сутуро-стилолитов, совпадающей с направлением трещин, эти образования возникают из-за неравномерного растворения пород по трещинам при направленном давлении. Результатом этого процесса является характерная зубчатая форма стилолитов и преимущественно глинистый состав их заполнителя [55].

При прослеживании стилолитов по горизонтам нередко наблюдаются участки, на которых стилолит переходит в извилистую трещину с шероховатыми стенками. Часто в глинисто-карбонатном веществе, заполняющем сутуро-стилолитовые швы, наблюдают открытые трещины и поры. Таким образом, хотя сутуро-стилолиты и не являются трещинами в строгом смысле этого слова, но, как и однопластовые, они дополняют основные пути фильтрации флюидов.

Образование вторичных пор выщелачивания связано с растворением и выносом части карбонатной породы подземными минерализованными водами. Степень растворения карбонатных пород зависит от многих факторов: структуры, вещественного и химического составов, минерализации подземных вод, их скорости движения (Гмид Л. П., Леви С. Ю., 1965 г.) и др. Г. И. Теодоровичем (1950 г.) и С. Г. Вишняковым (1951 г.) установлена обратная зависимость между размером зерен, слагающих породу, и растворимостью карбонатных пород при равном содержании в них пелитовой примеси. Растворимость карбонатов зависит также от литологического состава и в первую очередь от наличия тонкодисперсных глинистых минералов и кремнезема. При увеличении содержания последних растворимость снижается и практически полностью затухает в породах, количество нерастворимого остатка в которых больше 20%.

В зоне гидрокарбонатных вод более растворим кальцит, чем доломит, поэтому в известняках наблюдается интенсивное развитие вторичной пористости выщелачивания. Растворимость кальцита увеличивается, если в углекислой среде присутствует NaCl , а доломита — при наличии CaSO_4 [95].

Большая скорость движения подземных вод способствует интенсивному растворению карбонатных пород и образованию вторичных пор выщелачивания. Замедленная циркуляция пластовых вод в результате взаимодействия их с породами вызывает вторичное минералообразование с запечатыванием пор.

Проявлением указанных процессов наряду с другими можно объяснить повышенные значения коэффициентов вторичной пористости, определенных по геофизическим данным, в наиболее приподнятых участках структур, к которым приурочены зоны активного водообмена. В погруженных участках залежи, где происходит замедленная циркуляция подземных вод, наблюдается снижение величин вторичной пористости.

Наиболее интенсивное растворение пород происходит при длительном перерыве в осадконакоплении, когда породы выве-

дены на дневную поверхность (большое количество CO_2) и есть циркуляция растворяющих вод.

Поры выщелачивания возникают также внутри органических остатков и их обломков, развитых преимущественно в фораминиферовых известняках. Пористость, обусловленную пустотами такого типа, называют отрицательно-органогенной [96, 102]. Размеры пор составляют 0,2—1 мм.

Происхождение вторичных пустот выщелачивания в карбонатных породах следует расценивать как проявление карстовых процессов. О наличии крупных карстовых пустот свидетельствуют интенсивные поглощения глинистого раствора, в отдельных случаях катастрофические, и провалы бурового инструмента.

Авторы работы [64] отмечают, что в пределах ЧИ АССР наибольшие поглощения бурового раствора наблюдаются на Малгобек-Вознесенском и Карабулак-Ачалукском месторождениях. Количество поглощенного глинистого раствора часто составляет десятки и сотни кубических метров, а в отдельных случаях 1000—2000 м³ и более. Это говорит о том, что размеры пустот в отдельных участках залежи могут быть значительными и во много раз превосходить величину первичных пор породы.

Процесс перекристаллизации заключается в частичном растворении и переотложении карбонатного материала в минеральном скелете, причем его химический состав остается прежним. С точки зрения физической химии перекристаллизация есть не что иное, как растворение и вторичное осаждение. В результате изменяется форма порового пространства и возникает крупнокристаллический кальцит. Наиболее быстро перекристаллизуются высокопроницаемые породы, в первую очередь, органогенные, крупнодетритовые и обломочные, затем оолитовые известняки. В пелитоморфных известняках этот процесс протекает очень медленно.

Перекристаллизация приводит, как правило, к увеличению емкости коллектора. В доломитах нефтяных месторождений Белоруссии этот процесс приводит к увеличению межзерновой пористости. В отдельных случаях новообразованный кальцит выполняет первичное поровое пространство в известняках и становится его цементом. При этом емкость пород уменьшается.

Так, в верхнемеловых отложениях Восточного Предкавказья процессы перекристаллизации приводят к запечатыванию трещин вторичным кальцитом.

Нефтяные залежи некоторых месторождений Советского Союза, в том числе Белоруссии, тесно связаны с процессами доломитизации. Здесь наиболее насыщенными нефтью являются чистые доломиты, крупнокристаллические, доломитизированные известняки.

Процесс доломитизации по-разному влияет на формирование пористости в породах. В стадии диагенеза доломитизация известкового ила завершается образованием кристаллов доло-

мита, что приводит в одних случаях к формированию известковистых, в других — чистых доломитов. Пористость доломитов ничтожно мала, если доломитизация протекала под воздействием перенасыщенных растворов. При небольших концентрациях растворов формируются пористые и пористо-кавернозные доломиты [95].

В стадии эпигенеза образуются доломиты замещения из-за преимущественного растворения и выноса кальцита водным потоком. При этом происходит обогащение известняка доломитом.

Пористость доломитов зависит от физико-химических условий существования осадка. В зонах распространения сульфатных вод емкость доломитов может увеличиваться. В этих условиях наблюдается метасоматический процесс раздоломичивания, сопровождающийся образованием пористо-кавернозных кальцитизированных известняков [95, 98].

На месторождениях Припятского прогиба доломитизация известняков и раздоломичивание наиболее интенсивно проявились на участках, приуроченных к зонам длительных по времени размывов и стратиграфических несогласий, а также к зонам интенсивной трещиноватости карбонатных пород [76, 78]. В этих районах отмечается и частичная доломитизация в твердой породе за счет первичного порового раствора, содержащего ионы Mg^{2+} [66]. Кроме того, источником магния в известняках являются скелетные остатки организмов, содержание которого в них доходит до 28, 75% [116].

В формировании вторичной пористости немаловажная роль отводится самой нефти [93]. Исследователи считают, что нефть в процессе заполнения ловушек совместно с сопутствующими веществами (водой и кислыми компонентами нефти) в результате оттеснения поровой воды из коллекторов активно выщелачивает вмещающие породы, образуя свой собственный коллектор.

Наряду с изучением вопроса о типах порового пространства в карбонатных коллекторах большое внимание многими исследователями уделяется изучению закономерностей формирования трещин в этих породах. Обширный фактический материал и результаты многочисленных исследований позволили установить ряд геологических факторов, влияющих на формирование трещинных коллекторов в карбонатных толщах, из которых главными являются: физико-механические свойства самих пород, определяющие их относительную способность к трещинообразованию, и внешние тектонические условия, в которых находятся породы.

Исследования, проведенные в отложениях нижнего кембрия юга Сибирской платформы [51], показали, что интенсивность трещиноватости пород в отдельных участках структуры зависит от тектонических условий, а интенсивность развития трещин по разрезу — от литологического фактора. Наибольшая

трещиноватость по разрезу сосредоточена на границах пород с разным литологическим составом, т. е. с различными механическими свойствами.

Изучение распределения значений коэффициентов трещиноватости по площадям различных месторождений показало, что их максимальные величины соответствуют участкам наибольших изгибов, в частности куполовидным структурам и антиклинальным поднятиям.

Косвенным признаком трещиноватости пород в разрезе скважин служат их дебиты. Как показывают результаты промысловых исследований, наибольшие притоки наблюдаются в скважинах, расположенных в сводовой и присводовой частях структур.

Наряду с этим отмечается закономерное увеличение трещиноватости в скважинах, находящихся вблизи тектонических нарушений и разломов. Здесь густота трещин возрастает в 2—3 раза, по сравнению с ненарушенными участками, поэтому в них увеличиваются и дебиты. Так, для скважин месторождения Карабулак-Ачалуки, расположенных вблизи нарушений, средняя величина дебита составляет 209 т/с, в то же время для всех остальных она не превышает 47 т/с.

Начальный дебит скв. 279 и 810 (Малгобек-Вознесенское месторождение), находящихся на крыле структуры, но вблизи тектонического нарушения, составил соответственно 3000 и 4000 т/с.

Обширные исследования посвящены изучению связи трещиноватости пород с их физико-механическими свойствами [50, 68, 83, 107]. Основную роль в них играют пластические деформации, поскольку в условиях всестороннего сжатия пород на начальном этапе упругая обратимая деформация довольно быстро переходит в необратимую пластическую. Разрушение пород происходит после того, как исчерпываются их пластические возможности, когда наступает предел прочности пород.

Результаты исследований американских ученых [84] показали, что пластичность и прочность известняков увеличиваются с повышением давления и температуры. Так, например, при небольших давлениях наиболее пластичны глинистые сланцы и ангидриты, а все известняки хрупки, с увеличением всестороннего давления до 1000 кгс/см² и выше породы располагаются по степени своей пластичности (в порядке уменьшения) следующим образом: известняк, алевролит, песчаник, глинистый сланец, ангидрит, доломит, аспидный сланец. Прочность известняков при сохранении всестороннего давления и увеличении температуры до 150°С повышается, а затем резко понижается.

Увеличение пористости карбонатных пород приводит к росту пластичности. При небольших значениях коэффициентов пористости основным фактором, влияющим на пластические свойства, является структура пород. При этом наименее пластичны

породы с однородной структурой: чистые и глинистые микрoзернистые известняки, кристаллические доломиты.

В результате изучения влияния глинистости известняков на их физико-механические свойства [13, 18, 117] было установлено, что в микрoзернистых известняках наблюдается уменьшение коэффициента пластичности по мере увеличения глинистого вещества в породе. Поскольку пластическая деформация происходит без нарушения сплошности породы, то с уменьшением пластичности (увеличением глинистости) способность пород к трещинообразованию возрастает.

Примером могут служить результаты исследований, проведенных в верхнемеловых отложениях месторождения Малгобек-Вознесенского ЧИ АССР.

Эти отложения представлены довольно однородными по своей структуре известняками, в которых практически отсутствовали процессы перекристаллизации, доломитизации, сульфатизации и др. [14, 16, 18]. В связи с этим основными факторами, которые могли оказать влияние на формирование трещиноватых зон, были пористость, глинистость и текстурные особенности пород. Поскольку пористость меньше 9,5—10% существенного влияния на прочностные свойства пород не оказывает [18], все исследуемые пласты были разделены по межзерновой (блоковой) пористости на две группы: с $k_{п\text{ мз}} < 10\%$ и $k_{п\text{ мз}} > 10\%$.

По текстурным особенностям породы были разделены на разности двух типов: с равномерным распределением в них глинистого материала и со слоистым, когда значительная его часть располагается в пропластках.

Для этой цели была использована зависимость межзерновой пористости блоков $k_{п\text{ мз}}$ от содержания нерастворимого остатка $C_{но}$ в породе. Оба параметра определялись по данным промыслово-геофизических исследований скважин [21, 23]. Поскольку промыслово-геофизические методы позволяют оценить содержание нерастворимого остатка во всем объеме исследуемых пород, предполагается, что в пластах с равномерным распределением глинистого материала в блоках породы должно наблюдаться уменьшение блоковой пористости с увеличением содержания нерастворимого остатка. Если глинистый материал частично находится в пропластках, эта закономерность должна нарушаться. Из рис. 1 видно, что в интервале $C_{но} = 0 \div 9\%$ сосредоточены пласты с равномерным распределением в них глинистого материала. При $C_{но} > 11\%$ он частично располагается в пропластках. В области, где $C_{но} = 9 \div 11\%$, поровое пространство блоков максимально заполнено глинистым материалом. Аналогичная картина получается при сопоставлении $k_{п\text{ мз}}$ и $C_{но}$, определенных для образцов керна (см. рис. 1).

Таким образом, все породы, слагающие верхнемеловую толщу, были разделены по пористости и характеру распределения нерастворимого остатка на группы, тем самым были учтены

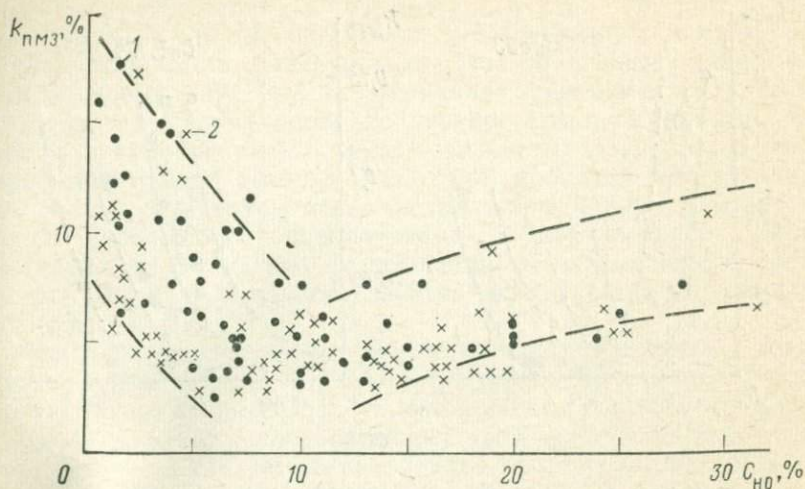


Рис. 1. Сопоставление пористости блоков с содержанием нерастворимого остатка для известняков верхнего мела ЧИ АССР.
Данные: 1 — промышленной геофизики, 2 — керна

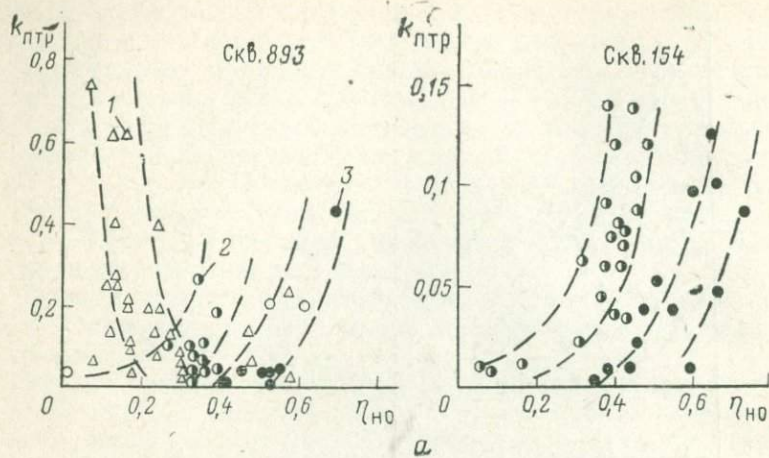
два из трех факторов, оказывающих влияние на формирование трещиноватых зон.

Исследование связи трещиноватости пород с содержанием нерастворимого остатка проводилось для каждой выделенной группы. Мерой трещиноватости служила величина коэффициента трещинной пористости $k_{птр}$, которая определялась по данным метода «двух растворов» с соблюдением ряда условий, о которых будет сказано ниже. Содержание нерастворимого остатка рассчитывалось по данным промышленной геофизики [21].

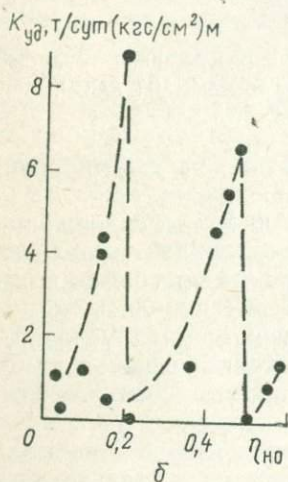
Как показали результаты сопоставления $k_{птр}$ с относительным содержанием нерастворимого остатка $\eta_{но}$, характеризующего степень заполнения порового пространства глинистым веществом, для низкопористых разностей ($k_{пмз} < 9\%$) с равномерным и слоистым распределением глинистого материала (рис. 2, а) наблюдается увеличение трещинной пористости с ростом относительного содержания нерастворимого остатка.

Следовательно, чем бо́льшая часть порового пространства породы заполнена глинистым материалом или чем бо́льшая доля последнего сосредоточена в пропластках, тем больше такая порода способна растрескиваться под нагрузкой.

К такому же выводу приводят и результаты экспериментальных исследований образцов керна, выполнявшихся на установке Л. А. Шрейнера [67], для которых изучалась зависимость прочности породы от содержания в ней нерастворимого остатка при различном давлении нагрузки p (рис. 3).



а



б

Рис. 2. Сопоставление трещинной пористости $k_{ПТР}$ (а) и удельной продуктивности $K_{уд}$ (б) с относительным содержанием нерастворимого остатка $\eta_{НО}$ (известняки верхнего мела ЧИ АССР).

Однородные разности: 1 — $C_{НО} < 10\%$, $k_{ПМЗ} > 9\%$; 2 — $C_{НО} < 10\%$, $k_{ПМЗ} < 9\%$; слоистые разности: 3 — $C_{НО} > 10\%$, $k_{ПМЗ} < 9\%$

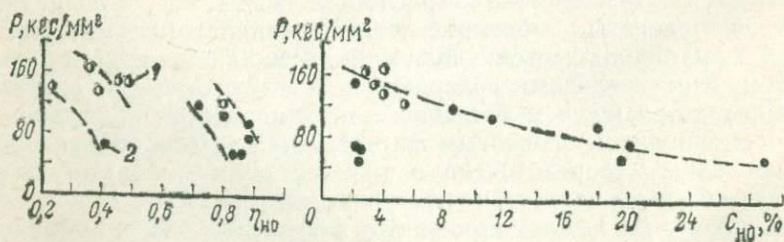


Рис. 3. Связь прочностных свойств известняков верхнего мела ЧИ АССР с весовым $C_{НО}$ и относительным $\eta_{НО}$ содержанием в них нерастворимого остатка.

Разности пород: 1 — однородные, 2 — слоистые

Высокопористые слабоглинистые известняки ($C_{\text{но}} < 9\%$, $k_{\text{п мз}} > 9\%$) выделились в отдельную группу (см. рис. 2, а), для которой с ростом содержания нерастворимого остатка трещинная пористость уменьшалась. Это объясняется тем, что если в первых двух группах величина трещинной пористости определяется преимущественно прочностными свойствами пород, то в высокопористых и слабоглинистых разностях в формировании трещин активно участвуют процессы выщелачивания. В этом случае, чем меньше глинистость породы, тем интенсивнее происходит выщелачивание, увеличивающее общий объем трещин, а главное их просветность, оказывающую влияние как на фильтрационные свойства породы, так и на геофизические параметры.

Результаты проведенных исследований показывают, что в разрезе верхнего мела ЧИ АССР участки с максимальной трещиноватостью можно выделить по величине содержания нерастворимого остатка, а следовательно, и по данным промысловой геофизики. Как следует из рис. 2, а, к таким участкам относятся интервалы со следующими значениями: $\eta_{\text{но}} < 0,2$ и $0,4 < \eta_{\text{но}} < 0,6$.

Сделанные выводы подтверждаются испытаниями в скважинах: в пределах выделенных интервалов $\eta_{\text{но}}$ наблюдается увеличение продуктивности верхнемеловых коллекторов (см. рис. 2, б).

Из приведенного примера видно, что достаточно однородная структура верхнемеловых известняков в значительной степени облегчила решение поставленной задачи. Однако и в этом случае нам пришлось предварительно исключить влияние многих факторов, количество которых значительно увеличится, если в исследуемых отложениях будут протекать процессы доломитизации, перекристаллизации, окремнения, сульфатизации и др.

Как видно из рис. 2, б, наиболее продуктивны высокопористые коллекторы, характеризующиеся низким содержанием нерастворимого остатка ($\eta_{\text{но}} < 0,2$). Следовательно, не все трещины могут обеспечить породе высокие коллекторские свойства, а лишь те из них, которые имеют большую раскрытость, а значит и высокую проницаемость. Последнее свойственно, как правило, трещинам, подвергшимся процессам выщелачивания, если не считать пустоты и разломы в земной коре, образовавшиеся в результате значительных тектонических сдвигов.

Анализ зависимостей содержания нерастворимого остатка и коэффициента трещинно-кавернозной пористости с глубиной показал идентичность характера связей для различных скважин. Наблюдается также явная тенденция снижения величины $k_{\text{п тк}}$ с ростом $C_{\text{но}}$, и наоборот, что свидетельствует о значительном влиянии глинистости на коллекторские свойства карбонатных пород (рис. 4).

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о значительном влиянии глинистости пород на формирование их кол-

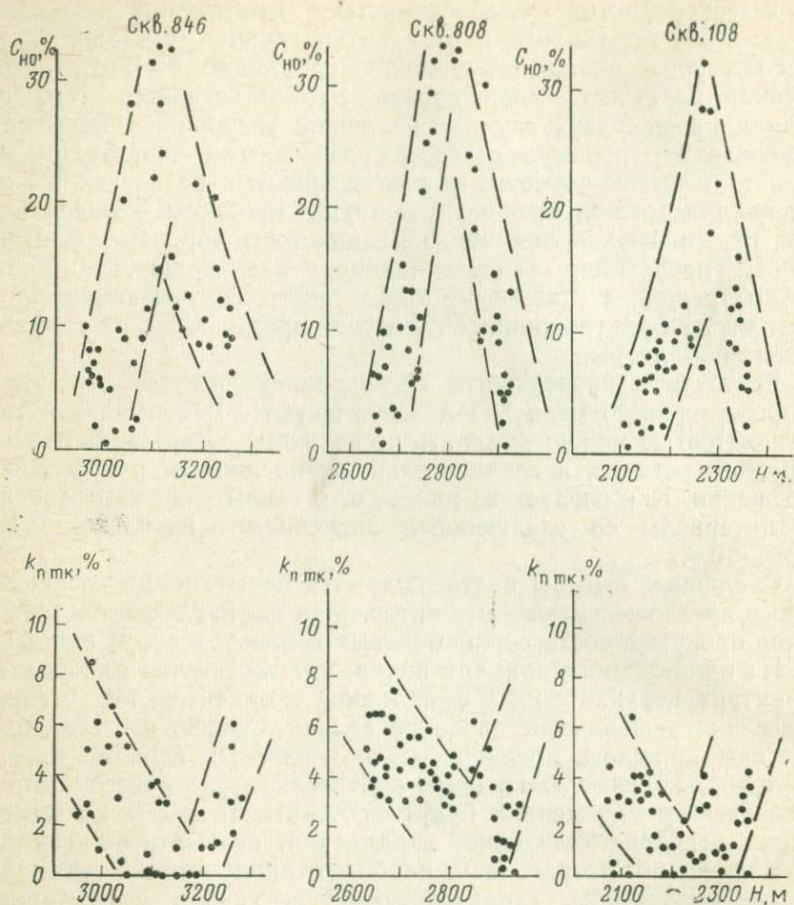


Рис. 4. Характер изменения трещинно-кавернозной пористости $k_{п тк}$ и глинистости $C_{нд}$ от глубины залегания породы (верхнемеловые известняки ЧИ АССР)

литорских свойств, однако его характер можно правильно оценить только в том случае, если предварительно будут учтены все побочные влияния. Для этой цели могут быть использованы методы промысловой геофизики, позволяющие в настоящее время решать широкий круг вопросов.

Характер распределения глинистого материала оказывает влияние на интенсивность и характер распределения трещин. В тех случаях, когда глинистое вещество распределено слоями, трещины располагаются в основном по контакту слоев. При равномерном распределении глинистого вещества в породе они имеют ветвящуюся форму, и густота их меньше [28].

Окремнение карбонатных пород выражается как в присутствии халцедоновых конкреций в известняках, так и нередко в общей кремнелости, устанавливаемой лишь химическим анализом. Содержание кремнезема в тонкодисперсной части нерастворимого остатка составляет иногда 30—40%.

По вопросу о влиянии окремнения пород на их трещиноватость существуют две противоположные точки зрения [29, 106]. Расхождение в мнениях различных исследователей объясняется, по-видимому, тем, что ими рассматриваются различные стадии литогенеза. Если на раннем этапе литогенеза примеси кремнистого и глинисто-органогенного вещества создают вокруг карбонатных зерен тонкую непроницаемую пленку и тем самым замедляют процессы растворения и перекристаллизации, то на более поздних этапах при полной литификации карбонатных илов присутствие кремнисто-глинистых веществ способствует увеличению хрупкости пород. В дальнейшем под влиянием тектонических деформаций эти породы сравнительно легко растрескиваются и в них образуются системы трещин, по которым затем возникают вторичные поры выщелачивания. Для отложений верхнего мела Восточного Предкавказья рядом исследователей [16, 28, 29, 107] получена прямая корреляционная зависимость между степенью трещиноватости и кремнистостью пород.

Данные разных исследователей показывают, что емкость собственно трещин в карбонатном коллекторе невелика. Величина трещинной пористости, как правило, не превышает 1%, а в большинстве случаев составляет сотые и десятые доли процента.

Основной емкостью для нефти и газа в большинстве карбонатных коллекторов служат вторичные поры выщелачивания и межзерновое пространство блоков. Межзерновые поры могут быть эффективными, если преобладающий их размер больше 0,2 мкм [85]. Трещиноватость определяет фильтрационные свойства карбонатных пород, т. е. наличие взаимной связи между крупными поровыми пространствами.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД

Карбонатные породы в процессе формирования претерпевают изменения, в результате которых исчезает первичный облик осадка; они приобретают весьма сложную структуру и особенно геометрию порового пространства, что обуславливает многообразие типов коллекторов в них. Интенсивность процессов, участвующих в формировании карбонатных коллекторов, в значительной степени определяется свойствами самой породы и в первую очередь ее химическим или минеральным составом, а также структурными и плотностными характеристиками.

Детальное исследование карбонатных пород в лаборатории,

в частности их петрографический анализ, позволяет выявить процессы, способствующие формированию порового пространства коллекторов. Карбонатные породы по своему минеральному составу подразделяются на две основные группы — известняки, доломиты — и на промежуточную — мергели.

Для установления минерального состава пород определяется комплекс химических соединений: SiO_2 ; Al_2O_3 ; Fe_2O_3 ; CaO ; MgO ; SO_3 ; K_2O ; Na_2O , содержание нерастворимого остатка $C_{\text{но}}$ (терригенной части) и кристаллизационной воды H_2O^+ .

Чистыми доломитами считают, по Вишнякову, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, содержащие 30,4 CaO; 21,8 MgO; 47,8 CO_2 [86, 97].

Помимо чистых разновидностей в природных условиях выделяется целый ряд разновидностей, представляющих собой переходные формы названных пород (известняки — доломиты). Пределы изменений различных компонент в карбонатных породах могут быть следующие (табл. 1).

Таблица 1

| Породы | $C_{\text{но}}$, % | MgO, % | CaO, % |
|---|---------------------------|-----------|--------|
| Известняки чистые | $0 < C_{\text{но}} < 2$ | До 1 | 50—55 |
| Известняки доломитизированные, за- глинизированные | $0 < C_{\text{но}} < 20$ | 1—10 | 40—50 |
| Мергели | $20 < C_{\text{но}} < 40$ | До 5 | 32—40 |
| Доломиты известковистые | $0 < C_{\text{но}} < 7$ | 17—19,5 | 30—32 |
| Доломиты чистые | $0 < C_{\text{но}} < 4$ | 19,5—21,3 | 30,4 |

Примечание. Определения выполнены для отложений девона БССР и верхнего мела ЧИ АССР.

Примером карбонатных пород, в которых запасы нефти приурочены к доломитам и их разновидностям, являются продуктивные отложения некоторых месторождений Белоруссии, в частности задонский горизонт месторождения Осташковичи (межсолевая толща). Коллекторы этого месторождения весьма разнообразны по своим структурным особенностям и характеризуются большим диапазоном изменения коллекторских свойств, поэтому интересно дать их краткую петрофизическую характеристику в сравнении с коллекторами верхнемелового возраста Восточного Предкавказья, представленных в отличие от последних известняками.

Для межсолевых отложений месторождения Осташковичи, как и для других месторождений Белоруссии, отличительной чертой является преобладание в разрезе кавернозно-межзерновых разновидностей доломитов и подчиненное распространение известняков, размеры каверн меняются от 0,2—0,3 до 2—2,5 см. По химическому составу доломиты представлены чистыми разновидностями [92—98% доломита, 1—3% кальцита, содержание нераство-

римого остатка $C_{\text{но}}$ до 5%, в среднем 0,6—1,5% (рис. 5, а)]. Результаты микроскопического исследования шлифов пород позволили выявить структурные особенности доломитов и выделить среди них тонко-(0,01—0,1 мм,) мелко-(0,1—0,25 мм) и среднезернистые разности (0,25—0,5 мм). Размер пор в шлифах доломитов меняется от 0,005 до 5 мм, отмечаются различного направления трещины с раскрытостью от 0,05 до 0,5 мм, иногда до 3 мм, чаще трещины выполнены битумом или кальцитом.

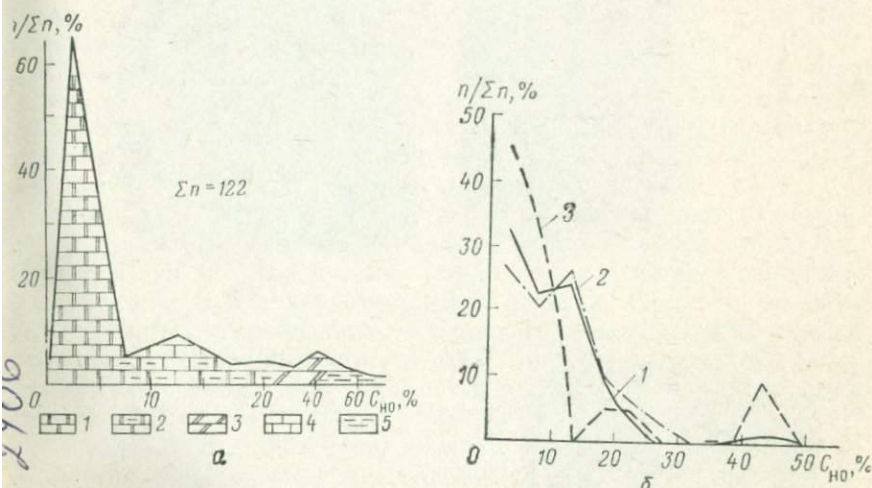


Рис. 5. Кривые распределения содержания нерастворимого остатка $C_{\text{но}}$ для различных образцов пород.

а — межслоевые отложения месторождения Осташковичи: 1 — чистый доломит; 2 — доломит слабоглинистый, 3 — доломито-карбонатный мергель, 4 — известняк, 5 — доломитистая глина; б — верхнемеловые известняки ЧИ АССР: 1 — из обнажений по р. Шаро-Аргун, 2 — из обнажений по районам Дагестана, 3 — из скважин месторождений Малгобек и Заманкул. Σn — количество исследованных объектов, n — частота признака

Коэффициенты пористости доломитов меняются от 3,5 до 12—24%, причем такие изменения отмечаются и в пределах одного интервала отбора керна. По структуре порового пространства, размеру и характеру распределения каверн, трещин доломиты можно подразделить на четыре вида:

1) межзерновые и мелкокавернозные, соотношение пор и каверн примерно одинаковое, размер каверн от 2—2,5 мм, равномерно нефтенасыщенны;

2) кавернозно-межзерновые, в различной степени трещиноватые, размер каверн достигает 4—5 мм, распределены по поверхности относительно равномерно;

3) крупнокавернозные, представленные плотными разностями доломитов, нарушенных макротрещинами, по которым развиты крупные каверны (до 10—15 мм в диаметре), отдельные до 25 мм;

4) брекчиевидные плотные разности доломитов, пятнами нефтенасыщенные. Пористые участки в них приурочены к ослабленным зонам раздоломичивания [92, 104] (рис. 6).

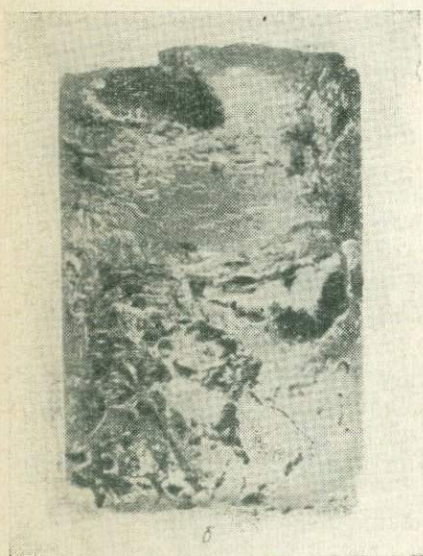
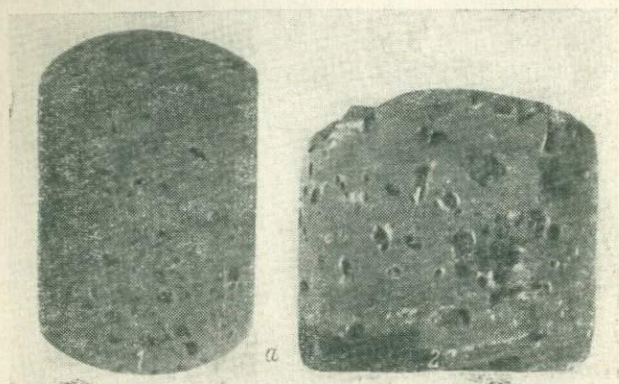


Рис. 6. Общий вид кавернозно-трещиноватых образцов керна из межселевых отложений месторождения Осташковичи.

а — скв. 7 (2734,5—2742,5 м) образцы: 1—12 ($k_{пк+п}=17\%$), 2—34 ($k_{пк+п}=14\%$);
 б — скв. 8 (2728,7—2732,1 м), обр. 37 ($k_{пк+п}\approx 11\%$); в — скв. 20 (2742,5—2830,8 м), обр. 4
 (доломит пятнами нефтенасыщен, пористые участки приурочены к ослабленным зонам
 раздоломичивания, $k_{пк+п}=12,5\%$)

Карбонатные породы, в которых практически не наблюдаются процессы доломитизации, перекристаллизации и сульфатизации, приурочены к верхнемеловым известнякам Восточного Предкавказья. Основная масса пород верхнемеловой толщи представлена преимущественно биохомогенными известняками, довольно однородными по своей структуре. Подчиненное значение имеют органогенно-обломочные и мелоподобные разности. Химический анализ образцов пород показал, что разрез сложен в основном чистыми ($C_{\text{но}} < 5\%$), слабглинистыми ($5\% < C_{\text{но}} < 15\%$) и глинистыми известняками ($C_{\text{но}} > 15\%$) [44]. Кривые распределения содержания нерастворимого остатка для известняков верхнего мела показывают (см. рис. 5, б) наличие максимума, приуроченного к интервалу $C_{\text{но}} = 0-5\%$, что свидетельствует о преобладании в разрезе чистых разностей известняков. Максимум кривой распределения в области $C_{\text{но}} = 45-50\%$ соответствует мергелистым разностям.

Поскольку в разрезе верхнего мела преобладают биохомогенные известняки, довольно однородные по своей структуре, изменение их петрофизических свойств определяется в основном содержанием в них нерастворимого остатка. В соответствии с этим в чистых и слабглинистых разностях развивается преимущественно межзерново-кавернозный тип коллектора с подчиненным значением трещин. К глинистым известнякам приурочен преимущественно трещинный тип коллектора.

Установленная в лабораторных условиях связь содержания нерастворимого остатка известняков с их диффузионно-адсорбционной активностью (рис. 7) позволяет считать метод потенциалов собственной поляризации в такого типа отложениях одним из основных при оценке коллекторских свойств пород, связанных с содержанием $C_{\text{но}}$ [44].

В известняках верхнего мела полезную емкость составляют мелкие поры ($> 0,25\text{ мкм}$) между кристаллами, микротрещины, стилолиты, поры выщелачивания, развитые преимущественно по трещинам или при выщелачивании кальцита, ранее выполнявшего раковины фораминифер и др. Размер вторичных пор меняется в широких пределах от долей сантиметра до 1,5—2 м, о чем свидетельствуют провалы бурового инст-

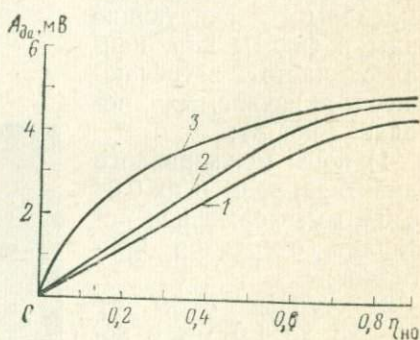


Рис. 7. Связь диффузионно-адсорбционной активности $A_{\text{ад}}$ с величиной относительного содержания нерастворимого остатка $\eta_{\text{но}}$ для верхнемеловых отложений Крыма (1) и Восточного Предкавказья (2, 3).

По данным: 1 — В. С. Кудрявцева, 2 — Л. В. Ефремовой (известняки взяты из обнажений), 3 — А. С. Горбенко (известняки отобраны из скважин)

румента при бурении и обильные поглощения промывочной жидкости. Средний диаметр межзерновых пор мелоподобных известняков верхнего мела составляет примерно 2 мкм. Характерной особенностью коллекторов разрезом является относительно однообразное строение межзерновой части породы (форма и размер пор).

Для продуктивных коллекторов Белоруссии полезную емкость составляют также поры между кристаллами породы — поры выщелачивания, каверны и др. По результатам макро- и микроскопического изучения (на примере месторождения Осташковичи) покрашенных образцов керн [60, 90, 104] были выделены следующие виды и формы пор, наиболее часто встречающиеся в изучаемых породах¹ (рис. 8);

1) поры межзернового характера, размер их 0,04 до 0,5 мм, форма пор повторяет очертания кристаллов;

2) крупные поры от 0,4—0,5 до 1,0 мм с короткими пережимами и 0,8—1,5 мм — поры выщелачивания;

¹ При характеристике различных форм пор придерживались классификации Г. И. Теодоровича [99, 100].

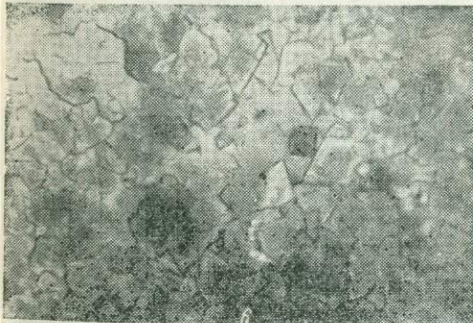
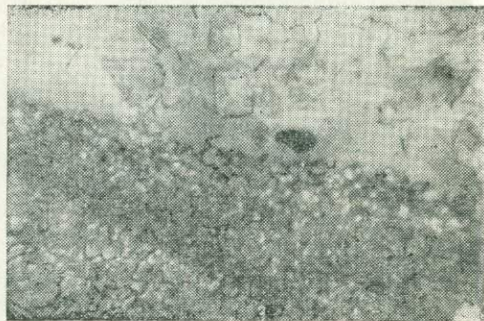
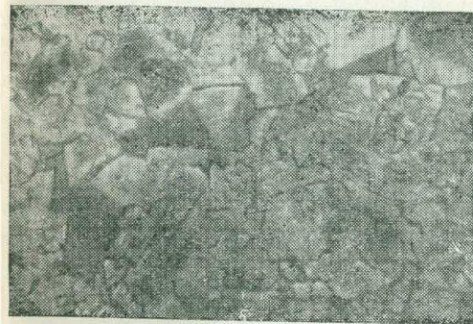
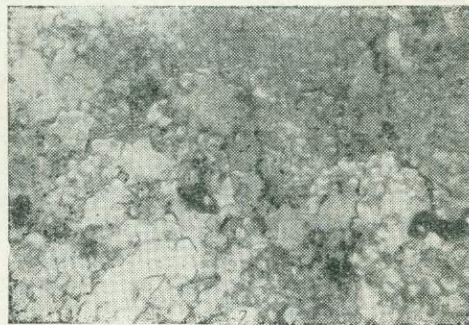
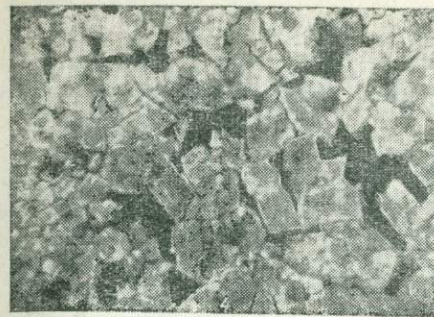
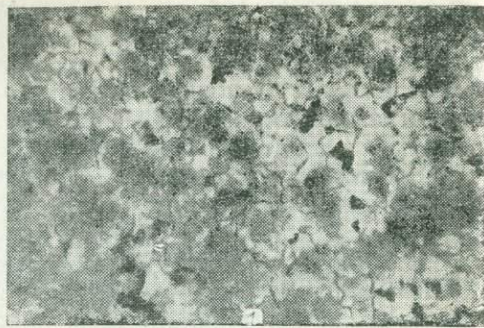


Рис. 8. Разновидности форм пор, встречающиеся в метасоматических доломитах месторождения Осташковичи.
1 — поры межзернового типа; 2 — поры выщелачивания; 3 — трещинная емкость; 4 — поры, расположенные по трещинам; 5 — система трещина—поры—трещина; 6 — каверны

3) поровое пространство приурочено к зоне контакта между доломитами, тонкозернистыми и среднезернистыми, образуя трещинную емкость; длина трещин достигает 4 мм, ширина 0,2 и до 0,5 мм;

4) поры (0,02—0,16 мм) между кристаллами породы часто расположены по микротрещинам;

5) поры, образованные системой трещина—поры—трещина и достигающие в участке расширения 0,4×1,5 мм;

6) каверны (1,2×1,5 и более мм), соединяющиеся с мелкими порами (0,02—0,04 и реже 0,4 мм) тонкими каналами;

7) зоны раздоломичивания и выщелачивания размерами 2×2,8 мм, 2×2,2 мм; 2×3 мм и более. Эти зоны приурочены обычно к крупнозернистым участкам породы, тогда как блок породы сложен тонко- и среднезернистыми кристаллами доломитов.

Выделенные типы пор встречаются в любых сочетаниях в пределах одного образца.

Исследования распределения размеров пор для доломитов показывают, что в каждом шлифе преобладают поры диаметром $d_{пор} = 2-3$ и до 17,5 мкм и составляют

в шлифах 50—70 иногда 85% от числа всех пор, из них на долю пор $d_{\text{пор}}=2; 3,5$ и 7 мкм падает бóльшая часть¹.

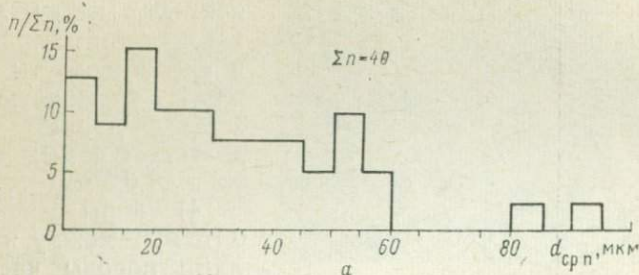


Рис. 9. Кривая распределения среднего размера диаметров пор $d_{\text{ср.пор}}$ образцов (а) и образец доломита, прокрашенный метилметакрилатом и частично растворенный в соляной-кислоте (б)

Поры диаметром от 17 до 35 мкм составляют 25—40%; поры $d_{\text{пор}}=35—52,5$ мкм — 3,5 до 12—16%, $d_{\text{пор}}=52,5—70$ мкм — от 0,5 до 8—10% и крупнее до 4—2%.

Средний диаметр пор $d_{\text{ср.пор}}$ для каждого образца породы меняется от 5 до 99 мкм. На рис. 9 приведена кривая распределения средних значений диаметров пор каждого образца.

¹ Исследования проводились биологическим микроскопом с увеличениями 350 и 700 по методу случайных секущих (через 1 мм), для всей площади шлифа каждого образца и для нескольких шлифов одного образца.

Преобладают образцы пород $d_{\text{ср. пор}} = 15-20$ и $5-15$ мкм, что характерно для плотных разностей доломитов с единичными кавернами и доломитизированных известняков. Причем в этих образцах встречаются отдельные поры, размер которых составляет доли микрона.

Образцы $d_{\text{ср. пор}} = 20-30, 30-45$ мкм характерны для доломитов с достаточно плотной блоковой частью, с неравномерным распределением небольших каверн, с присутствием микротрещин.

Образцы $d_{\text{ср. пор}} = 50-60$ мкм соответствуют кавернозной разности доломитов, где преобладают достаточно крупные поры выщелачивания.

По результатам прокрашивания образцов пород при макро- и микроисследованиях зерна было также установлено, что интенсивно прокрасились пористые зоны (рис. 9, б), трещины, каверны и частично межзерновое пространство. Наличие многообразных структурных форм в пределах небольшого интервала разреза $h_i = 20-30$ см (даже одного образца) определяет пятнистое нефтенасыщение породы. Непрокрашенные участки породы по результатам петрографического исследования представлены кристаллами доломитов неправильной формы размером от 0,015 до 0,15 мм, плотно прилегающими друг к другу, с отдельными изолированными микропорами. Такие участки составляют иногда 1/4 часть от площади шлифа.

Из рис. 6 уже по единичным образцам зерна видно, что характер коллекторов изменяется от мелкокавернозно-межзерновых равномерно нефтенасыщенных до межзерново-кавернозных интенсивно трещиноватых неравномерно насыщенных нефтью с зонами раздоломичивания и с плотными блоковыми участками породы. Благодаря изменчивости структурных форм карбонатных пород существенно меняется и их коллекторская характеристика.

В верхнемеловых известняках в отличие от девонских доломитов Белоруссии межзерновая часть породы практически полностью насыщена пластовой водой, что обусловлено соответствующими размерами поровых каналов ($< 0,2$ мкм). Только при $k_{\text{п}} > 10\%$ отмечается частичное нефтенасыщение матрицы породы за счет увеличения доли поровых каналов размером $> 0,2$ мкм.

Приведенные примеры наглядно показывают влияние различных факторов на формирование в карбонатных породах коллекторов с разнообразной формой порового пространства. Многообразие этих форм предопределяет соответственные физические, фильтрационные и коллекторские свойства пород, в связи с чем представляется необходимым учитывать форму порового пространства коллекторов при изучении этих свойств.

В настоящее время разработана методика [4, 90, 91, 110],

позволяющая дать количественную оценку геометрии порового пространства пород при изучении их под микроскопом.

Для определения величины, характеризующей форму пор, используется понятие двухмерного фактора формы Φ [88].

Двухмерный фактор формы определяется величиной отношения периметра круга, равновеликого площади рассматриваемой фигуры, к периметру этой фигуры. Для круга это отношение равно единице. Для других фигур его значение тем меньше, чем больше отклоняется их форма от круглой.

Значение двухмерного фактора формы можно определить выражением

$$\Phi = 2 \sqrt{\frac{\pi F}{P}} = 3,545 \frac{\sqrt{F}}{P}, \quad (1)$$

где F — площадь поры; P — периметр поры.

В определении двухмерного фактора формы пор использована комбинация метода случайных секущих с точечным методом [88]. Такая методика изучения геометрии порового пространства карбонатных пород была опробована на образцах пород месторождения Осташковичи [90, 91].

Значения параметра формы пор Φ изученных доломитов изменяются в пределах от 0,20 до 0,92. По форме порового пространства наметились три группы пород. К первой относятся доломиты с наименьшим значением $\Phi=0,2-0,4$ (рис. 10, а),

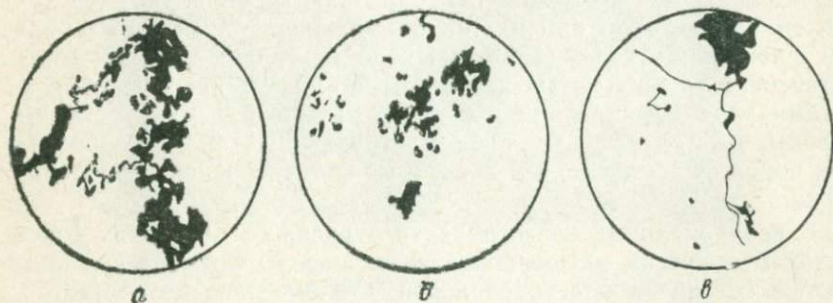


Рис. 10. Схематическое изображение формы пор (черные участки), типичных для разных групп пород, увеличение в 106 раз.
Доломиты: а — $\Phi=0,23$; б — $\Phi=0,52$; в — $\Phi=0,64$

т. е. чем больше отклоняется форма поры от идеально круглой, тем меньше значение фактора. Поры более изрезаны и периметр поры будет больше периметра равновеликого круга. В этом случае в породе преобладают поры выщелачивания ($k_{пк}=20-24\%$), которые достаточно хорошо сообщаются друг с другом, $k_{пр} \approx 50-100$ мД.

Вторая группа характеризуется величиной параметра $\Phi=0,4-0,6$ (см. рис. 10, б) с значениями коэффициента пористо-

сти 3,5—6% и проницаемости до 5,1 мД. Форма пор в этом случае может быть и простая, и более сложная.

К третьей группе относятся породы с параметром $\Phi = 0,6—1$ (пористость блока 2,6—5%). Форма пор в этом случае близка к форме круга или неправильного шестигранника (см. рис. 10, в). Поры часто разобщены (в горизонтальном срезе) или соединяются между собой при помощи очень тонких каналов. Характерным для этой группы является присутствие крупных каверн по трещинам.

Коротко остановимся на взаимосвязи параметра формы пор с коллекторскими и физическими свойствами пород.

В связи со сложной структурой порового пространства для рассматриваемых пород не наблюдается тесной связи между коэффициентами пористости и проницаемости, как это обычно имеет место для преимущественно межзерновых коллекторов. Коэффициенты проницаемости для пород межсолевых отложений месторождения Осташковичи, как и для любого другого района с аналогичным типом коллектора, меняются от 0,04—0,07 до 110 мД, большая часть образцов оказалась непроницаемой.

Высокими значениями проницаемости обладают единичные образцы, многие из них за счет трещиноватости, которая главным образом, наблюдается у плотных крупнокавернозных разновидностей доломитов. Коэффициенты проницаемости таких пород независимо от величины пористости меняются от 0,05—0,07 до 56—80 мД, матрица этих пород, как правило, непроницаема. В породах мелкокавернозного типа, близких по структуре к межзерновым коллекторам, значения коэффициентов проницаемости значительно выше от 40—50 до 110 мД.

Наиболее тесно коэффициент проницаемости связан с параметром формы пор Φ и средним диаметром пор (рис. 11). Из рисунка видно, что проницаемыми являются доломиты, у которых преобладают вторичные поры и поровое пространство характеризуется наименьшими значениями

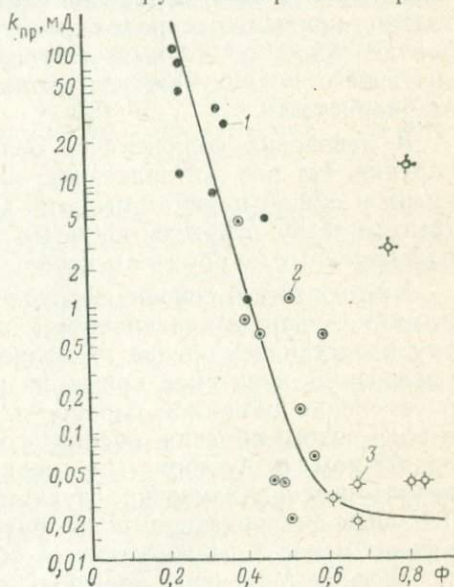


Рис. 11. Сопоставление коэффициента проницаемости $k_{пр}$ с параметром формы пор Φ .

Доломиты: 1 — $\Phi = 0,2—0,4$; 2 — $\Phi = 0,4—0,6$; 3 — $\Phi = 0,6—0,8$

параметра формы пор $\Phi = 0,2-0,4$ и наибольшим их средним диаметром пор ($d_{\text{ср пор}} > 40$ мкм).

Проницаемость ухудшается с уменьшением среднего диаметра пор (40—7 мкм). Параметр формы пор стремится к единице. В этом случае преобладают тонкие поры более округлой формы, которые сообщаются очень тонкими пережимами, только присутствие микротрещин, а иногда макротрещин делает породу проницаемой (см. образцы при $\Phi = 0,8$ и $k_{\text{пр}} \sim 3-12$ мД).

Именно эта группа пород с $\Phi = 0,6-0,8$ характеризует плотную низкопористую непроницаемую блоковую часть исследуемой породы. Результатами исследования керна было установлено, что для межсолевых отложений месторождений Белоруссии коэффициенты открытой пористости $k_{\text{по}}$ межзерновой плотной части породы меняются от 1,5 до 5% и в среднем составляют в основном для доломитов 3—3,5%. Для известняков верхнего мела Восточного Предкавказья эта величина $k_{\text{по}}$ по керну равна 2—4%, причем, как было установлено [44, 62] в результате лабораторных исследований керна верхнемеловых известняков, в основном она характеризует именно блоковую плотную межзерновую часть породы. Кривые распределения $k_{\text{по}}$, как правило, имеют четко выраженный максимум, приуроченный к наиболее вероятной величине $k_{\text{по}}$, сдвинутый относительно кривых распределений коэффициентов пористостей, определенных по данным нейтронного гамма-метода, характеризующего полную емкость коллектора, на величину вторичной пористости.

В девонских коллекторах Белоруссии наблюдается другая картина. На рис. 12 приведены кривые распределения коэффициентов общей пористости $k_{\text{п}}$ по керну и $k_{\text{п нгм}}$ по нейтронному гамма-методу, открытой пористости $k_{\text{по}}$ и с учетом каверн $k_{\text{п к+п}}$, определенных по образцам керна.

Как известно, основную трудность при исследовании кавернозно-межзерновых разностей карбонатных пород в лаборатории представляет оценка их полной емкости (с учетом крупных каверн). В последнее время разработаны различные способы определения объемной плотности таких образцов: взвешивание в воде сухого образца, обернутого пленкой [56], или насыщение парафином и 4-хлористым водородом [101]; многократное геометрическое измерение сухих образцов правильной формы [92]. Для мелкокавернозных разностей доломитов (размеры каверн менее 2—4 мм) оценка общей пористости проводилась по способу Мельчера, каверны перед парафинированием перекрывались пленкой, вес которой не искажал объемной плотности породы [92].

Как видно из рис. 12 (кривая 2), значения коэффициентов открытой пористости для коллекторов межсолевых отложений

меняются от 1 до 18,5%, максимум кривой приурочен к значениям $k_{п\ o} = 3-6\%$; образцы с $k_{п\ o}$ выше 6% составляют незначительную часть от общей массы исследованных образцов пород.

Значения коэффициентов общей пористости меняются от 3—4 до 20—21% (см. рис. 12, кривая 1), большая часть образцов характеризуется значениями $k_{п} = 4 \div 10\%$. Величина кавернозно-поровой (полной) емкости $k_{п\ к+п}$ в пределах всего задонского горизонта меняется от 5—7 до 20—24% (см. рис. 12, кривая 3).

Расхождение между кривыми распределения коэффициентов открытой пористости и пористости с учетом каверн (сдвиг кривой 3 вправо) объясняется наличием в коллекторах вторичной емкости, величина которой по результатам исследований керна изменяется от 2,5 до 16% и составляет 25—80% от общей емкости коллектора [92]. В связи с этим кривая распределения $k_{п\ НГМ}$ по НГМ практически совпадает с кривыми распределений $k_{п}$ и $k_{п\ к+п}$ по керну, но существенно расходится с кривой распределения открытой пористости, которая характеризует межзерновую часть породы, являющуюся, как отмечалось, только частично эффективной.

Поскольку полезная емкость сложного коллектора существенно зависит от формы порового пространства, было проведено сопоставление коэффициентов пористости $k_{п\ o}$ кавернозно-межзерновых доломитов с параметром формы пор Φ (рис. 13).

Из рисунка видно, чем меньше значения параметра формы пор (0,2—0,4), тем больше коэффициент пористости пород (в этом случае в доломитах преобладают более сложные по форме поры — поры выщелачивания). Чем ближе значение параметра Φ к единице, тем меньше значение пористости доломитов (преобладают первичные тонкие поры округлой формы).

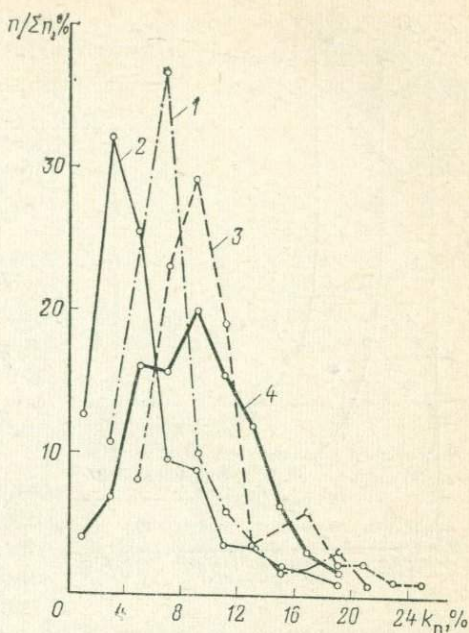


Рис. 12. Кривые распределения коэффициентов пористости для межсоловых отложений месторождения Осташковичи.

Пористость: 1 — общая $k_{п}$ ($\Sigma n=145$), 2 — открытая $k_{п\ o}$ ($\Sigma n=191$), 3 — кавернозно-поровая $k_{п\ к+п}$ ($\Sigma n=85$), 4 — определенная по НГМ $k_{п\ НГМ}$ ($\Sigma n=521$)

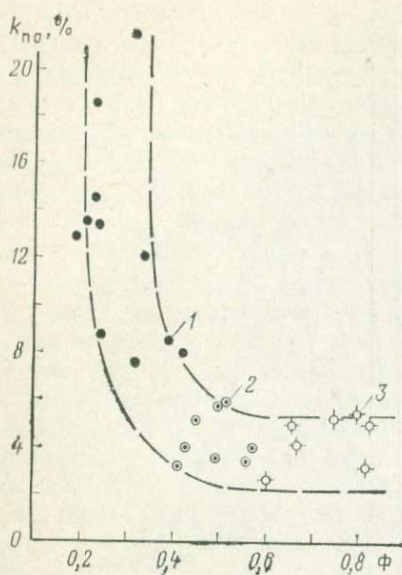
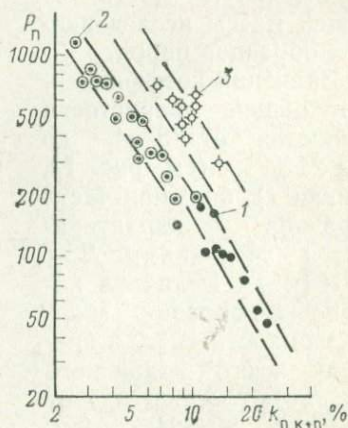


Рис. 13. Сопоставление коэффициента открытой пористости k_{no} с параметром формы пор Φ .

Доломиты: 1 — $\Phi=0,2-0,4$, 2 — $\Phi=0,4-0,6$, 3 — $\Phi=0,6-0,8$

Рис. 14. Зависимость параметра пористости $P_{п}$ от коэффициента пористости $k_{п\text{к+п}}$ для кавернозно-поровых разностей доломитов месторождения Осташковичи с учетом геометрии порового пространства Φ .

1 — $\Phi=0,2-0,4$; 2 — $\Phi=0,4-0,6$; 3 — $\Phi=0,6-0,8$



Геометрия порового пространства, как известно, оказывает существенное влияние на удельное электрическое, сопротивление карбонатных пород. Сопоставление параметра формы пор Φ с удельным сопротивлением доломитов девона Белоруссии (месторождение Осташковичи) подтверждает довольно тесную их связь [90, 91].

Параметр формы пор Φ , стремящийся к единице, приводит к росту величины параметра пористости пород. Наиболее низкими значениями $P_{п}$ характеризуется группа пород с параметром $\Phi=0,2\div 0,4$; наиболее высокими значениями — группа с $\Phi>0,6-0,8$ (рис. 14). На рис. 14 первая группа точек объединяет доломиты со сложной формой пор (преобладают вторичные поры) $\Phi=0,2\div 0,4$. Вторая группа точек объединяет доломиты, для которых $\Phi=0,4-0,6$.

Третья группа точек объединяет доломиты, структурный параметр формы пор которых стремится к единице ($\Phi\rightarrow 1$).

Доломиты этой группы представлены тонко- и мелкозернистыми плотными разностями, с мелкими порами округлой формы, плохой сообщаемостью. Как правило, эти породы в

наибольшей степени подвержены процессам образования трещин и каверн по ним; в породах этой группы наблюдается увеличение электрической извилистости $T_3 = \sqrt{k_{II} P_{II}}$ за счет сложного сочленения и соотношения тонких поровых каналов с секущими породу макротрещинами и кавернами по ним (рис. 15).

Результаты проведенных исследований показали, что относительное сопротивление P_{II} пород определяется их пористостью, степенью сообщаемости пор и главным образом формой порового пространства.

Последнее можно наглядно проиллюстрировать зависимостями $P_{II} = f(k_{II})$, полученными для различных литологических разновидностей карбонатных пород месторождений Белоруссии и Восточного Предкавказья. На рис. 16, а приведены эти зависимости. Как видно, для одного же месторождения получены три кривые с различными структурными показателями m в формуле $P = 1/k_{II}^m$ [53].

Для мелкокавернозных разновидностей доломитов (кривая II) величина структурного показателя составляет 2,2, для плотных крупнокавернозных $m = 2,6$ (кривая III). Известняки Белоруссии характеризуются (кривая I) структурным показателем $m = 1,8$, а для верхнемеловых известняков этот же показатель равен 2 (рис. 16, б).

Аналогичная картина наблюдается и при сопоставлении коэффициента остаточной водонасыщенности $k_{во}$ с коэффициентом пористости (k_{IIo}).

В зависимости от структурных особенностей исследуемых пород получена серия кривых I—VI (рис. 17).

Зависимости I, II, III получены Арчи [8] для мелоподобных, мелкозернистых, сахаровидных и плотных известняков, кривая IV получена для верхнемеловых известняков ЧИ АССР, кривая V — соответствует данным известнякам Куйбышевского Поволжья, кривая VI — характеризует в основном доломиты межсолевых отложений БССР.

Как видно, зависимости существенно разнятся между собой. При равном коэффициенте пористости ($k_{IIo} = 12\%$) для различных известняков количество остаточной воды в силу своих структурных особенностей меняется от 5 до 95%.

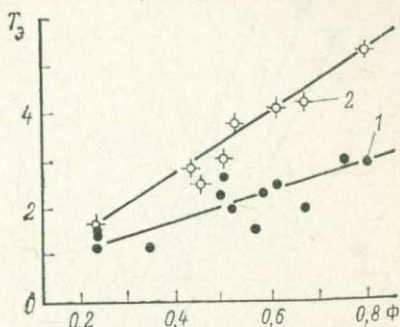


Рис. 15. Сопоставление электрической извилистости T_3 с параметром формы пор Φ .

1 — межсолевые отложения месторождения Осташковичи; 2 — известняки верхнего мела месторождения Карабулак-Ачалуки

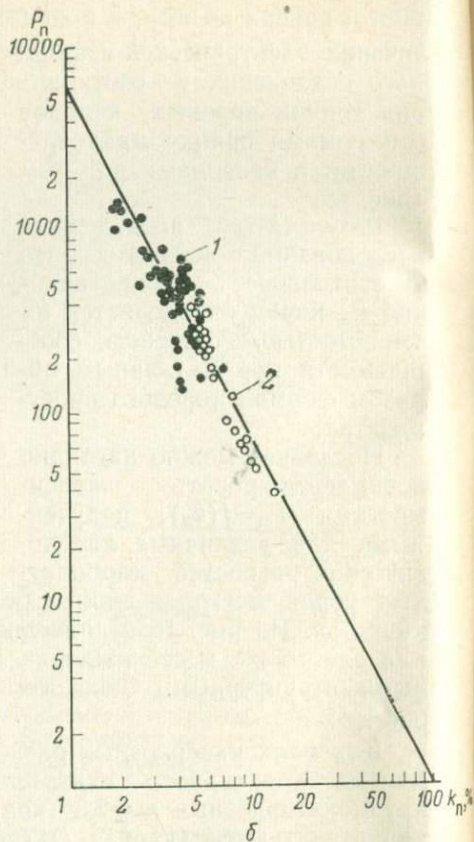
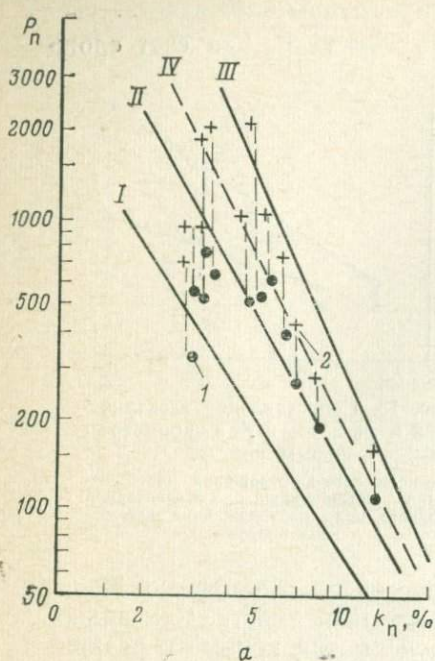


Рис. 16. Зависимость параметра пористости P_n от коэффициента пористости k_n .

a — межселевые отложения месторождения Осташковичи: *1* — известняки с межзерновой пористостью, *II* — поровые и мелкокавернозные доломиты, *III* — крупнокавернозные, трещиноватые доломиты; *IV* — кривая с учетом пластового давления; исследования образцов: *1* — при атмосферном давлении, *2* — при давлении 350 кгс/см²; *b* — образцы известняков верхнего мела ЧИ АССР из пачек: *1* — I—III, *2* — IV—VI

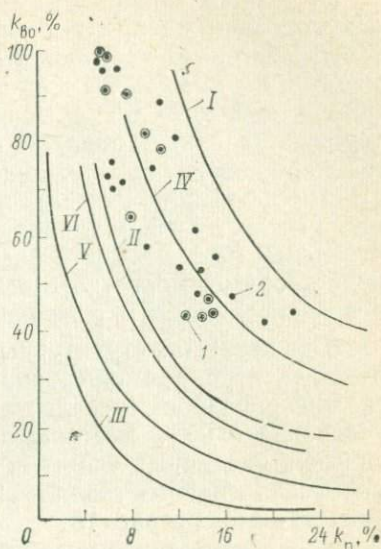
Наибольшее количество остаточной воды содержится в мелоподобных, гигроскопических известняках, а также в известняках, в которых преобладают тонкие поровые каналы (как в известняках ЧИ АССР).

Представленная зависимость для доломитов (см. рис. 17, кривая VI), полученная для их мелко- и среднезернистых чистых разновидностей несколько не искажает общий ход кривых, и, как следовало ожидать, группируется около кривой II.

Коэффициент остаточного водонасыщения для этой группы пород меняется в широком диапазоне и составляет от 17 до 75%.

Рис. 17. Зависимость коэффициента остаточного водонасыщения пород $k_{во}$ от пористости $k_{п}$.

Известняки: I — мелоподобные, II — мелкозернистые или сахаровидные, III — плотные кристаллические (данные Г. Арчи); IV — известняки верхнего мела ЧИ АССР (данные Г. М. Золоевой (1), А. С. Горбенко, М. С. Бачова (2)); V — известняки Куйбышевского Поволжья (данные Л. Югина, Н. Б. Калери); VI — межселевые отложения БССР (данные Л. В. Силиной, Н. В. Фармановой)



3. ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЙ НА ФИЗИЧЕСКИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА

Количественная оценка изменения физических свойств горных пород под действием термобарических условий необходима для подсчета запасов нефти и газа по данным исследования керна, для более обоснованной интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважин, а также для решения гидродинамических задач, связанных с процессом разработки нефтяных и газовых месторождений.

Теоретическое и экспериментальное изучение свойств карбонатных коллекторов сопряжено со значительными трудностями, обусловленными сложной структурой порового пространства и непредставительностью керна материала. В большинстве случаев исследователи имеют дело с плотной матрицей — блоковой частью карбонатной породы, которая не может дать полного представления о коллекторе в целом. Теоретические исследования ограничиваются, как правило, рассмотрением упрощенных моделей, которые не могут охватить всего разнообразия геометрических форм порового пространства карбонатного коллектора. В связи с этим, несмотря на то, что к настоящему времени уже проведены значительные исследования, проблема требует дальнейшего изучения.

Рассмотрим некоторые экспериментальные данные, полученные при изучении карбонатных пород в условиях, моделирующих пластовые. Исследования были проведены в МИНХиГП им. И. М. Губкина.

Изученная коллекция была представлена верхнемеловыми известняками из продуктивных отложений Малгобек-Вознесенского нефтяного месторождения ЧИ АССР и девонскими доломитами из межсолевых продуктивных отложений месторождения Осташковичи БССР. Следует отметить, что образцы характеризуют главным образом плотную, малопроницаемую матрицу карбонатных коллекторов. Открытая межзерновая пористость составляла 2—13%, а проницаемость по газу не превышала сотых долей миллидарси. Верхнемеловые известняки представлены разностями с повышенным (до 10%) содержанием нерастворимого остатка в основном гидрослюдистого состава, а девонские доломиты с незначительным (менее 4%).

Для изучения структурных особенностей пород были проведены электронно-микроскопические исследования поверхности сколов образцов (исследования выполнены на кафедре грунтоведения МГУ). Всего было сделано около 150 микрофотоснимков различных участков поверхности образцов. Максимальное увеличение составляло 1000. Наиболее типичные из них представлены на рис. 18.

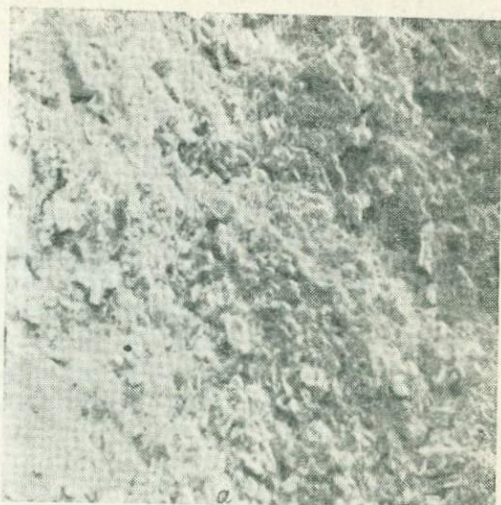
Электронно-микроскопические исследования показали, что верхнемеловые известняки (см. рис. 18, а) представляют собой довольно однородные микрозернистые и пелитоморфные разности, сложенные частицами округлой формы. Контакты между зернами в основном точечные. Поровое пространство — межзерновое; оно состоит из пустот, соизмеримых с размером зерен, и в нем отмечаются микротрещины.

Исследование девонских доломитов показало, что в связи с процессом доломитизации, протекавшим при формировании коллекторов месторождения Осташковичи, резко усложнилась геометрия их порового пространства. Они характеризуются как весьма неоднородные разности, сложенные разновеликими (от 0,01 до 0,5 мм), хаотически расположенными кристаллами, имеющими весьма угловатую форму (например, рис. 18, б). На микрофотоснимках этих пород отмечается значительное количество микротрещин различного направления, которые, как правило, не заполнены минеральным веществом. Контакты между зернами линейные и плоскостные.

Как уже отмечалось выше, образцы характеризуют блокированную часть карбонатных пород и не могут дать полного представления о коллекторе в целом. Экспериментальное изучение пород со вторичной пористостью затруднительно в связи с непредставительностью зерна, поэтому для изучения влияния таких структурных факторов, как трещиноватость и кавернозность, были изготовлены искусственные образцы, моделирующие порово-трещинно-кавернозный коллектор. Применение искусственных образцов дает возможность изучать модели коллекторов с заданной геометрией порового пространства, а также

Рис. 18. Типичный вид поверхностей сколов образцов под электронным микроскопом при увеличении в 1000 раз.

Известняки: *a* — верхнемеловой пелитоморфный, $k_{II} = 5,6\%$, *б* — девонский тонкозернистый, $k_{II} = 11,6\%$



возможность раздельного изучения того или иного структурного фактора, что на естественных породах затруднительно.

Образцы изготовлялись следующим образом. Тщательно перемешанная масса, приготовленная из смеси тампонажного цемента, кальцита и воды помещалась в специальную пресс-форму при всестороннем давлении порядка 800 кгс/см^2 до полного схватывания. Полученный образец помещали в воду на срок до одного месяца для окончательного отвердения. При изготовлении трещиноватых образцов в незатвердевшей массе проклады-

валась бумага толщиной 0,1 мм, которая моделировала трещины бесконечного простираения, заполненные материалом с более низкой упругостью, чем матрица.

При моделировании кавернозных образцов, в незатвердевшую массу помещались кристаллики поваренной соли изометрической формы диаметром около 5 мм. В результате уплотнения и схватывания цементной массы в пресс-форме получались образцы с запрессованными в них кристалликами NaCl. Впоследствии при длительном (около месяца) выдерживании образцов в пресной воде происходило растворение NaCl и в образце образовывались изометрические пустоты, моделирующие каверны. Момент окончательного растворения соли определялся по нескольким контрольным образцам, которые разрушались и изучались визуально через каждые 5—6 сут.

Коэффициент трещиноватости $k_{птр}$ модели определяли по формуле

$$k_{птр} = \xi v_{тр}/v,$$

где $v_{тр}$ — полный объем трещин, равный объему бумаги; ξ — коэффициент пустотности трещин (принимался равным 0,5); v — объем образца. Коэффициент кавернозности $k_{пк}$ определялся по известному объему кристалликов соли

$$k_{пк} = v_k/v,$$

где v_k — объем кристалликов NaCl, запрессованных в образец.

Были изготовлены искусственные образцы различных типов. Образцы, моделирующие блоковую часть коллектора, имели межзерновую пористость около 19%, т.е. соответствовали коллектору с довольно высокой межзерновой пористостью.

Образцы, содержащие трещины, соответствовали коллектору порово-трещинного типа. Коэффициент трещиноватости менялся в пределах 0—1,1%. И, наконец, образцы, содержащие изометрические пустоты, соответствовали порово-кавернозному коллектору. Коэффициент кавернозности, учитывающий только объем каверн, составлял 0—8,1%.

Было изучено влияние давления всестороннего сжатия и температуры на сжимаемость порового пространства, пористость, удельное электрическое сопротивление и диффузионно-адсорбционную активность пород. Максимальное эффективное напряжение $(\sigma - p)_h$ в опытах не превышало значения разности между средним нормальным напряжением (σ) и пластовым (p) давлением на глубине (h) естественного залегания пород.

Среднее нормальное напряжение σ рассчитывалось исходя из геостатического закона распределения горного давления [41]

$$\sigma = g \delta_{п ср} h,$$

где σ — среднее нормальное напряжение в кгс/см²; $\delta_{п\text{ ср}}$ — средняя по разрезу плотность осадочных пород в г/см³; g — ускорение силы тяжести; h — глубина отбора в метрах.

Если воспользоваться значением плотности $\delta_{п\text{ ср}} = 2,5$ г/см³, то при средней глубине отбора изученных пород 2600 м, среднее нормальное напряжение составит $\sigma = 2,5 \cdot 2600 = 650$ кгс/см².

Текущее пластовое давление p для верхнемеловой залежи составляет [72] около 400 кгс/см², а для девонских доломитов его значение оценим исходя из законов гидростатики, воспользовавшись средней плотностью пластовых вод $\delta_{в\text{ ср}} = 1,1$ г/см³,

$$p = g\delta_{в\text{ ср}}h = 0,11 \cdot 2600 = 286 \approx 300 \text{ кгс/см}^2.$$

Согласно предыдущей оценке давлений эффективное напряжение на глубине залегания $(\sigma - p)_h$ составит для известняка 250 кгс/см²; для доломитов 350 кгс/см². Температура в опытах не превышала значения, характерного для глубины залегания пород (около 90° С).

В процессе исследований образцы ступенчато нагружались давлением всестороннего сжатия при постоянных значениях внутрипорового давления и температуры. Время выдержки при каждом давлении составляло около часа, через каждые 15 мин регистрировались значения изучаемых параметров. Обратимые изменения этих параметров, характеризующиеся замкнутыми петлями гистерезиса, определялись как среднеарифметические значения величин, получаемых в процессе нагрузки и разгрузки образца.

Подробно конструкция установки и методика экспериментального изучения пород в пластовых условиях описана в работах [42, 59, 79].

Рассмотрим некоторые результаты проведенных исследований.

Коэффициент сжимаемости пор

Относительные объемные деформации пористой среды при изотермическом сжатии определяются системой дифференциальных уравнений [41]

$$-\frac{dv}{v} = \beta_{ск}d(\sigma - p) + \beta_{ТВ}dp;$$

$$-\frac{dv_{п}}{v_{п}} = \beta_{п}d(\sigma - p) + \mu_p\beta_{ТВ}dp;$$

$$-\frac{dv_{ТВ}}{v_{ТВ}} = \frac{1}{1 - k_{п}} \beta_{ТВ}d(\sigma - p) + \frac{(1 - \mu_p k_{п})}{(1 - k_{п})} \beta_{ТВ}dp,$$

где $\frac{dv}{v}$, $\frac{dv_{п}}{v_{п}}$ и $\frac{dv_{ТВ}}{v_{ТВ}}$ — соответственно относительные деформации скелета породы, порового пространства и породообразующих минералов; $\beta_{ск}$, $\beta_{п}$ и $\beta_{ТВ}$ — соответственно изотермиче-

ские коэффициенты сжимаемости скелета породы, пор и породообразующих минералов; μ_p — коэффициент, учитывающий гидростатическое сжатие минеральных включений в порах породы; σ — давление всестороннего сжатия (горное давление); p — давление внутрипоровой жидкости (пластовое давление).

Коэффициент сжимаемости и пористость коллектора связаны между собой уравнением

$$\beta_{ск} = k_{п}\beta_{п} + \beta_{тв} \quad (2)$$

Наибольший интерес с точки зрения инженеров-нефтяников представляет коэффициент сжимаемости пор, который в значительной степени предопределяет изменение физических свойств породы при воздействии сжатия.

Коэффициент сжимаемости пор $\beta_{п}$ определяется как частная производная изменения объема порового пространства под действием эффективного напряжения при постоянных значениях внутрипорового давления и температуры

$$\beta_{п} = - \frac{1}{v_{п}} \left(\frac{\partial v_{п}}{\partial \sigma} \right)_{p, t} = - \frac{1}{v_{п}} \left[\frac{\partial v_{п}}{\partial (\sigma - p)} \right]_{p, t}$$

Для карбонатного коллектора, полезная емкость которого в общем случае определяется объемом межзерновых открытых пор матрицы $v_{пм}$, объемом трещин $v_{птр}$ и объемом пустот изометрической формы каверн $v_{пк}$, относительные объемные деформации породы можно представить в виде:

$$\frac{dv}{v} = \frac{dv_{пм}}{v} + \frac{dv_{птр}}{v} + \frac{dv_{пк}}{v} + \frac{dv_{тв}}{v},$$

или

$$\frac{dv}{v} = k_{пм} \frac{dv_{пм}}{v_{пм}} + k_{птр} \frac{dv_{птр}}{v_{птр}} + k_{пк} \frac{dv_{пк}}{v_{пк}} + (1 - k_{п}) \frac{dv_{тв}}{v_{тв}},$$

где $k_{п}$ — коэффициент общей открытой пористости $k_{п} = k_{пм} + k_{птр} + k_{пк}$; $k_{пм}$, $k_{птр}$ и $k_{пк}$ — частные коэффициенты пористости, учитывающие объем открытых пор матрицы, трещин и каверн.

При экспериментальных определениях коэффициентов сжимаемости пород внутрипоровое давление обычно поддерживают постоянным. В этих условиях уравнение можно преобразовать

$$\beta_{ск} = k_{пм}\beta_{пм} + k_{птр}\beta_{птр} + k_{пк}\beta_{пк} + \beta_{тв}$$

или с учетом уравнения (2)

$$\beta_{п} = \frac{k_{пм}}{k_{п}} \beta_{пм} + \frac{k_{птр}}{k_{п}} \beta_{птр} + \frac{k_{пк}}{k_{п}} \beta_{пк}, \quad (3)$$

где $\beta_{п}$ — коэффициент сжимаемости всех открытых пор коллектора; $\beta_{пм}$, $\beta_{птр}$ и $\beta_{пк}$ — частные коэффициенты сжимаемости пор матрицы, трещин и каверн.

Как следует из уравнения (3), коэффициент сжимаемости пор коллектора со сложной структурой порового пространства определяется упругими свойствами различных структурных элементов: межзернового пространства, трещин и изометрических пустот.

Экспериментальные исследования деформации порового пространства карбонатных пород в условиях изотермического равномерного сжатия показали, что, начиная с некоторого значения эффективного напряжения $(\sigma-p)_{\min}$, находящегося в пределах 50—100 кгс/см², до эффективного напряжения, характерного для глубины залегания $(\sigma-p)_h$, наблюдается линейная зависимость между относительным изменением объемов порового пространства $\Delta v_{\Pi}/v_{\Pi}$ образцов и логарифмов $(\sigma-p)$

$$\frac{\Delta v_{\Pi}}{v_{\Pi}} = \left(\frac{\Delta v_{\Pi}}{v_{\Pi}} \right)_1 + K \ln \frac{(\sigma-p)}{(\sigma-p)_{\min}}, \quad (4)$$

где $\left(\frac{\Delta v_{\Pi}}{v_{\Pi}} \right)_1$ и $\ln \frac{\sigma-p}{(\sigma-p)_{\min}}$ — координаты точки, левее которой зависимость отклоняется от линейного закона; K — угловой коэффициент прямой $\Delta v_{\Pi}/v_{\Pi} = f[\ln(\sigma-p)]$ (компрессионный коэффициент), который отражает литолого-петрографические особенности конкретного образца; v_{Π} — объем пор образца в атмосферных условиях. Примеры подобных экспериментальных зависимостей показаны на рис. 19.

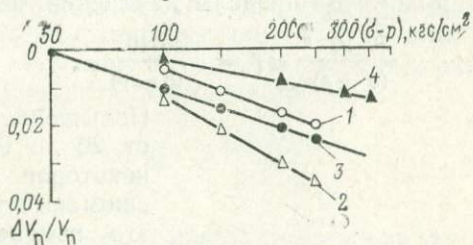


Рис. 19. Относительное изменение объемов порового пространства $\Delta V_{\Pi}/V_{\Pi}$ карбонатных пород в условиях всестороннего сжатия при $p=100$ кгс/см² и $t=20^{\circ}$ С.

Известняк: 1 — $k_{\Pi}=3,07\%$, 2 — $k_{\Pi}=3,6\%$; доломит: 3 — $k_{\Pi}=2,97\%$, 4 — $k_{\Pi}=11,58\%$

Закон изменения деформаций в начальном интервале давлений от 0 до $(\sigma-p)_{\min}$ достоверно изучить не удалось в связи с конструктивными особенностями установки. Однако существующие исследования свидетельствуют о том, что скорость изменения сжимаемости пор в этом интервале значительно снижается [41, 55]. В связи с этим можно предположить, что при небольших напряжениях порода ведет себя подобно упругому телу с постоянным коэффициентом сжимаемости, т. е. при $0 \leq (\sigma-p) \leq (\sigma-p)_{\min}$ $\beta_{\Pi} \approx \text{const}$.

Если уравнение (4) продифференцировать по $(\sigma - p)$, то будем иметь

$$-\frac{dv_{\Pi}}{d(\sigma - p) v_{\Pi}} = \frac{0,434K}{(\sigma - p)},$$

откуда согласно определению коэффициента сжимаемости пор получим

$$\beta_{\Pi} = \frac{0,434K}{(\sigma - p)}. \quad (5)$$

Уравнение (5), которое показывает, что для изученных карбонатных пород характерен гиперболический закон изменения сжимаемости с давлением всестороннего сжатия, можно использовать для вычисления β_{Π} при различных значениях эффективного напряжения.

Как показали исследования, при эффективном напряжении от $(\sigma - p)_{\min}$ до $(\sigma - p)_h$, внутрипоровом давлении $p = 100 \text{ кгс/см}^2 = \text{const}$ и температуре $t = 20^{\circ} \text{C} = \text{const}$ коэффициент сжимаемости пор матрицы для верхнемеловых известняков заключается в пределах

$$\frac{78 \cdot 10^{-4}}{(\sigma - p)} < \beta_{\Pi} < \frac{270 \cdot 10^{-4}}{(\sigma - p)}$$

для девонских доломитов пределы изменения несколько шире

$$\frac{70 \cdot 10^{-4}}{(\sigma - p)} < \beta_{\Pi} < \frac{348 \cdot 10^{-4}}{(\sigma - p)},$$

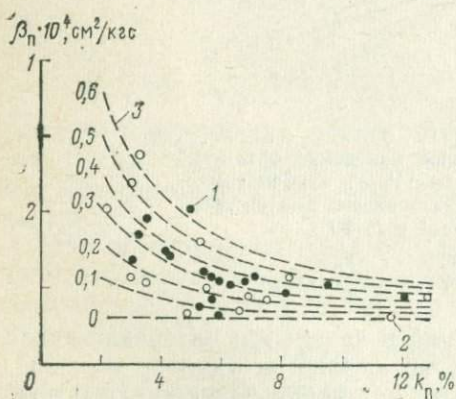


Рис. 20. Сопоставление коэффициентов сжимаемости пор β_{Π} [при $(\sigma - p) = 250 \text{ кгс/см}^2$] и пористости карбонатных пород k_{Π} .

1 — верхнемеловые известняки ЧИ АССР; 2 — девонские доломиты БССР; 3 — теоретические кривые, шифр которых $k_{\Pi} \text{ тр, \%}$

Повышение температуры от 20 до 90°C вызывает некоторое увеличение сжимаемости пор, однако это изменение невелико (около 5%) и им в первом приближении можно пренебречь.

На рис. 20 показано сопоставление коэффициентов β_{Π} при $(\sigma - p) = 250 \text{ кгс/см}^2$ с коэффициентом открытой пористости. Из рисунка видно, что наблюдается тенденция уменьшения β_{Π} с ростом k_{Π} . Наиболее высокой сжимаемостью обладают чаще всего разности с пористостью менее 6% . При более вы-

сокой пористости коэффициенты сжимаемости и пределы их изменения у отдельных образцов уменьшаются.

В работе [41] автором отмечалась возможность влияния микротрещиноватости на сжимаемость низкопористых карбонатных пород. Наличие микротрещиноватости в образцах изученной коллекции подтверждается электронно-микроскопическими исследованиями.

Если в уравнении (3) принять $k_{пк} = 0$, то получим выражение

$$\beta_{п} = \frac{k_{птр}}{k_{п}} (\beta_{птр} - \beta_{пм}) + \beta_{пм}, \quad (6)$$

позволяющее оценить роль микротрещиноватости при изучении сжимаемости пор карбонатных пород. Согласно этому уравнению сжимаемость порово-трещинного коллектора определяется отношением коэффициентов трещиноватости и открытой пористости $k_{птр}/k_{п}$. С ростом открытой пористости отношение $k_{птр}/k_{п}$ стремится к 0, а сжимаемость порово-трещинной породы — к сжимаемости пор блоковой части. Для низкопористых разностей отношение $k_{птр}/k_{п} \rightarrow 1$, а сжимаемость коллектора — к коэффициенту сжимаемости трещин.

Влияние таких структурных факторов, как кавернозность и трещиноватость, при деформации породы теоретически изучены В. М. Добрыниным [41]. При изучении модели наиболее устойчивой трещины, полости которой опираются на кубические выступы, им получено выражение, определяющее предельное значение коэффициента сжимаемости

$$\beta_{птр} < \frac{135 \cdot 10^{-3}}{(\sigma - p)}, \quad (7)$$

т. е. $\beta_{птр}$ может быть на порядок выше сжимаемости межзерновых пор. В этом случае коэффициент сжимаемости пор должен возрастать по мере снижения открытой пористости, что имеет место при исследовании карбонатных пород. Экспериментальное определение коэффициента сжимаемости трещин было выполнено на пяти искусственных образцах, моделирующих коллектор порово-трещинного типа. Коэффициент трещиноватости изменялся от 0 до 1,1%, причем образец с $k_{птр} = 0$ соответствовал блоковой части, пористость которой равна 19%.

Для расчетов использовалось уравнение (6), которое можно привести к виду.

$$\beta_{птр} = \left(1 + \frac{k_{пм}}{k_{птр}} \right) \beta_{п} - \frac{k_{пм}}{k_{птр}} \beta_{пм}, \quad (8)$$

Исследования показали, что $\beta_{пм}$ для искусственных образцов так же, как и для изученных известняков и доломитов, с

ростом эффективного напряжения изменяется по логарифмическому закону

$$\beta_{пм} = \frac{8 \cdot 10^{-3}}{(\sigma - p)}$$

В частности, для $(\sigma - p) = 250$ кгс/см² $\beta_{пм}$ составляет $0,32 \times 10^{-4}$ см²/кгс, т. е. по сжимаемости блоковой части образцы соответствуют сжимаемости пор наиболее высокопористых разновидностей карбонатных пород (см. рис. 20).

Коэффициент сжимаемости трещин, рассчитанный по уравнению (8), для эффективного напряжения 250 кгс/см² у отдельных образцов колеблется от 2,0 до $4,6 \times 10^{-4}$ см²/кгс, составляя в среднем 3×10^{-4} см²/кгс, что на порядок выше значения $\beta_{пм}$. Таким образом, экспериментальное изучение моделей трещин подтверждает теоретический вывод В. М. Добрынина [41] о том, что сжимаемость трещин может существенно превышать сжимаемость межзерновых пор блоковой части породы.

Уравнение (6) позволяет рассчитать зависимости $\beta_{п} = f(k_{п})$. Если при этом воспользоваться предельным значением $\beta_{птр}$, равным согласно уравнению (7) $5,4 \times 10^{-4}$ см²/кгс при эффективном напряжении 250 кгс/см², и значением $\beta_{пм} = 0,3 \times 10^{-4}$ см²/кгс, что соответствует нижнему пределу сжимаемости пор изученных пород, то получим кривые, изображенные на рис. 3 пунктирными линиями. Эти кривые отражают тенденцию уменьшения $\beta_{п}$ с ростом пористости и удовлетворительно аппроксимируют данные эксперимента. Как видно из рис. 20, экспериментальные точки лежат в области кривых с параметром $k_{птр}$ от 0 до 0,6%. Прямого определения трещиноватости данных образцов не проводилось, однако опыт изучения карбонатных коллекторов говорит о том, что это наиболее вероятные пределы изменения микротрещиноватости.

Вопрос о причине возникновения микротрещиноватости в кернах пород изучен недостаточно. По-видимому, в естественном залегании сильно уплотненная матрица содержит в основном гидравлически изолированные поры. Об этом, в частности, свидетельствует опыт эксплуатации скважин в трещинных коллекторах, который говорит о том, что матрица не отдает насыщающую ее воду при снижении пластового давления. Например, за четыре года с начала эксплуатации верхнемеловой залежи, когда законтурная вода в скважины еще не поступила, общий объем добытой пластовой воды составил всего лишь 0,013% от объема добытой нефти при средней величине межзерновой пористости матрицы, определенной по керну, около 5% [72].

Пластовая жидкость, защемленная в гидравлически изолированных порах может находиться под давлением, близким к геостатическому. При извлечении керна на поверхность в ре-

зультате снижения давления в порах могут происходить микрогидроразрывы, приводящие к возникновению микротрещиноватости, не характерной для естественного залегания породы. Возникновению микротрещиноватости могут способствовать также механическое воздействие на керн в процессе выбуривания и дальнейшей обработки, а также высушивание керна при высокой температуре, которые часто проводятся при лабораторных исследованиях.

В общем случае карбонатный коллектор помимо трещин может содержать вторичные пустоты, полости и каверны, образовавшиеся в процессе выщелачивания, доломитизации и т. д. Такие пустоты (в дальнейшем будем называть их кавернами) должны обладать преимущественно изометричной формой, как наиболее устойчивой по отношению к продолжительному воздействию геостатического давления.

Типичным примером кавернозного коллектора могут служить межсолевые и подсолевые отложения Осташковичского нефтяного месторождения Белоруссии.

Теоретически деформация каверн в условиях всестороннего сжатия была рассмотрена В. М. Добрыниным [41], которым получено уравнение $\beta_{п\text{ вп}} \approx (2 \div 3) \beta_{м}$, где $\beta_{п\text{ вп}}$ — сжимаемость пустот сферической формы; $\beta_{м}$ — сжимаемость матрицы карбонатного коллектора.

Если учесть, что плотная малопроницаемая матрица карбонатного коллектора по сжимаемости не намного превышает твердую фазу, то уравнение (9) показывает, что $\beta_{п\text{ к}}$ существенно меньше сжимаемости межзерновых пор и более чем на порядок ниже сжимаемости трещин.

Из уравнения (9) следует также то, что сжимаемость шаровых пустот не зависит от напряжения в скелете породы.

Форма естественных каверн карбонатного коллектора отличается от сферической, что должно привести к увеличению сжимаемости пустот. В этом же направлении сказываются и такие дефекты, как микропоры и микротрещины. В связи с этим значения, рассчитанные по уравнению (9), являются нижним пределом сжимаемости каверн.

В случае чисто кавернозного коллектора $k_{п\text{ т}} = 0$ и уравнение (3) можно переписать в виде

$$\beta_{п\text{ к}} = \left(1 + \frac{k_{п\text{ м}}}{k_{п\text{ к}}}\right) \beta_{п} - \frac{k_{п\text{ м}}}{k_{п\text{ к}}} \beta_{п\text{ м}},$$

позволяющем рассчитать сжимаемость каверн по экспериментальным определениям сжимаемости пор искусственных образцов порово-кавернозного типа. Анализ экспериментальных данных показывает, что коэффициент сжимаемости пустот, по форме близких к сферическим, не зависит от напряжения в скелете

породы. Среднее значение $\beta_{пк}$ по данным 15 определений составляет $0,1 \times 10^{-4}$ см²/кгс, что значительно ниже коэффициента сжимаемости межзерновых пор и более чем на порядок ниже сжимаемости трещин.

Таким образом, сжимаемость пор коллектора со сложной структурой порового пространства определяется трещиноватостью и кавернозностью. В зависимости от соотношения величины трещинной и кавернозной пористости коэффициент сжимаемости пор может изменяться в широких пределах. При этом максимальной сжимаемостью, определяемой выражением (7), обладают карбонатные коллекторы, преимущественно трещинного типа, примером которых являются верхнемеловые известняки ЧИ АССР. Минимальной сжимаемостью, определяемой выражением (9), обладают коллекторы с преимущественно изометричной формой вторичных пустот — кавернозные коллекторы. Коэффициент сжимаемости межзерновых пор изученных карбонатных пород при открытой пористости матрицы более 6% находится в пределах:

$$\frac{75 \cdot 10^{-4}}{(\sigma - p)} < \beta_{пм} < \frac{150 \cdot 10^{-4}}{(\sigma - p)}.$$

При пористости матрицы менее 6% коэффициент сжимаемости пор в значительной степени определяется микротрещиноватостью породы. Вопрос о причинах возникновения микротрещиноватости требует дальнейшего изучения.

По-видимому, при продолжительной безводной эксплуатации скважин матрица коллектора содержит главным образом изолированные поры с заземленной в них пластовой жидкостью. Сжимаемость такой матрицы близка к сжимаемости твердой фазы карбонатной породы.

Коэффициент пористости

При определении эффективной пористости карбонатного коллектора на основе комплексной интерпретации данных промышленной геофизики необходимо провести оценку межзерновой пористости матрицы. При этом часто используют значения $k_{пм}$, полученные при изучении кернов в атмосферных условиях. В связи с этим возникает необходимость количественной оценки изменения пористости матрицы карбонатного коллектора при воздействии термодинамических условий.

Изучение деформаций верхнемеловых известняков и девонских доломитов показало, что пористость последних при воздействии изотермического всестороннего сжатия закономерно уменьшается.

На рис. 21 изображены типичные экспериментальные кривые относительного изменения коэффициента пористости $\Delta k_{п}/k_{п}$ при

воздействии эффективного напряжения при постоянных значениях давления внутривыводной жидкости $p=100$ кгс/см² и $t=20^\circ$ С. Как видно из рис. 21, наблюдается дифференциация кривых по коэффициенту сжимаемости пор: с увеличением $\beta_{\text{п}}$ относительные изменения коэффициента пористости $\Delta k_{\text{п}}/k_{\text{п}}$ возрастают, т. е. изменения пористости определяются сжимаемостью породы.

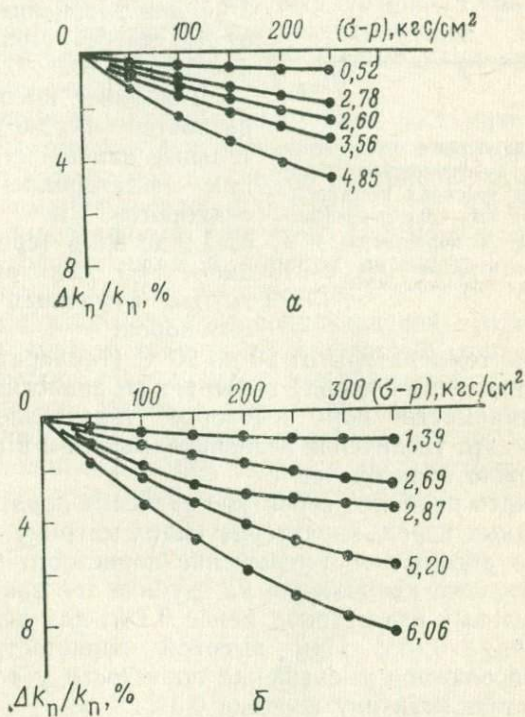


Рис. 21. Примеры кривых относительного изменения коэффициента пористости $\Delta k_{\text{п}}/k_{\text{п}}$ в зависимости от эффективного напряжения $(\sigma-p)$ при $p=100$ кгс/см²=const и $t=20^\circ$ С а — верхнемеловые известняки ЧИ АССР; б — девонские доломиты БССР. Шифр кривых — коэффициент $\beta_{\text{п}} \cdot 10^{-4}$ см²/кгс при $(\sigma-p)=50$ кгс/см².

При сопоставлении значений $\Delta k_{\text{п}}/k_{\text{п}}$ с величиной открытой пористости (рис. 22) по аналогии с коэффициентом сжимаемости пор наблюдается тенденция уменьшения изменений пористости по мере возрастания абсолютного значения коэффициента пористости.

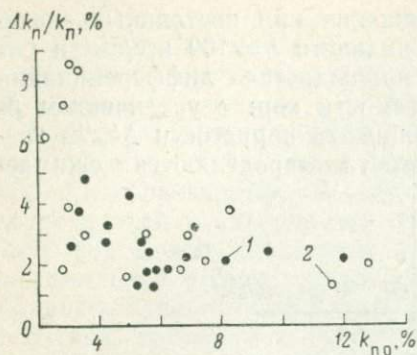


Рис. 22. Сопоставление относительных изменений коэффициента пористости $\Delta k_{п}/k_{п}$ в условиях всестороннего сжатия при $(\sigma - p)_h$ с коэффициентом открытой пористости $k_{п о}$.
1 — верхнемеловые известняки ЧИ АССР;
2 — девонские доломиты БССР

Для низкопористых разностей (с пористостью менее 6%) значения $\Delta k_{п}/k_{п}$ при эффективном напряжении, соответствующем глубине залегания, находятся в следующих пределах: для верхнемеловых известняков от 0,5 до 4,8% (среднее значение 3%) для девонских доломитов от 1,6 до 8,5 (среднее значение 5%).

Для более высокопористых разностей ($k_{п} > 6\%$) относительные изменения пористости при всестороннем сжатии снижаются и составляют от 1,2 до 3,8% (среднее значение 2,5%) для той и другой группы изученных карбонатных пород.

Повышение температуры от 20 до 90°С (температура на глубине залегания данных пород) вызывает по аналогии с коэффициентом сжимаемости пор некоторое увеличение значений $\Delta k_{п}/k_{п}$, однако это увеличение незначительно и им в первом приближении можно пренебречь.

Если принять наиболее вероятное значение пористости плотных карбонатных пород, характеризующих матрицу коллектора, менее 3%, то абсолютное уменьшение пористости при воздействии эффективного напряжения на глубине залегания составит для верхнемеловых известняков менее 0,1%, для девонских доломитов порядка 0,15%. При высокой пористости матрицы ($k_{п} > 10\%$) абсолютное уменьшение пористости у тех и других пород составляет величину порядка 0,3%.

Удельное электрическое сопротивление

Удельное электрическое сопротивление является одной из основных характеристик горной породы, которая используется при изучении разрезов скважин, выделении и промышленной оценке пластов-коллекторов нефти и газа.

Согласно [41] дифференциальное уравнение, определяющее изменение электрического сопротивления породы при воздействии термодинамических условий имеет вид:

$$\frac{d\rho_{п}}{\rho_{п}} = k_{ср}d(\sigma - p) - k_{тв}dp - \alpha_{t, p} dt, \quad (10)$$

$$k_{\text{СК}} = \frac{1}{\rho_{\text{п}}} \left(\frac{\partial \rho_{\text{п}}}{\partial \sigma} \right)_{p, t} = \frac{1}{\rho_{\text{п}}} \left[\frac{\partial \rho_{\text{п}}}{\partial (\sigma - p)} \right]_{p, t},$$

$$k_{\text{ТВ}} = - \frac{1}{\rho_{\text{п}}} \left(\frac{\partial \rho_{\text{п}}}{\partial p} \right)_{(\sigma - p), t};$$

$$\alpha_{t, p} = - \frac{1}{\rho_{\text{п}}} \left(\frac{\partial \rho_{\text{п}}}{\partial t} \right)_{\sigma, p}.$$

Коэффициент $k_{\text{СК}}$, определенный в условиях изотермического сжатия при постоянном пластовом давлении p , показывает способность породы изменять свое электрическое сопротивление под действием эффективного напряжения $(\sigma - p)$ за счет деформации скелета породы.

Коэффициент $k_{\text{ТВ}}$ вычисляется при постоянном значении $(\sigma - p)$ и температуры t и определяет величину изменения сопротивления породы под действием внутрипорового давления p за счет деформации твердой фазы породы. И, наконец, коэффициент $\alpha_{t, p}$, определенный при изобарическом нагревании (охлаждении) водонасыщенной породы, характеризует изменение ее сопротивления за счет температуры.

Изменение электрического сопротивления водонасыщенных пород в условиях всестороннего сжатия обусловлено уменьшением пористости и изменением электрической извилистости $T_{\text{э}}$ поровых каналов. Влияние этих двух факторов в зависимости от литологических особенностей породы может быть различным.

Как показали исследования, удельное электрическое сопротивление всех изученных карбонатных пород увеличивается с

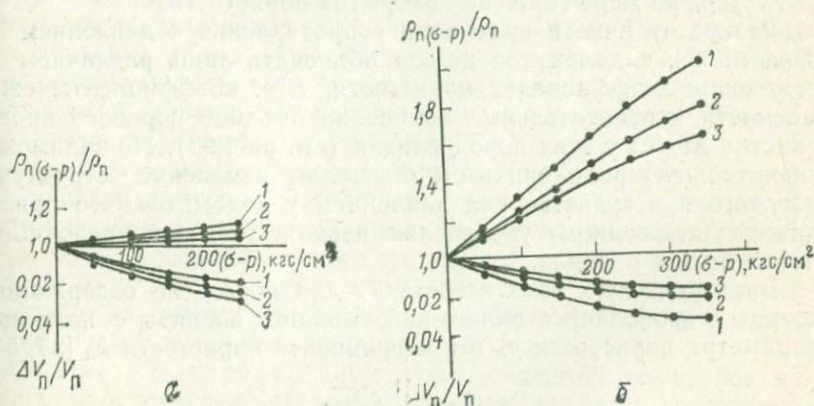


Рис. 23. Пример экспериментальных кривых изменения электрического сопротивления $\rho_{\text{п}}(\sigma - p)/\rho_{\text{п}}$ и объемов порового пространства $\Delta V_{\text{п}}/V_{\text{п}}$ при $p = 100 \text{ кг/см}^2 = \text{const}$ и $t = 20^\circ \text{C}$

а — верхнемеловые известняки ЧИ АССР с $k_{\text{п}}$: 1 — 5,8%, 2 — 4,2%, 3 — 5,45%; *б* — девонские доломиты БССР с $k_{\text{п}}$: 1 — 2,8%, 2 — 6,6%, 3 — 11,59%

ростом эффективного напряжения. Примеры экспериментальных зависимостей относительных изменений удельного сопротивления $\rho_{п,(\sigma-p)}/\rho_{п}$ (параметры пористости $\rho_{п,(\sigma-p)}/\rho_{п}$) в условиях изотермического сжатия показаны на рис. 23 для верхнемеловых известняков девонских доломитов. На рис. 24

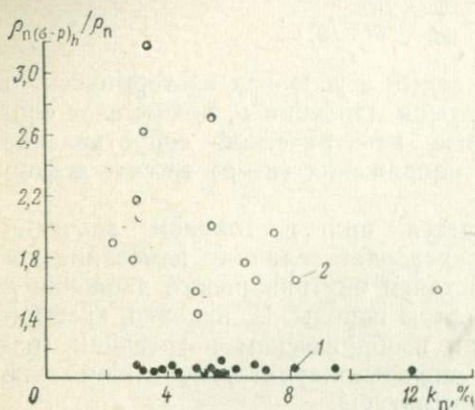


Рис. 24. Сопоставление относительных значений $\rho_{п,(\sigma-p)h}/\rho_{п}$ с коэффициентом открытой пористости $k_{п}$ о.

1 — верхнемеловые известняки ЧИ АССР; 2 — девонские доломиты БССР

в атмосферных условиях, то для девонских доломитов увеличение достигает более 16%. Из рис. 24 видно также, что для доломитов наблюдается тенденция увеличения отношения $\rho_{п,(\sigma-p)}/\rho_{п}$ по мере снижения открытой пористости.

Резкое отличие в изменении сопротивления с давлением у известняков и доломитов нельзя объяснить лишь различием в изменении коэффициента пористости, т. е. коэффициенты сжимаемости и относительные изменения объемов порового пространства $\Delta v_{п}/v_{п}$ у этих пород близки (см. рис. 23). По-видимому, значительную роль при этом оказывает изменение структуры порового пространства под давлением у доломитов, что приводит к существенному увеличению извилистости токопроводящих путей в этих породах.

Электрическую извилистость $T_{э}$ для пород, не содержащих твердых проводящих включений, можно оценить с помощью параметра пористости $\rho_{п}$ и коэффициента пористости $k_{п}$ [35, 53].

$$T_{э} = \sqrt{P_{п}k_{п}}$$

С другой стороны, при воздействии эффективного напряжения $(\sigma-p)$ на породу будем иметь

$$T_{э(\sigma-p)} = \sqrt{P_{п(\sigma-p)}k_{п(\sigma-p)}}$$

Тогда относительные изменения электрической извилистости с давлением можно определить выражением:

$$\frac{T_{э(\sigma-p)}}{T_э} = \sqrt{\frac{P_{п(\sigma-p)}}{P_{п}} \frac{k_{п(\sigma-p)}}{k_{п}}}$$

которое можно переписать в следующем виде:

$$\frac{P_{п(\sigma-p)}}{P_{п}} = \frac{\rho_{п(\sigma-p)}}{\rho_{п}} = \left(\frac{T_{э(\sigma-p)}}{T_э} \right)^2 / \left(\frac{k_{п(\sigma-p)}}{k_{п}} \right), \quad (11)$$

где числитель в правой части уравнения определяет изменение сопротивления породы под действием всестороннего сжатия из-за усложнения конфигурации порового пространства (увеличения электрической извилистости), а знаменатель — из-за уменьшения объемной величины (коэффициента пористости).

Исследования верхнемеловых известняков показали, что значение $k_{п(\sigma-p)}/k_{п}$ у них находится в пределах 0,97—0,99, а относительное увеличение сопротивления составляет 1,02—1,1. Величина $(T_{э(\sigma-p)}/T_э)^2$, рассчитанная по уравнению (11), меняется от 1 до 1,08. Это означает, что возрастание сопротивления верхнемеловых известняков в условиях изотермического сжатия обусловлено как увеличением электрической извилистости, так и уменьшением объемной влажности примерно в равной степени. Поскольку изменение последних незначительно, то сопротивление известняков при воздействии эффективного напряжения возрастает не более чем на 10%.

Иная картина наблюдается у девонских доломитов, сжатие которых приводит к значительному увеличению электрического сопротивления (у некоторых образцов более чем в 2 раза). Значения $\Delta k_{п}/k_{п}$ для этих пород составляют 0,94—0,99, в то время как значение $(T_{э(\sigma-p)}/T_э)^2$ изменяется в пределах 1,55—2,40, т. е. основную роль в увеличении сопротивления доломитов играет рост электрической извилистости, а уменьшение объемной влажности сказывается незначительно.

Электронно-микроскопическое изучение этих пород показало, что в связи с процессом доломитизации, имевшим место при формировании девонских коллекторов месторождения Осташковичи, резко усложнилась геометрия их порового пространства: породы сложены разновеликими, хаотически расположенными кристаллами, имеющими весьма угловатую форму, отмечается также значительное количество микротрещин.

Сжатие пород, обладающих столь сложной геометрией порового пространства, приводит к значительному увеличению микротрещин, что вызывает интенсивное увеличение сопротивления при воздействии сжатия. Совсем иная структура наблюдается у верхнемеловых известняков (см. рис. 18, а). Эти породы характеризуются как весьма однородные разности, сложенные частицами округлой формы с порами преимущественно

изометричного сечения. Сжатие верхнемеловых известняков, обладающих однородной структурой, не вызывает значительного увеличения электрической извилистости, поэтому в таких породах увеличение сопротивления невелико.

Изучение влияния давления электролита p в порах породы было проведено на двух образцах известняков и на двух образцах доломитов. Исследования показали, что увеличение p от 0 до 150 кгс/см² при постоянном эффективном напряжении 25 кгс/см² и температуре $t=20^\circ\text{C}$ вызывает уменьшение электрического сопротивления карбонатных пород, которое объясняется деформацией твердой породы в условиях гидростатического сжатия.

Влияние этой деформации можно оценить с помощью коэффициента $k_{\text{ТВ}}$. Исследования показали, что $k_{\text{ТВ}}$ не зависит от напряжения ($\sigma-p$) и составляет для верхнемеловых известняков по двум образцам в среднем 3×10^{-4} см²/кгс.

Это говорит о том, что при воздействии пластового давления (порядка 400 кгс/см²) верхнемеловые известняки уменьшают электрическое сопротивление примерно на 10%, т. е. воздействие внутривещного давления компенсирует увеличение сопротивления при всестороннем сжатии. Этот факт объясняется повышенным содержанием в этих породах нерастворимого остатка, представленного глинистым материалом. Наличие в порах породы глинистых включений с меньшей упругостью, чем твердая фаза, способствует уменьшению электрической извилистости токопроводящих путей в условиях гидростатического сжатия и, таким образом, уменьшению сопротивления при увеличении пластового давления.

Для девонских чистых доломитов значение $k_{\text{ТВ}}$ составляет по двум образцам в среднем 1×10^{-4} см²/кгс, т. е. изменение сопротивления этих пород при воздействии пластового давления во много раз меньше изменения сопротивления при воздействии давления всестороннего сжатия. По-видимому, для девонских доломитов с достаточной степенью точности влиянием пластового давления на удельное электрическое сопротивление можно пренебречь.

Влияние температуры на удельное электрическое сопротивление водонасыщенных пород оценивается обычно по зависимости $\rho_{\text{В}}=f(t)$, отражающей связь температуры и сопротивления электролитов. При этом предполагается, что параметр пористости породы с температурой не изменяется.

В то же время, исследования показывают, что параметр пористости при изменении температуры не остается постоянным и в общем случае изменения сопротивления породы не могут быть учтены с помощью известной зависимости $\rho_{\text{В}}=f(t)$.

Анализ существующих исследований приводит к выводу, что изменение $\rho_{\text{П}}$ осадочных пород с увеличением t определяется двумя факторами. Параметр пористости может возрастать за

счет увеличения электрической извилистости токопроводящих каналов в результате неравномерного теплового расширения порообразующих минералов. Он может уменьшаться в связи с увеличением проводимости влажных глинистых частиц при нагревании. Степень влияния каждого из этих факторов зависит от литологической характеристики породы.

Изучение влияния температуры на сопротивление карбонатных пород, проведенное при постоянных значениях давлений всестороннего сжатия $\sigma = 150$ кгс/см² и внутрипоровой жидкости $p = 100$ кгс/см², показало, что изменение параметра пористости у известняков и доломитов различно. На рис. 25 изображены зависимости относительного изменения параметра пористости $P_n^t/P_n^{t=20}$ изученных карбонатных пород с температурой. При этом для расчета относительного изменения параметра пористости $P_n^t/P_n^{t=20}$ использовалась зависимость изменения температурного параметра минерализованной воды (раствора NaCl), от температуры $(P_t)_b = f(t)$ [19, 35].

Для верхнемеловых известняков (рис. 25, а) значение $P_n^t/P_n^{t=20}$ при изменении температуры от 20 до 90°С составляет 0,94—1,12, т. е. параметр пористости этих пород с температурой изменяется мало.

Для девонских доломитов изменение температуры в тех же пределах вызывает значительное увеличение параметра пористости, отношение $P_n^t/P_n^{t=20}$ при 90°С составляет 1,24—1,83 (см. рис. 25, б). Высокие изменения параметра пористости чистых доломитов могут быть объяснены увеличением извилистости

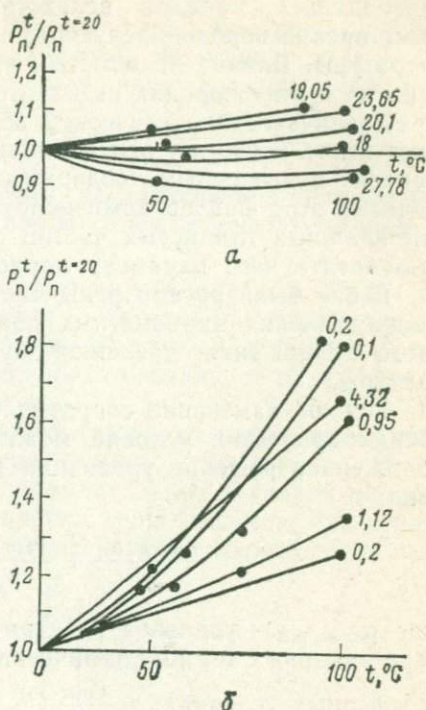


Рис. 25. Влияние температуры на относительное изменение параметра пористости $P_n^t/P_n^{t=20}$ карбонатных пород при $\sigma = 150$ кгс/см² и $p = 100$ кгс/см². Шифр кривых — коэффициент диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$.

а — верхнемеловые известняки ЧИ АССР;
б — девонские доломиты БССР

проводящих каналов вследствие неравномерного теплового расширения породообразующих кристаллов при повышении температуры. Влияние глинистых примесей из-за малого содержания их в этих породах незначительно.

Увеличение электрической извилистости с температурой может иметь место и у верхнемеловых известняков, характеризующихся повышенным содержанием нерастворимого остатка. Однако этот фактор компенсируется возрастанием проводимости влажных глинистых частиц с повышением температуры, в результате чего параметр пористости меняется незначительно.

Выше были рассмотрены частные изменения электрического сопротивления карбонатных пород при воздействии эффективного напряжения, давления внутрипоровой жидкости и температуры.

Полное изменение сопротивления пород при воздействии термобарических условий можно определить, используя приближенное решение уравнения (10), которое имеет следующий вид:

$$\frac{\rho_{п\sigma, p, t}}{\rho_{п}} \approx \frac{\rho_{п(\sigma-p_1)}}{\rho_{п}} \frac{\rho_{пp}}{\rho_{пp_1}} \frac{\rho_{пt}}{\rho_{п}}, \quad (12)$$

где $\rho_{п \sigma, p, t}$ — удельное электрическое сопротивление породы при заданных термодинамических условиях; $\rho_{п}$ — то же, при атмосферных условиях; $\frac{\rho_{п(\sigma-p_1)}}{\rho_{п}}$, $\frac{\rho_{пp}}{\rho_{пp_1}}$ и $\frac{\rho_{пt}}{\rho_{п}}$ — частные измене-

ния сопротивления при воздействии эффективного напряжения, внутрипорового давления и температуры. Если предположить, что удельное сопротивление электролита мало зависит от давления, уравнение (12) можно переписать, используя параметр пористости $P_{п}$

$$\frac{P_{п \sigma, p, t}}{P_{п}} \approx \frac{P_{п(\sigma-p_1)}}{P_{п}} \frac{P_{пp}}{P_{пp_1}} \frac{P_{пt}}{P_{п}}. \quad (13)$$

Следует отметить, что уравнения (12) и (13) являются приближенными, поскольку предполагают, что частные изменения функции мало зависят от абсолютного значения аргументов. В общем случае подобные условия вряд ли возможны. Однако в определенном диапазоне искомой функции, каждое частное решение можно осреднить и считать зависящим только от одной переменной.

Экспериментальная проверка уравнения (13) показала, что погрешность расчетного значения $P_{п \sigma, p, t}/P_{п}$ по сравнению с экспериментальным не превышает $\pm 5\%$ для девонских доломитов и менее $\pm 1\%$ для верхнемеловых известняков.

Полные изменения параметра пористости изученных карбонатных пород в условиях одновременного воздействия эффек-

тивного напряжения, давления внутрипоровой жидкости и температуры, характерных для глубины залегания пород, с достаточной степенью точности можно оценивать по результатам изучения частных изменений.

Влияние термобарических условий на зависимость параметра пористости от коэффициента пористости карбонатных пород

При оценке межзерновой пористости карбонатных пород по данным электрометрии скважин используют зависимость $P_{II} = f(k_{II})$, которая обычно строится по данным лабораторного изучения кернов пород в атмосферных условиях, т. е. без учета глубинного давления и температур.

В то же время существующие исследования показывают, что при воздействии давления и температуры зависимость $P_{II} = f(k_{II})$ может изменяться. Экспериментальное изучение пористости и электрического сопротивления верхнемеловых известняков показало, что (рис. 26, а) воздействие термобарических

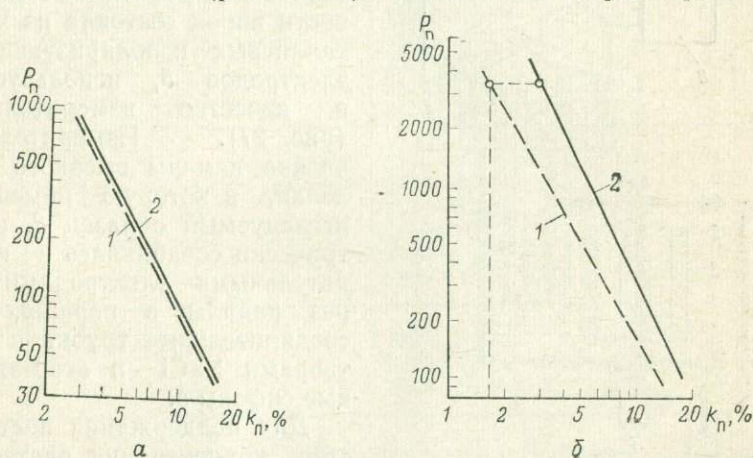


Рис. 26. Влияние глубинных условий на зависимость $P_{II} = f(k_{II})$.

а — верхнемеловые известняки ЧИ АССР; 1 — $(\sigma-p)=0$, $t=20^\circ\text{C}$; 2 — $(\sigma-p)=250$ кгс/см², $t=90^\circ\text{C}$; б — девонские доломиты БССР; 1 — $(\sigma-p)=0$, $t=20^\circ\text{C}$; 2 — $(\sigma-p)=350$ кгс/см², $t=90^\circ\text{C}$

условий, характерных для глубины залегания, мало влияет на указанные параметры и приводит лишь к незначительному смещению точек, определяющих зависимость $P_{II} = f(k_{II})$. При расчете межзерновой пористости верхнемеловых известняков по данным электрометрии можно пользоваться зависимостью, полученной при изучении кернов в атмосферных условиях, [72]

$$P_{II} = k_{II}^{-2}.$$

Иная картина наблюдается для девонских доломитов (см.

рис. 26, б), так как воздействие эффективного напряжения и температуры приводит к существенному увеличению угла наклона прямой $\lg P_n = f(\lg k_n)$. Структурный показатель m увеличивается от 1,7 до 2 и зависимость с учетом пластовых условий имеет вид:

$$P_n = 3k_n^{-2}.$$

Если принять среднюю величину межзерновой пористости доломитов равной 3% [104], то соответствующий этому значению параметр пористости в пластовых условиях составит около 3500 (см. рис. 26, б). Без учета пластовых условий этому параметру пористости соответствует коэффициент пористости 1,6%, т. е. для девонских доломитов неучет условий глубины залегания приводит в данном случае к систематической ошибке.

Диффузионно-адсорбционная активность

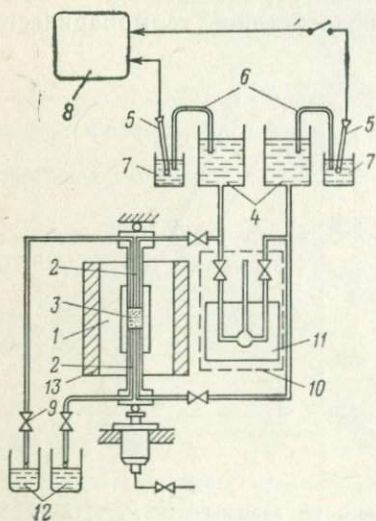


Рис. 27. Схема для изучения влияния глубинных условий на диффузионно-адсорбционную активность пород.

1 — камера высокого давления; 2 — измерительный поршень; 3 — образец породы; 4 — емкости с минерализованной водой; 5 — измерительные электроды; 6 — агар-агаровые сифоны; 7 — емкости с насыщенным KCl; 8 — потенциометр; 9 — стеклянные краники; 10 — термостат; 11 — проточный солевой мостик для измерения э. д. с. диффузионного происхождения; 12 — емкости для слива минерализованной жидкости; 13 — обогреватель камеры высокого давления

Схема измерения диффузионно-адсорбционной активности пород состояла из хлорталлиевых неполяризуемых электродов 5, используемых в качестве измерительных (рис. 27). Измерительная ячейка камеры высокого давления, в которую помещали исследуемый образец 3, электрически соединялась с измерительными электродами через каналы в поршнях 2, соединительные трубки с растворами NaCl и агар-агаровые сифоны 6.

Для поддержания постоянства концентраций растворов торцы образца в процессе измерений медленно (1—2 капли в 1 с) омывались. При этом концентрация одного из растворов NaCl была в 10 раз меньше концентрации другого. Для определения диффузионных потенциалов E_d использовался проточный солевой мостик 11, включение которого в схему производилось с помощью специальных краников (9). При изучении

влияния температуры солевой мостик термостатировался. Все металлические части камеры высокого давления были изолированы от электролита.

Внутрипоровое давление в опытах равнялось атмосферному, а максимальное давление всестороннего сжатия не превышало значения эффективного напряжения на глубине залегания изучаемых пород. Температура в экспериментах изменялась от 20 до 75°С. Характеристика изученных пород представлена в табл. 2.

Таблица 2

| Номер образца | Краткое описание пород | Глубина] отбора, м | $k_{\text{по}}, \%$ | $A_{\text{да}}, \text{мВ}$ | Концентрация раствора NaCl, г/л | |
|---------------|---|--------------------|---------------------|----------------------------|---------------------------------|--------------------|
| | | | | | насыщающего образец | омывающего образец |
| 1 | Низкопористые тонкозернистые верхнемеловые известняки ЧИ АССР | 2321—2325 | 5,3 | 20,1 | 50 | 5 |
| 2 | | 2330—2334 | 5,5 | 18,0 | 50 | 5 |
| 3 | | 2321—2325 | 5,0 | 19,1 | 50 | 5 |
| 4 | | 2321—2325 | 4,3 | 19,1 | 50 | 5 |
| 5 | | 2429—2434 | 6,8 | 16,3 | 50 | 5 |
| 6 | Низкопористые тонкокристаллические девонские доломиты БССР | 2742—2748 | 3,1 | 1,0 | 250 | 25 |
| 7 | | 2734—2742 | 6,6 | 0,2 | 250 | 25 |
| 8 | | 2748—2755 | 3,5 | 0,7 | 250 | 25 |
| 9 | | 2681—2687 | 7,5 | 0,1 | 250 | 25 |
| 10 | | 2898—2905 | 12,8 | 0,1 | 250 | 25 |
| 11 | | 2898—2905 | 11,6 | 0,2 | 250 | 25 |
| 12 | Плотные аргиллиты | 5227—5234 | 7,6 | 30,7 | 250 | 25 |
| 13 | | 2270—2275 | 10,7 | 29,5 | 250 | 25 |
| 14 | | 3970—3973 | 7,7 | 28,1 | 250 | 25 |

В процессе исследований измерялись значения диффузионно-адсорбционных $E_{\text{да}}$ и диффузионных $E_{\text{д}}$ э. д. с. В дальнейшем при расчетах диффузионно-адсорбционной активности использовалась разность значений $E_{\text{да}}$, и $E_{\text{д}}$, что позволило исключить возможность влияния на результаты измерений скачков потенциалов в электролитических мостиках и влияние электродной разности потенциалов. При десятикратном отношении концентраций электролитов разность ($E_{\text{да}} - E_{\text{д}}$) дает представление о диффузионно-адсорбционной активности породы [24]:

$$E_{\text{да}} - E_{\text{д}} = (K_{\text{да}} - K_{\text{д}}) \lg \frac{C_1}{C_2} = A_{\text{да}} \lg \frac{C_1}{C_2},$$

где $K_{\text{да}}$ и $K_{\text{д}}$ — соответственно коэффициенты диффузионно-адсорбционной и диффузионной э. д. с.; $A_{\text{да}}$ — коэффициент диф-

фузионно-адсорбционной активности (точнее текущий параметр $A_{да}$); C_1 и C_2 концентрации электролитов.

Как видно из рис. 28, в карбонатных породах наблюдается незначительное увеличение $A_{да}$ при повышении давления всестороннего сжатия: менее

десятой доли милливольты для чистых девонских доломитов (рис. 28, а) и менее милливольты для верхнемеловых известняков, обладающих повышенным содержанием нерастворимого остатка (рис. 28, б).

При изучении разрезов скважин методом СП амплитуду аномалии кривой потенциалов собственной поляризации против пластов-коллекторов отсчитывают обычно от некоторой линии, условно называемой линией глин, соответствующей породам с максимальными значениями диффузионно-адсорбционной активности. С этой точки зрения большой интерес представляют глинистые породы. Для изучения были выбраны два образца плотных аргиллитов из отложений пермо-триаса Чувашкинской площади (Казах-

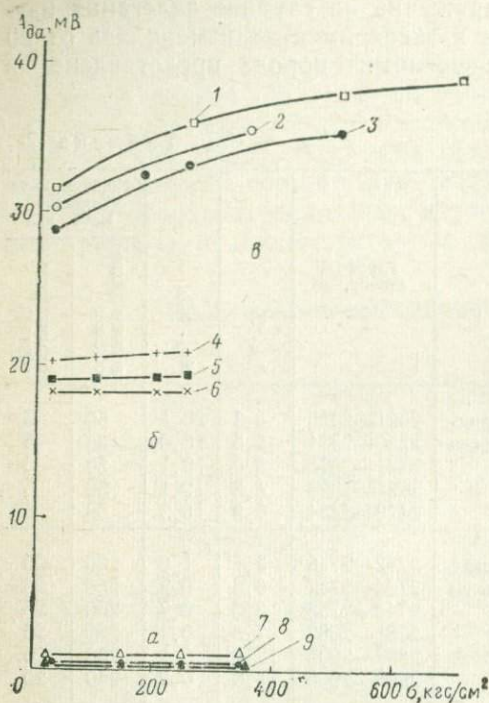


Рис. 28. Влияние всестороннего сжатия σ на диффузионно-адсорбционную активность $A_{да}$ пород при $t=20^\circ\text{C}$.

а — доломиты; б — известняки; в — аргиллиты; образцы: 1—12; 2—13; 3—14, 4—1, 5—3, 6—5, 7—6, 8—11, 9—7

стан) и один образец аргиллита из отложений нижнего триаса, вскрытых глубокой Аралсорской скважиной. Указанные образцы характеризуются высокими значениями $A_{да}$ (см. табл. 2).

Исследование показали значительное увеличение $A_{да}$ аргиллитов с давлением всестороннего сжатия (см. рис. 28, в). Например, у образца с глубины более 5000 м воздействие давления 700 кгс/см² вызвало увеличение $A_{да}$ с 30,7 до 39,1 мВ, т. е. на 8,4 мВ.

На рис. 29 представлены результаты изучения влияния температуры на величину диффузионно-адсорбционной активности. Пунктирными линиями показаны изменения $A_{да}$ с температурой,

рассчитанные по формуле, вытекающей из общих теоретических соображений

$$A_{\text{да}}^t = A_{\text{да}}^{20} \frac{t + 273}{293} \quad (14)$$

В чистых доломитах, обладающих низкой активностью изменений, $A_{\text{да}}$ с температурой почти не наблюдается (см. рис. 29, а). Для верхнемеловых известняков (см. рис. 29, б) и доломитов (см. рис. 29, в) наблюдается более интенсивный рост $A_{\text{да}}$ с температурой, чем это следует из формулы (14).

Таким образом, изменение диффузионно-адсорбционной активности глинистых пород с температурой не может быть полностью учтено формулой (14), согласно которой увеличение температуры от 20 до 75°С приводит к увеличению диффузионно-адсорбционных э. д. с. породы примерно на 20%, в то время как фактическое увеличение э. д. с. аргиллитов и глинистых известняков составляет 20—30%.

В пластовых условиях при одновременном воздействии давления и температуры изменение диффузионно-адсорбционной активности глинистых пород может быть весьма существенным. Например, для аргиллита (образец 1), у которого изменения $A_{\text{да}}$ с давлением и температурой примерно равны и составляют около 30%, полное изменение $A_{\text{да}}$ при воздействии пластовых условий может достигнуть 60%.

Полученные результаты указывают на необходимость учета всестороннего сжатия и температуры при лабораторном изучении диффузионно-адсорбционной активности глинистых пород.

Таким образом, изменения всестороннего сжатия, пластового давления и температуры, связанные с выносом кернов из

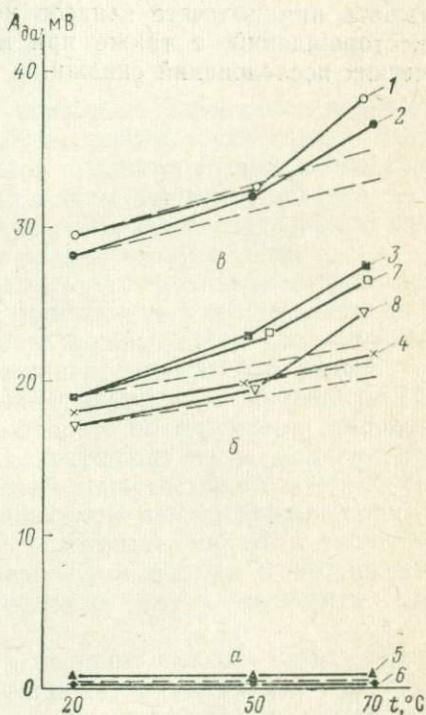


Рис. 29. Влияние температуры t на диффузионно-адсорбционную активность $A_{\text{да}}$ пород при $\sigma = 25 \text{ кгс/см}^2 = \text{const}$.

а — доломиты; б — известняки; в — аргиллиты; образцы: 1—14, 2—13, 3—3, 4—2, 5—7, 6—11, 7—4, 8—5

скважины на поверхность или с разработкой нефтяных и газовых месторождений, сопровождаются деформацией и изменением физических свойств пород. Масштаб этих изменений для карбонатных коллекторов в значительной мере определяется структурой их порового пространства, характеризуемой трещиноватостью, кавернозностью, величиной межзерновой пористости и глинистостью. Указанное обстоятельство необходимо учитывать при подсчете запасов нефти и газа, при разработке месторождений, а также при интерпретации данных геофизических исследований скважин.

II. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ И РАЗДЕЛЕНИЕ ИХ НА ТИПЫ ПО СТРУКТУРЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Выделение коллекторов со сложным строением порового пространства сопряжено с определенными трудностями, обусловленными разнообразием типов коллектора даже в пределах одного месторождения. В связи с этим вопрос выделения коллекторов в разрезе в этом случае оказывается неразрывно связанным с вопросом разделения коллекторов на типы.

В природных условиях в коллекторах со сложным строением порового пространства обычно присутствуют все три вида пор: межзерновые, трещины и каверны, в связи с чем тип коллектора определяется преобладанием какого-либо из этих видов.

По существующим в настоящее время классификациям [37, 52, 57, 94, 109] в карбонатном разрезе по структуре порового пространства можно выделить следующие типы коллекторов:

1) с эффективной межзерновой пористостью, в которых емкость и проницаемость обеспечиваются межзерновыми порами;

2) кавернозно-межзерновой, в котором емкость и проницаемость обеспечиваются межзерновыми порами и вторичными пустотами выщелачивания (каверны могут достигать 10—15 м);

3) трещинно-кавернозный, в котором емкость обусловлена пустотами выщелачивания, развитыми по трещинам; проницаемость данного типа коллектора в пределах залежи обеспечивается системой трещин;

4) межзерново-кавернозно-трещинный, в котором основная емкость обеспечивается вторичными пустотами выщелачивания и межзерновыми порами; проницаемость коллектора обеспечивается системой трещин;

5) трещинный, в котором емкость и проницаемость обеспечиваются преимущественно трещинами, вторичные пустоты выщелачивания в этом типе коллектора имеют подчиненное значение, а эффективные межзерновые поры отсутствуют.

Основным признаком коллектора в трещинно-кавернозном разрезе является наличие вторичной пористости (трещинной или трещинно-кавернозной), которое можно установить по результатам количественной обработки промыслово-геофизического материала. Однако этот способ достаточно трудоемок. Кроме того, еще не разработана совершенная методика оценки эффективной

емкости коллекторов, а применяемые способы могут давать ошибки в ту или другую сторону. Это тем более важно, потому что определяемые величины вторичной пористости, как правило, составляют единицы процентов, а трещинная компонента в редких случаях превышает значение 1%.

Применяющийся на практике стандартный комплекс промыслово-геофизических методов позволяет достаточно надежно выделять в разрезе карбонатные коллекторы с межзерновой пористостью, а также микрокавернозные разности с более или менее равномерным распределением пор в породе. В коллекторах со сложным строением порового пространства, часто имеющих характеристику, сходную с характеристикой вмещающих их пород-неколлекторов, стандартные методы промысловой геофизики оказываются малоэффективными.

К настоящему времени разработано много новых методов, дающих возможность не только выделить коллекторы, но и разделить их на типы, количественно охарактеризовав критерии этого разделения. Это методы двух растворов [71, 74], временных замеров кажущегося или эффективного сопротивления [33, 46], разноглубинных фокусированных методов — микроэкранированного и экранированного, комплексирование гидродинамических и электрических методов (способ исследования — испытание — исследование) [1], нормализация кривых по пористости [45, 46], использование диаграмм продолжительности проходки [37], совместное использование диаграмм каверномера и микрокаверномера [37, 48] (метод «двух каверномеров») и др. Рассмотрим подробнее каждый из них.

1. МЕТОДЫ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

Метод двух растворов

Основой данного метода является значительное изменение удельного сопротивления трещиноватых пород при заполнении их растворами разной минерализации. Появление в породе трещин, ориентированных параллельно или наклонно к напластованию, обычно приводит к снижению ее сопротивления. Степень этого снижения определяется, с одной стороны, количеством и объемом трещин — чем более трещиновата порода, тем более занижается ее сопротивление, а с другой, минерализацией жидкости, насыщающей трещины. Если в одном и том же пласте последовательно заполнять трещины растворами разной солености, то соответственно будет меняться и сопротивление пласта. Этот эффект, согласно опыту работ разных исследователей [34, 46, 70, 74], проявляется наиболее четко, если соблюдаются следующие условия:

- 1) растворы по своей солености отличаются друг от друга не менее чем в 2—3 раза;

2) блоки породы практически непроницаемы и изменение сопротивления породы при смене растворов связано только с трещинами;

3) время, прошедшее между сменой растворов и замером сопротивления, должно быть минимально.

Относительно порядка смены растворов — соленый на пресный или наоборот — мнения противоречивы [48, 71, 108, 112].

Как видно, данные условия налагают определенные ограничения в применении метода «двух растворов». Первое и третье условия создают трудности технического порядка, которые, однако, вполне устранимы. Второе условие является более существенным ограничением, поскольку оно практически исключает из рассмотрения те трещиноватые разности пород, блоки которых проницаемы и к которым чаще всего приурочены наиболее продуктивные коллекторы в разрезах скважин.

Исследования, проведенные в отложениях верхнего мела ЧИ АССР, показали, что имеется еще ряд особенностей, которые необходимо учитывать при использовании метода двух растворов: 1) возможные изменения сопротивления блоков породы в том случае, если даже они практически непроницаемы; 2) влияние межзерновых пор блоков. Что касается первого пункта, то в настоящее время представляется ошибочным рассматривать процессы, происходящие в трещинах и в блоках, как независимые друг от друга. Изменение солености жидкости в трещинах неизбежно приводит к соответствующему изменению ее и в блоках. Это подтверждают как данные экспериментальных исследований на образцах керна, так и результаты измерений в скважинах. Образцы керна с проницаемостью порядка сотых и тысячных долей миллидарси, насыщенные высокоминерализованной водой, при погружении их в более пресные растворы обнаруживают способность увеличивать свое удельное сопротивление во времени за счет процессов диффузии, возникающих на границе между контактирующими растворами. Происходит так называемое опреснение блоков породы. Такая же картина наблюдается и в скважинных условиях [46], где при наличии более пресного раствора, чем пластовые воды, во времени отмечается рост удельного сопротивления пород.

Интенсивность этого процесса зависит от времени, прошедшего между замерами сопротивления, и от пористости блоков. При одинаковом времени между замерами изменение сопротивления в высокопористых породах оказывается больше, чем в низкопористых. Большое значение при этом имеет количество свободного раствора, контактирующего с породой: чем больше количество раствора, омывающего блоки породы, тем больший объем блоков оказывается опресненным и тем сильнее изменяется удельное сопротивление породы.

В скважинных условиях наиболее интенсивно промываются части пластов, непосредственно примыкающие к стенкам сква-

жин, где блоки омываются фильтратом бурового раствора в количестве до нескольких объемов трещин. Для этих участков пласта, расположенных в пределах радиуса исследования метода «двух растворов», характерны наиболее высокие изменения сопротивления во времени. По мере удаления от стенки скважины процессы опреснения затухают, что соответственно отражается и на поведении удельного сопротивления во времени.

Если учесть, что длительность процессов опреснения при контактировании пород разной пористости с постоянным количеством свободного раствора составляет для высокопористых разностей 2—3 дня, а для низкопористых разностей 10—13 дней (см. раздел III), то для исключения влияния фактора времени на показания метода необходимо проводить замер сопротивления после смены солёности раствора в наиболее короткий срок. В этом случае изменения сопротивления, происходящие из-за опреснения блоков породы или проникновения в них фильтрата бурового раствора, можно полностью исключить в низкопористых и в значительной степени в высокопористых разностях.

Важным фактором, оказывающим влияние на эффективность метода двух растворов, является величина межзерновой пористости блоков. Как следует из результатов оценки трещинной пористости по данным промысловой геофизики и гидродинамических методов [65], величина собственно трещинной пористости в обоих случаях определяется объемом только просветной части трещин, т. е. той, которая оказывает активное сопротивление при прохождении электрического тока или фильтрации пластовой жидкости. Всевозможные расширения, наблюдающиеся по трещинам, не входят в этот объем, в результате чего чисто трещинная пористость очень мала по величине.

Для того чтобы зафиксировать изменение сопротивления трещиноватой породы при смене солёности буровых растворов, необходимо, чтобы объем трещин был достаточно велик. Если доля трещин в общем объеме пор ничтожно мала, то сопротивление породы будет определяться в основном величиной межзерновой пористости блоков. Следовательно, в высокопористых разностях наличие трещин не должно оказывать существенного влияния на общее сопротивление породы. Это подтверждается и расчетами. Для случая, когда в породе присутствуют все три вида пористости: межзерновая, трещинная и кавернозная, Б. Ю. Вендельштейном предложена формула, позволяющая оценить ее сопротивление. Для водонасыщенной породы

$$\rho_{\text{вп тк}} = \frac{1 - k_{\text{пк}}}{1 + 2k_{\text{пк}} (k_{\text{птр}} P_{\text{пмз}} + 1)} \rho_{\text{в}},$$

где $\rho_{\text{вп тк}}$ — сопротивление водонасыщенной кавернозно-трещиноватой породы; $P_{\text{пмз}}$ — параметр пористости блоков породы; $k_{\text{пк}}$, $k_{\text{птр}}$ — соответственно кавернозная и трещинная пористости; $\rho_{\text{в}}$ — сопротивление воды, насыщающей породу.

Если каверны и трещины заполнены фильтратом бурового раствора, формула примет вид:

$$\rho_{\text{фп}} = \frac{(1 - k_{\text{пк}})}{(1 + 2k_{\text{пк}})} \frac{P_{\text{п мз}} (\rho_{\text{в}}/\rho_{\text{ф}})}{(k_{\text{п тр}} P_{\text{п мз}} (\rho_{\text{в}}/\rho_{\text{ф}}) + 1)} \rho_{\text{ф}}$$

Как видно из формул, основными величинами, влияющими на сопротивление породы, являются трещинная и межзерновая пористость, вернее соотношение этих величин. Рассмотрим несколько примеров.

1. Возьмем пласт, который по значениям параметров относится к высокопористым коллекторам: $k_{\text{п мз}}=10\%$, $k_{\text{п тк}}=5\%$, $k_{\text{п тр}}=0,2\%$. Величины сопротивлений пластовой воды и фильтратов бурового раствора разной солености возьмем характерными для месторождений ЧИ АССР: $\rho_{\text{в}}=0,063 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{ф1}}=0,06 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{ф2}}=0,44 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. В этом случае сопротивление породы при первом и втором замерах будет соответственно $\rho_{\text{п1 тк}}=3,32 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{\text{п2 тк}}=3,6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а величина их отношения равна 1,09.

2. Если в этом же пласте увеличить трещинную пористость до $0,5\%$, то $\rho_{\text{п1 тк}}=2,94 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{п2 тк}}=3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а их отношение будет равно 1,19.

3. Для этого же пласта при отсутствии в нем трещинной пористости $k_{\text{п тр}}=0$, $\rho_{\text{п1 тк}} \rho_{\text{п2 тк}}=3,63$.

Приведенные расчеты показывают, что при достаточно высокой пористости блоков породы изменение коэффициентов трещиноватости даже на значительную величину практически не оказывает влияния на сопротивление породы при смене солености буровых растворов.

4. Рассмотрим пласт, относящийся к низкопористым коллекторам: $k_{\text{п мз}}=4\%$; $k_{\text{п тк}}=2\%$; $k_{\text{п тр}}=0,2\%$. В этом случае сопротивления пласта при первом и втором замерах будут соответственно равны $\rho_{\text{п1 тк}}=8,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{\text{п2 тк}}=18,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а их отношение 2,1.

5. Если в этом пласте совершенно исключить трещинную пористость $k_{\text{п тр}}=0$, то $\rho_{\text{п1 тк}}=\rho_{\text{п2 тк}}=22,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Следовательно, в этом случае появление трещиноватости приводит к значительному изменению сопротивления породы при смене солености бурового раствора, т. е. пористость блока настолько низка, что даже небольшая по величине трещинная пористость начинает играть существенную роль.

Результаты произведенных расчетов подтверждаются замерами в скважинах. Как видно из примера, приведенного на рис. 30, а, при смене соленого раствора на пресный наиболее значительные расхождения кривых сопротивления отмечаются для части разреза, сложенной низкопористыми коллекторами. В высокопористых разностях изменение сопротивления незначительно и визуальное практически не отмечается.

Сопоставление величины отношения сопротивлений, заме-

ренных при пресном и соленом буровых растворах $\rho_{п пресн}/\rho_{п сол.}$ с величинами $k_{п тк}$ и $k_{п мз}$ показало (рис. 31, а), что наблюдается общая тенденция уменьшения величины отношения с увеличением пористости. Основная масса пластов, имеющих значения $k_{п мз} > 8-9\%$ и $k_{п тк} > 5\%$, отмечается наиболее низкими отношениями сопротивлений. Это обстоятельство свидетельствует о том, что в пластах с пористостями, выше указанных, эффективность метода «двух растворов» очень низка.

Совершенно иная картина получается, если изменить порядок смены растворов (см. рис. 30, б). В этом случае при вскрытии разреза на пресном растворе происходит предварительное опреснение высокопористых блоков. За счет этого их сопротивление постепенно приближается к сопротивлению низкопористых пород, т. е. происходит как бы нивелирование свойств всего разреза. В результате создаются необходимые условия для выделения трещиноватых зон методом «двух растворов» в любой части разреза, независимо от величины межзерновой пористости блоков.

Как видно из примера на рис. 30, б, в участках

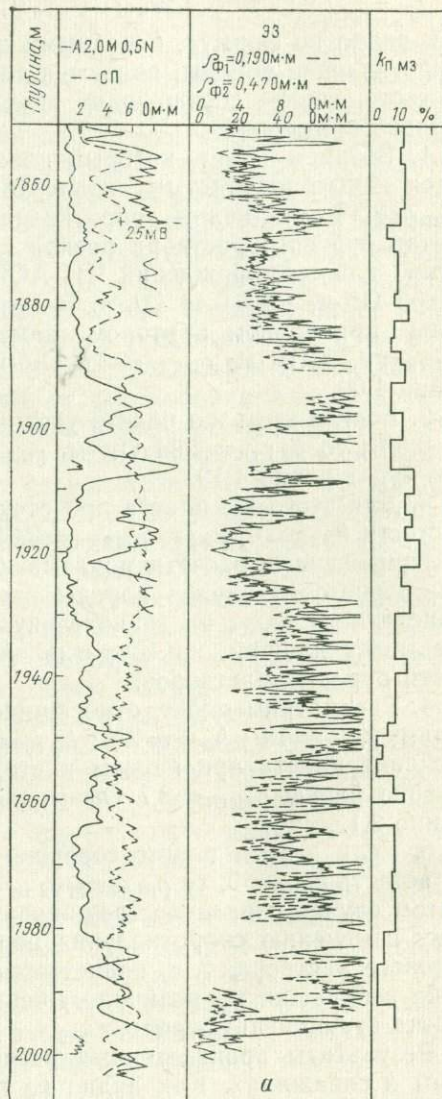


Рис. 30. Использование метода «двух растворов» для выделения трещиноватых зон в верхнем меле ЧИ АССР. а — скв. 893 Малгобек-Вознесенского месторождения

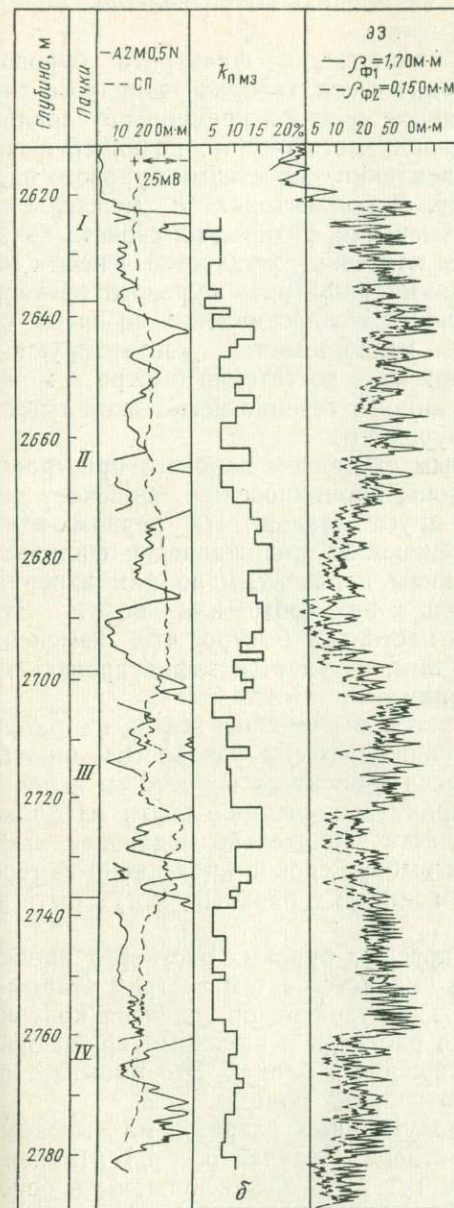


Рис. 30. Использование метода «двух растворов» для выделения трещиноватых зон в верхнем меле ЧИ АССР. б — скв. 150 Карабулак-Ачалукского месторождения

разреза сложенных высокопористыми известняками, наблюдаются значительные расхождения кривых экранированного зонда, зарегистрированных при растворах разной солености. При этом отмечается тенденция увеличения отношения $\rho_{п пресн}/\rho_{п сол.}$ с увеличением блоковой и трещинно-кавернозной пористости (см. рис. 31, б).

Как следует из сказанного, соблюдение минимальных сроков проведения замеров, а также правильный выбор порядка смены растворов в каждом конкретном случае позволяет получать высокий эффект от применения метода «двух растворов» для выделения трещиноватых зон.

Метод временных замеров сопротивления

Метод временных замеров впервые был предложен В. Н. Дахновым и рекомендован для выявления в разрезах скважин интервалов для опробования [33]. Метод основан на том, что в пластах-коллекторах в отличие от непроницаемых пород образуется зона проникновения фильтра бурового раствора, глубина которой со временем возрастает. Это приводит к вымыва-

нию пластовых флюидов из пор все новыми порциями фильтра и соответствующему изменению сопротивления породы в зоне проникновения во времени.

Формирование зоны проникновения фильтра бурового раствора по-разному происходит в коллекторах различного типа и помимо существенного влияния фактора времени обусловлено еще условиями вскрытия исследуемого пласта: разницей в гидростатическом и пластовом давлении, свойствами бурового раствора — его водоотдачей и др. В коллекторах с межзерновой эффективной пористостью изменения физических свойств связаны в основном с вытеснением пластовых жидкостей — нефти или воды — поступающими порциями фильтра бурового раствора и с увеличением или уменьшением сопротивления во времени в зависимости от соотношения проводимостей контактирующих жидкостей. Процесс этот протекает достаточно быстро и может быть обычно зафиксирован лишь в течение нескольких суток с момента вскрытия породы бурением.

В коллекторах со сложным строением порового пространства процесс формирования зоны проникновения включает несколько сменяющих друг друга этапов. На первом этапе наблюдается глубокое опережающее проникновение фильтра бурового раствора по трещинам и развитым по ним кавернам с вытеснением содержащихся в них воды или нефти. Этот процесс происходит обычно настолько быстро, что изменения сопротивления, связанные с ним, не удается зафиксировать методами промысловой геофизики.

На втором этапе начинается вытеснение нефти из блоков пород, сопровождающееся снижением их удельного сопротивления. Скорость этого процесса зависит от пористости и проницаемости блоков, однако фронт вытеснения нефти из блоков распространяется в глубь пласта значительно медленнее, чем в трещинах, и при правильном выборе сроков проведения замеров сопротивления изменения, связанные с блоками, могут быть зафиксированы.

При вскрытии пород на пресных буровых растворах процесс вытеснения нефти из блоков сменяется затем третьим этапом — опреснением блоков за счет диффузии ионов солей на контакте пресного фильтра бурового раствора и высокоминерализованной пластовой воды, содержащейся в блоках. Это вызывает последующее увеличение сопротивления породы.

В условиях вскрытия продуктивных разрезов на высокоминерализованных буровых растворах (случай $\rho_f \approx \rho_n$) изменения сопротивления во времени могут быть зафиксированы в основном за счет вытеснения нефти из трещин и блоков породы с последующим существенным уменьшением сопротивления породы (рис. 32).

Сложное строение коллекторов, в которых присутствуют все три вида эффективных пор, а также разнообразие и особенности

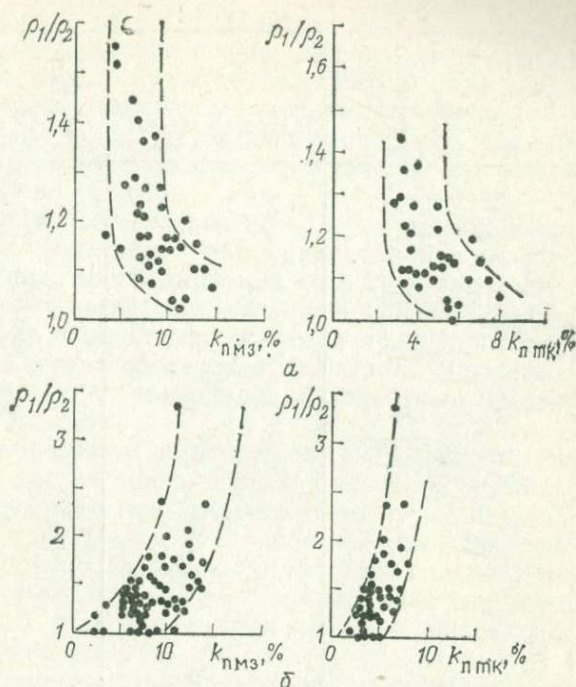


Рис. 31. Сопоставление величины отношения сопротивлений, замеренных при пресном ρ_1 и соленом ρ_2 буровых растворах с величинами трещинно-кавернозной $k_{п\text{тк}}$ и межзерновой $k_{п\text{мз}}$ пористостей карбонатных коллекторов верхнего мела ЧИ АССР.

а — смена соленого раствора на пресный; *б* — смена пресного раствора на соленый

протекающих в них процессов обуславливают большие сроки формирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора, достигающие 100 сут и более [48].

Сам факт существования изменения сопротивления во времени является надежным признаком выделения коллекторов в разрезах скважин, поэтому особенно важным представляется суметь зафиксировать эти изменения, что не всегда удается, судя по результатам применения метода временных замеров в разных нефтегазоносных районах. Что же может служить причиной отсутствия соответствующего эффекта изменения сопротивления в пластах-коллекторах? Как следует из изложенного выше, намечаются две такие причины.

1. В коллекторах с межзерновой эффективной пористостью, где процессы формирования зоны проникновения заканчиваются очень быстро, изменение сопротивления может быть зафиксировано только в тех случаях, когда первый замер проводится в наиболее короткий промежуток времени, начиная с момента

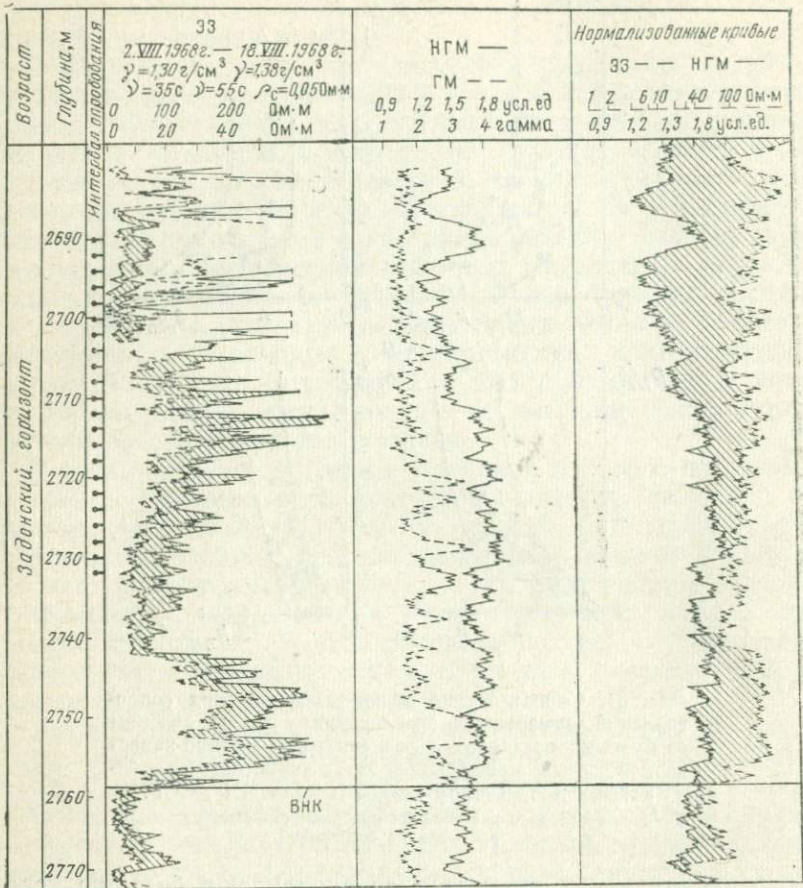


Рис. 32. Пример выделения карбонатных коллекторов по результатам временных исследований экранированным зондом (скв. 30 месторождения Осташковичи).

$$Q_H = 530 \text{ т/сут.}, \gamma - \text{плотность, } \nu - \text{вязкость раствора}$$

вскрытия пласта (1—2 сут.). Если первый замер проведен с опозданием, изменения сопротивления при повторных замерах отмечаться не будут.

2. В коллекторах со сложным строением порового пространства помимо этого необходимо правильно определить интервалы времени между замерами. Большие промежутки времени могут включать в себя сразу два этапа формирования зоны проникновения, например, такие, как процесс вытеснения нефти из блоков и последующее их опреснение. В первом случае сопротивление породы уменьшится по сравнению с первоначальным

его значением, а затем увеличится, причем это увеличение может опять довести сопротивление породы до ее первоначального значения. В таком случае при достаточно большом интервале времени между замерами изменения сопротивления в пласте зафиксированы не будут. Уменьшение интервала времени между замерами позволит обнаружить увеличение или уменьшение сопротивления во времени.

И в межзерново-кавернозных, и в трещинно-кавернозных коллекторах выделяется еще один этап формирования зоны проникновения, так называемое ее расформирование. Этот период наступает после того, как проникновение фильтрата бурового раствора в пласты практически прекращается. При этом происходит перераспределение пластовых флюидов, диффузия ионов солей и т. д., приводящие к изменению удельного сопротивления пластов.

Расформирование обычно наблюдается в обсаженных скважинах, где доступ новых порций фильтрата бурового раствора в пласты прекращается искусственным путем. Однако этот процесс может протекать и в необсаженных скважинах после образования слабопроницаемой глинистой корки в интергранулярных коллекторах и прискважинной зоне глинизации (зоны кольтатации) в трещинно-кавернозных и преимущественно кавернозных коллекторах.

Опыт применения временных исследований экранированным зондом в Белоруссии (межсолевые отложения месторождения Осташковичи) показал, что в условиях преимущественно кавернозных коллекторов (кавернозно-межзерново-трещинных с преобладанием каверн), где бурение ведется на высокоминерализованных буровых растворах ($\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}} = 0,04 - 0,03 \text{ Ом} \cdot \text{м}$), уже через 5—7 сут после вскрытия пласта эффект во времени не фиксируется, так как образуется зона глинизации и происходит быстрое расформирование зоны проникновения. Только в первые 1—3 сут после вскрытия пласта могут быть зафиксированы такие изменения в пласте (рис. 33, пласт 2755—2757,5 м).

Цикл многократных временных исследований сопротивлений, проведенных на месторождении Осташковичи через каждые 30—50 м вскрытия продуктивного разреза, показал, что в интервалах залегания преимущественно кавернозных разностей доломитов глубина проникновения фильтрата раствора незначительная, сопротивления пластов мало изменяются во времени (см. рис. 33), экранированный зонд фактически фиксирует малойскаженную фильтратом часть пласта: как правило, $\rho_{\text{э}} \geq 200 - 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

При наличии глубокой зоны проникновения в рассматриваемых условиях ($\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}}$) сопротивление пласта в прискважинной зоне при изменении коэффициентов пористости от 4—5 до 10% изменяется от 3—4 до 15—20 Ом·м. Такие интервалы пониженных сопротивлений, характеризующиеся глубоким проникнове-

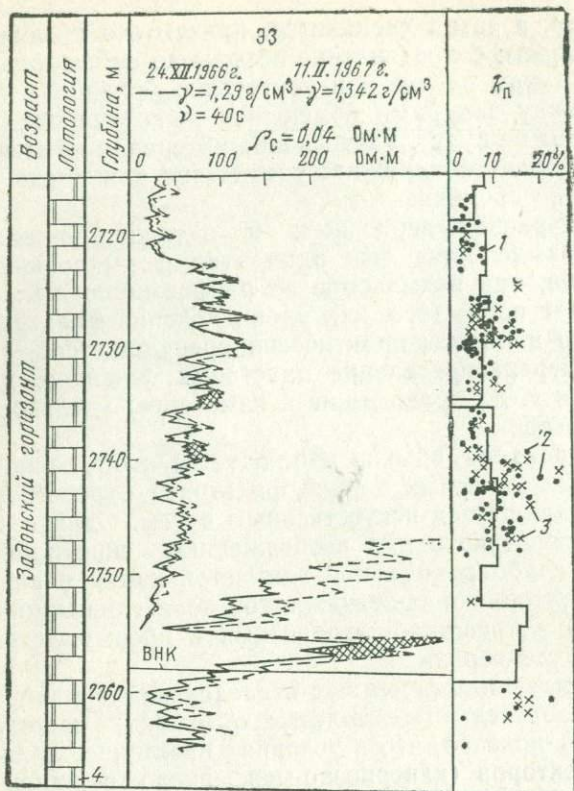


Рис. 33. Временные исследования $\rho_{\text{ЭЗ}}$ экранированным зондом (скв. 7 месторождения Осташковичи).

Коэффициенты пористости, определенные: 1 — по данным НГМ $k_{\text{п НТМ}}$; 2, 3 — по керну $k_{\text{п}}$ (2) и $k_{\text{п к+п}}$ (3)

нием соленого фильтрата раствора, отмечаются в толще межсолевых отложений, однако они не составляют большинство из выделенных коллекторов. Очевидно, что различный характер кривых ρ_0 в основном обусловлен различной структурой порового пространства слагающих разрез коллекторов, последнее в свою очередь определяет скорость формирования и глубину проникновения фильтрата раствора. Интервалы пониженных сопротивлений в данном случае в основном представлены преимущественно межзерново-трещинными разностями карбонатных пород. Для них характерны описанные выше этапы формирования зоны проникновения; однако с учетом условий вскрытия пласта (высокоминерализованные растворы) этап опережающего проникновения по трещинам соленого раствора будет сопро-

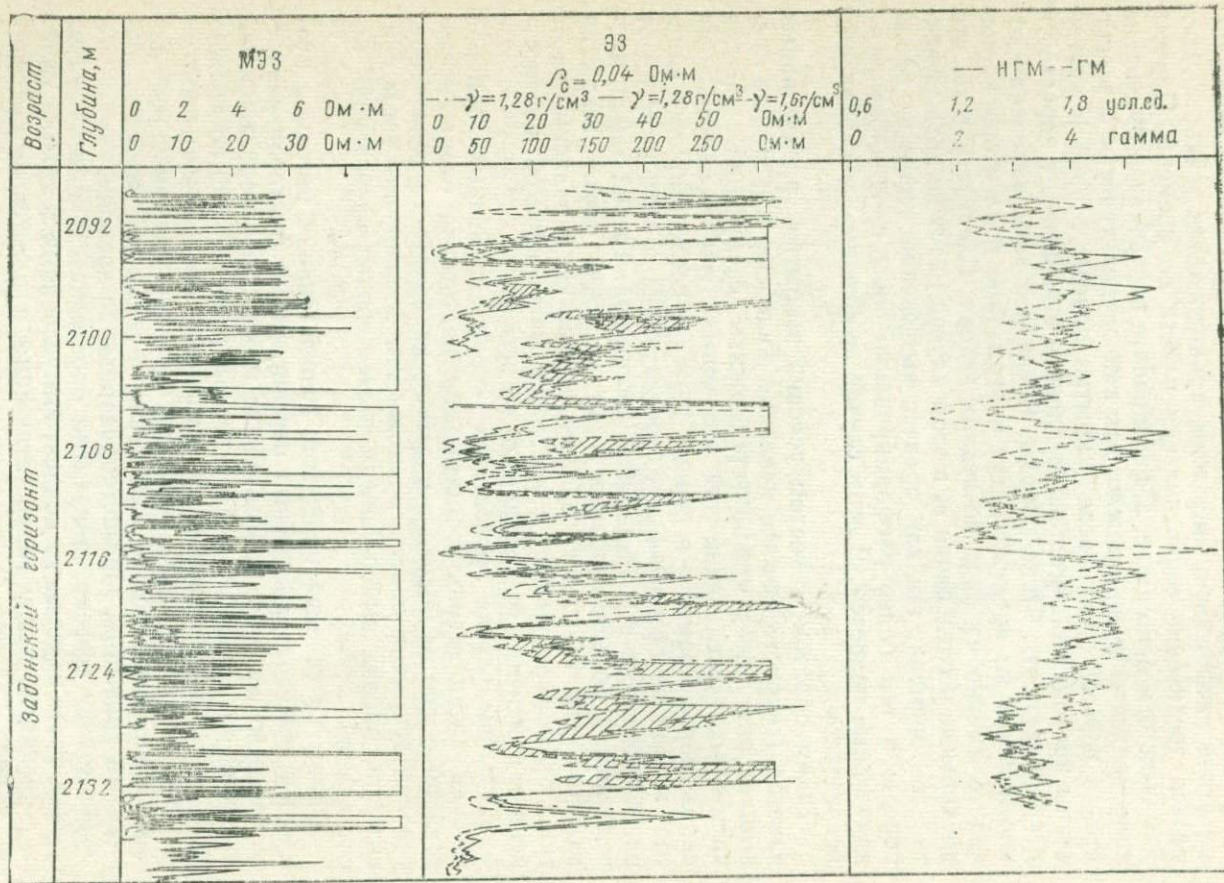
вождаться существенным снижением сопротивления пласта; этап вытеснения нефти из эффективных пор — также снижением сопротивления ρ_a и только после глинизации стенок скважины на этапе расформирования зоны проникновения может наблюдаться увеличение сопротивления пласта во времени. Причем, как было отмечено выше, зафиксировать первый этап изменения сопротивлений очень сложно, так как он практически завершается в первые сутки после вскрытия пласта; второй и третий этапы проходят значительно медленнее и зависят от пористости и проницаемости блока породы. В связи с этим изменения сопротивлений во времени могут в этом типе коллектора происходить именно на двух последних этапах. Следует учесть, что двукратные исследования ρ_a в этом случае могут не дать эффекта во времени, так как процесс вытеснения нефти из блока породы и тем более расформирование зоны проникновения — длительные процессы. В этом случае необходимы многократные исследования.

Таким образом, с учетом условий вскрытия продуктивных пластов (гидростатическое давление жидкости в скважине превышает пластовое) можно предложить следующий порядок временных исследований для различных типов карбонатных пород: первый замер — в первые 1—2 сут после вскрытия пласта, второй не позднее 5 сут, последующие в зависимости от преобладающего в разрезе типа коллектора. Третий замер, проведенный с большим промежутком времени после вскрытия пласта (более 7—10 сут), обязателен, так как в зависимости от типа коллектора именно в эти сроки могут произойти существенные изменения сопротивлений во времени.

В любом случае проведению серии временных замеров должна предшествовать тщательная подготовка схемы исследований с учетом модели изучаемого карбонатного коллектора, условий вскрытия пласта, возможности образования зоны глинизации, отсюда выбора оптимальных сроков проведения исследований.

Одним из условий надежного использования методики временных исследований помимо перечисленных факторов является качество замеров ρ_a . Контролем может быть корректировка значений ρ_{a1} и ρ_{a2} и т. д. по участкам разреза, где не должно было произойти изменений сопротивлений во времени: плотные породы или водоносные коллекторы (при условии $\rho_f \approx \rho_b$). С этой же целью можно сопоставлять нормализованные по пористости кривые ρ_a , зарегистрированные во времени.

Поскольку эффект во времени определяется помимо структурных форм изучаемого коллектора условиями вскрытия пласта — разницей между гидростатическим и пластовым давлением, в ряде районов за последние годы была положительно опробована другая модификация временных исследований сопротивлений, основанная на измерениях ρ_a до и после создания



МЭЗ

33

$\rho_c = 0,04$ Ом·м

$\gamma = 1,28 \text{ г/см}^3$ — $\gamma = 1,28 \text{ г/см}^3$ — $\gamma = 1,6 \text{ г/см}^3$

— НГМ — ГМ

1,8 услед.

Забойный горизонт

дополнительного воздействия (давления) на пласт (повторный замер сопротивлений проводится после продавки раствора). В этом случае изменения сопротивлений во времени в близлежащей к скважине зоне происходят более существенно. Специальные исследования такого плана проводились в Крыму [105]. Здесь разработана методика подобных исследований. Эти же факторы используются в Татарии для выделения коллекторов при смене технической воды на глинистый раствор [74]. Положительный эффект был получен в Белоруссии Я. Н. Абдухаликовым при изменении удельного веса раствора (рис. 34).

Таким образом, эта модификация временных исследований может оказаться более эффективной. Однако для ее успешного применения, так же как и в обычном варианте, необходимо, прежде всего, учитывать структурные особенности изучаемых карбонатных коллекторов.

Что касается использования временных замеров для разделения коллекторов на типы, то сам факт существования изменения сопротивления во времени не может дать однозначного ответа на этот вопрос. Принадлежность к определенному типу коллектора может определяться: 1) скоростью формирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора во времени, что, по-видимому, не всегда может служить достаточным признаком; 2) интенсивностью процессов изменения сопротивления во времени. В кавернозных коллекторах, где объем вторичных пустот значительно выше, чем в трещиноватом типе коллектора, а следовательно, больше и объем фильтрата бурового раствора, омывающего блоки породы, в процесс опреснения окажутся вовлеченными большие объемы блоков, за счет чего будет больше и изменение сопротивления во времени.

Использование этих двух признаков в комплексе с другими данными методов промысловой геофизики поможет при решении задачи разделения коллекторов на типы.

Способ разноглубинных фокусированных методов

Способ основан на возможностях микроэкранированного и экранированного зондов с большей степенью дифференциации фиксировать различные участки пласта: зону проникновения $\rho_{\text{ЭП}}$ или полностью промытую зону $\rho_{\text{ПП}}$ микроэкранированным зондом и малоискаженную фильтратом бурового раствора часть пласта $\rho_{\text{П}}$ (или близкую к ней зону) — экранированным. Метод наиболее эффективен в условиях вскрытия карбонатных отло-

Рис. 34. Выделение карбонатных коллекторов по результатам временных исследований $\rho_{\text{ЭЭ}}$ экранированным зондом при изменении удельного веса бурового раствора при повторном замере (скв. 33 месторождения Речица, по данным Я. Н. Абдухаликова)

жений на высокоминерализованных растворах. В этом случае при отсутствии глубокого проникновения фильтрата (диаметр зоны проникновения меньше радиуса исследования экранированным зондом) коллекторы выделяются по расхождению величин $\rho_{\text{п}}$ и $\rho_{\text{зп}}$.

При вскрытии продуктивных карбонатных отложений на пресных растворах ($\rho_{\text{ф}} > 10-15 \rho_{\text{в}}$) в большинстве случаев имеет место искажающее влияние проникновения пресного фильтрата раствора, в результате которого величины удельных сопротивлений пласта и зоны проникновения становятся близкими друг к другу. Разница в удельных сопротивлениях может быть получена только за счет влияния остаточной нефти в зоне исследования экранированным зондом.

Рассмотрим возможности и ограничения способа совместной интерпретации данных микроэкранированного и экранированного зондов на примере сложных коллекторов месторождения Осташковичи Белоруссии. Разрез межсолевых отложений месторождения представлен коллекторами со сложной структурой порового пространства, в которых эффективными нефтенасыщенными являются межзерновые поры, каверны (размер от 2—3 до 10—15 мм) и трещины (раскрытость 0,05—0,5 мм); литологически разрез сложен преимущественно доломитами с единичными прослоями известняков. Отмеченные разновидности порового пространства встречаются в самых различных сочетаниях в пределах небольшого интервала разреза ($h_i \approx 4-6$ м): от чисто межзерновых прослоев с эффективной межзерновой пористостью и кавернозно-межзерновых (с кавернозной емкостью $k_{\text{пк}}$ от 30—40 до 60—70% от объема пор) до плотных непроницаемых прослоев ($k_{\text{п}} = 2-4\%$). Такое чередование в отдельных участках разреза отмечается через каждые 30—40 см.

Несмотря на большое разнообразие структурных форм, в целом коллекторы межсолевой толщи, связанные единой системой трещин, по своим фильтрационным и емкостным свойствам ведут себя по результатам геофизических исследований как межзерновые коллекторы со смешанной структурой порового пространства с преобладанием в отдельных интервалах разреза либо каверновой, либо межзерновой емкости в зависимости от сочетания и соотношения структурных форм.

Анализ методики комплексной интерпретации данных микроэкранированного и экранированного зондов показал, что наиболее надежно в разрезе выделяются интервалы, характеризующиеся неглубоким проникновением соленого фильтрата раствора, для которых характерно соотношение $\rho_{\text{зп}} \ll \rho_{\text{п}} (\rho_{\text{з мз}} \ll \rho_{\text{з эз}})$ (рис. 35), и интервалы с глубоким проникновением, понижающим сопротивление пласта в зоне проникновения — $\rho_{\text{зп}} \approx \rho_{\text{п}} (\rho_{\text{з мз}} \approx \rho_{\text{з эз}} \leq \rho_{\text{з плотн}})$. Помимо этого выделяется еще группа пластов либо с расформировавшейся зоной проникновения, либо с остаточной нефтью в зоне проникновения

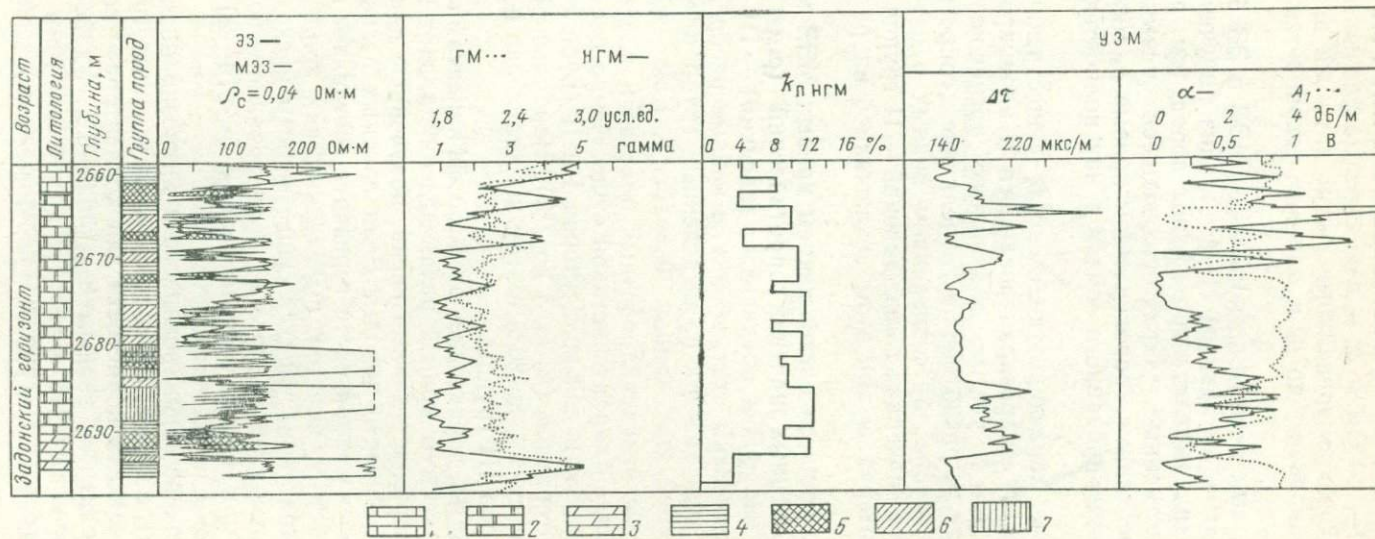


Рис. 35. Выделение коллекторов по комплексу микроэкранированного и экранированного зондов (скв. 87 месторождения Осташковичи).

1 — известняк; 2 — доломит; 3 — мергель; 4 — уплотненные породы; коллекторы: 5 — I группы, 6 — II группы, 7 — III группы

(в виде битума или частично подвижной нефти). Регистрируемые ρ_a мээ $\approx 100-150$ Ом·м, т. е. находятся на уровне пределов регистрации микроэкранированного зонда; в то же время они четко дифференцированы по ρ_a и для них сохраняется соотношение ρ_a мээ $< \rho_a$ ээ.

Для пластов, выделенных по комплексу МЭЗ и ЭЗ была определена пористость по данным НГМ. Анализ полученных результатов позволил выделить три группы пород (см. рис. 35):

1) явно уплотненные, характеризующиеся повышенными значениями эффективных сопротивлений; кривые ρ_a микроэкранированного и экранированного зондов в них полностью совпадают;

2) коллекторы, характеризующиеся: а) существенным расхождением кривых микроэкранированного и экранированного зондов ρ_a мээ $\ll \rho_a$ ээ (с учетом возможных погрешностей регистрации кривых ρ_a расхождение по величине сопротивлений более 20%) — I группа; б) совпадением кривых ρ_a мээ $\approx \rho_a$ ээ при общих низких значениях сопротивлений — II группа (заглинизированные интервалы при этом исключались из рассмотрения);

3) характеризующиеся расхождением кривых МЭЗ и ЭЗ на общем фоне повышенных значений сопротивлений ($\rho_{aMЭЗ} \approx 100-120$ Ом·м, т. е. на уровне предельных значений) — III группа.

На рис. 36 приведены статистические кривые распределения значений $k_{п}$ нгм для каждой из выделенных групп пластов и функции накоплений этих кривых $\Phi_0 = f(x_{k_{п}})$. Как видно из рис. 36 кривые распределения плотных пластов и пластов-коллекторов с различной характеристикой существенно расходятся. В зону неоднозначности для коллекторов I и II групп попадает не более 10% интервалов ($k_{п}$ от 3 до 7%). Наибольший интервал «неоднозначности» — до 20% в этом же диапазоне пористости для коллекторов III группы.

Плотные пласты характеризуются коэффициентами пористости 3—6%, максимум кривой распределения падает на $k_{п} = 3\%$, что подтверждает данные керна, полученные для непроницаемой блоковой части породы. Доля плотных разностей в пределах нефтенасыщенной части горизонта составляет по мощности 26,5%. До 90% пластов, выделенных как коллекторы I и II группы и характеризующихся существенным расхождением кривых ρ_a микроэкранированного и экранированного зондов и их совпадением при низких сопротивлениях ($\rho_a < 10-20$ Ом·м), оказались вне зоны неоднозначности.

В целом комплекс экранированного и микроэкранированного зондов в рассматриваемом случае позволил уточнить граничное значение коэффициента пористости для коллектора — неколектора, которое оказалось равным $k_{п гр} = 5,5-6\%$. Удалось установить признаки и выявить в разрезе различные типы карбонатных коллекторов: I группа — кавернозно-межзерново-тре-

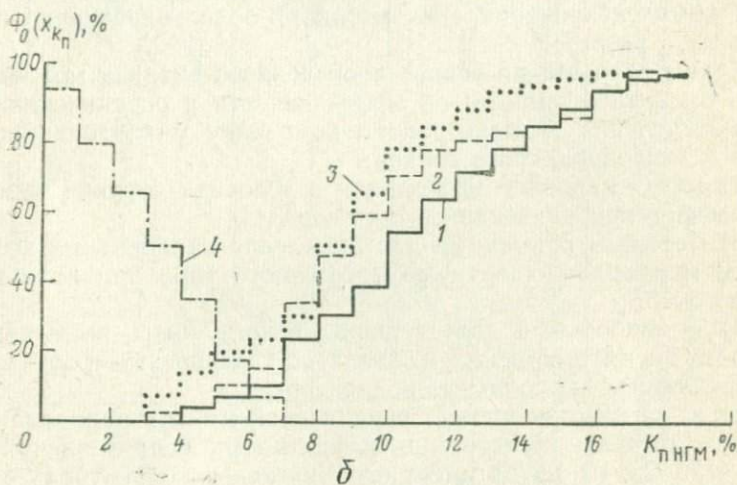
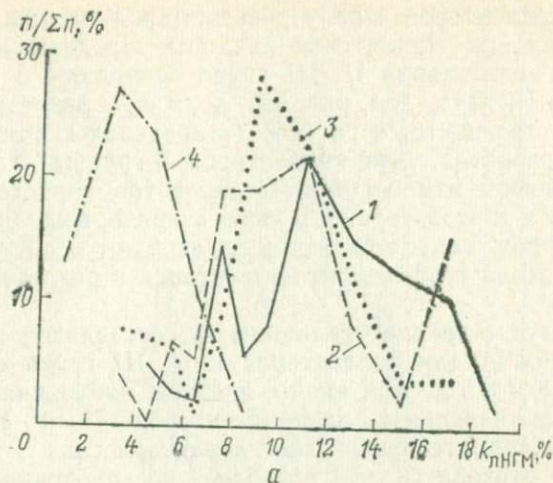


Рис. 36. Кривые распределений коэффициентов пористости $k_{пнгм}$ для групп пород, выделенных по комплексу микроэкранированного и экранированного зондов (а), и интегральные функции распределений $\Phi_0(x_{кп})$ этих коэффициентов (б). Месторождение Осташковичи, $\rho_v \approx 0,004 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Коллекторы, характеризующиеся: 1 — существенным расхождением кривых Q_3 , 2 — совпадением кривых Q_3 , 3 — расхождением кривых Q_3 при повышенных удельных сопротивлениях, 4 — интервалы плотных пород

щинные; II группа — межзерново-трещинные с глубокой зоной проникновения; III группа — кавернозно-трещинные разности с плотной матрицей и крупными кавернами. Для последней группы возможно частичное насыщение матрицы битумом. Выделен-

ные группы коллекторов характерны для продуктивных отложений месторождений Припятской впадины. Пределы изменения $k_{п}$ для пород-коллекторов II, III групп совпадают и составляют от 6—7 до 13—14% (см. рис. 36), доля их в разрезе по мощности соответственно 16,7% и 14% (в пределах нефтенасыщенной части горизонта). Для коллекторов I группы характерен больший диапазон изменений коэффициентов пористости от 6 до 18%, причем в этой группе, в свою очередь, выделяются два типа коллекторов, характеризующихся а) $k_{п}$ от 6 до 9% и б) $k_{п}$ от 9 до 18%. Доля этой группы коллекторов в разрезе наибольшая — 40—45%.

В общем случае средние величины $k_{п}$ составляют: для плотных пород — 3,5%, для коллекторов I, II, III групп соответственно 10,3; 8,8 и 8,5%. Как видно, пределы изменения пористостей и средние значения $k_{п}$ для коллекторов II и III групп совпадают. Однако геофизическая характеристика этих пород существенно расходитсЯ, что позволяет по совокупности всех данных (фокусированных методов, ультразвукового, радиометрии, комплексирования этих методов) более однозначно выделить их в разрезе.

Таким образом, на основе проведенного анализа можно сделать следующие выводы об эффективности и ограничениях метода выделения коллекторов по комплексу микроэкранированного и экранированного зондов:

- 1) метод наиболее эффективен в условиях бурения скважин на высокоминерализованных растворах;
- 2) методика применима для выделения карбонатных коллекторов межзерново-кавернозно-трещинного типа при пористости более 5—6%;
- 3) с наибольшей достоверностью могут быть выделены в разрезе преимущественно межзерново-кавернозные и межзерново-трещинные карбонатные коллекторы;
- 4) из-за конструктивных ограничений микроэкранированного зонда (пределы регистрации эффективных сопротивлений до 120—150 Ом·м) метод имеет ограничения в коллекторах с сформировавшейся к моменту исследования зоной проникновения.

Как и в случае временных исследований сопротивлений, основные условия надежности метода: а) соблюдение оптимальных сроков проведения исследований; б) качество геофизического материала. Контроль за качеством осуществляется по заведомо плотным или водоносным интервалам разреза, в последних кривые $\rho_{э мэз}$ и $\rho_{э эз}$ должны совпасть, так как сопротивления фильтра та раствора и пластовой воды близки по значениям. При этом для выделения коллекторов используются нормализованные по пористости кривые микроэкранированного и экранированного зондов.

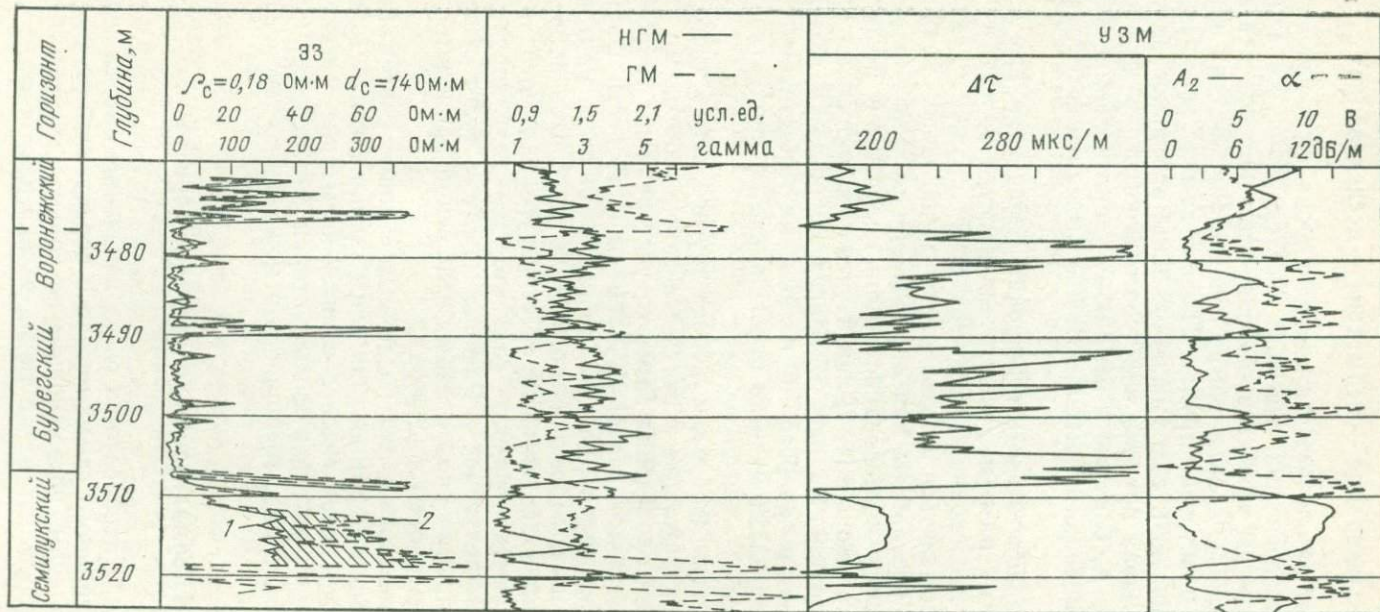


Рис. 37. Выделение карбонатных коллекторов и оценка их продуктивности по методу «исследование — испытание — исследование» (скв. 10, Барсуковская площадь).
 1 — кривая экранированного зонда Q_{33} , зарегистрированная до испытания пласта; 2 — кривая Q_{33} , записанная после испытания; штриховка — интервал продуктивного коллектора, выделенный по расхождению кривых Q_{33}

Метод «исследование — испытание — исследование»

Данный способ заключается в комплексировании геофизических и гидродинамических методов исследования скважин. В этом случае замеры эффективного сопротивления объекта экранированным зондом проводятся до и после опробования пласта испытателем пластов на трубах. Первый замер показывает величину ρ_a , близкую к сопротивлению зоны проникновения, а второй (после вызова притока пластового флюида — нефти или газа) — величину ρ_a , близкую к истинному сопротивлению пласта $\rho_{п}$. По расхождению кривых $\Delta\rho_a$ можно выделить интервалы-коллекторы.

За последние годы в связи с широким внедрением при изучении карбонатных разрезов испытателя пластов на трубах и передачей этих исследований геофизической службе данный способ может применяться в большинстве разведочных скважин. Положительные результаты при опробовании метода «исследование — испытание — исследование» были получены в Белоруссии Я. Н. Абдухаликовым [1, 2] при изучении карбонатных продуктивных отложений. На рис. 37 приведены примеры выделения коллекторов в разрезе и оценка их продуктивности. В интервале 2512—2518 м четко прослеживается продуктивный пласт.

Для этого метода, как и для любого другого, основанного на исследовании близлежащей к скважине зоны, необходимо соблюдение условий проведения замеров: учет разницы гидростатического и пластового давлений, времени и скорости формирования и расформирования (в процессе вызова притока) зоны проникновения, соблюдение оптимальных сроков проведения исследований в зависимости от структуры порового пространства слагающих разрез коллекторов — для получения максимального эффекта по ρ_a . Разница между ρ_a будет существенной, если вскрытие продуктивных отложений проводить на высокоминерализованных растворах.

С учетом выявленных для различных типов карбонатных коллекторов сроков формирования зоны проникновения можно предположить, что метод «исследование — испытание — исследование» наиболее эффективен в коллекторах смешанного, преимущественно межзерново-трещинного и межзерново-кавернозного типов.

Способ нормализации диаграмм по пористости

В этом способе используется связь показаний метода сопротивлений и нейтронного гамма-метода с пористостью [3, 25, 46]. Основным признаком, позволяющим не только выделить коллекторы, но и разделить их на типы, служит расхождение кри-

вых сопротивлений ρ_a и нейтронного гамма-метода $I_{n\gamma}$, нормированных по пористости.

Нейтронный гамма-метод независимо от типа коллектора позволяет нам оценить суммарное водосодержание пород. Показания метода сопротивлений связаны с типом коллектора — в кавернозных коллекторах сопротивление завышается, а наличие трещин приводит к его снижению. В связи с этим для коллекторов преимущественно кавернозного типа $\rho_a > I_{n\gamma}$, а трещинного $\rho_a < I_{n\gamma}$. Плотные породы и межзерновой тип коллектора отмечаются совпадением кривых ρ_a и $I_{n\gamma}$. Кроме типа коллектора при интерпретации нормированных диаграмм по пористости необходимо учитывать:

1) соленость бурового раствора, на котором производился замер сопротивления;

2) характер насыщения пластов;

3) глинистость пород.

При вскрытии карбонатных коллекторов на пресном буровом растворе ($\rho_{\text{ф}} \geq 15-20 \rho_{\text{в}}$) сопротивление породы определяется практически сопротивлением блоков $\rho_{\text{п}} \rightarrow \rho_{\text{пмз}}$ [15, 30, 74], т. е. влияние трещин мало. Следовательно, при сопоставлении кривых ρ_a и $I_{n\gamma}$ можно выделить только трещинно-кавернозный тип коллектора по превышению кривой сопротивления над кривой интенсивности нейтронного гамма-метода. В коллекторах преимущественно трещинного типа, где величина трещинной пористости ничтожно мала и составляет всего доли процента, будет наблюдаться практическое совпадение кривых ρ_a и $I_{n\gamma}$. В результате трещинные и межзерновые коллекторы, а также плотные непроницаемые пласты будут характеризоваться одинаково — совпадением кривых ρ_a и $I_{n\gamma}$ (рис. 38).

Если трещины заполнить соленым фильтратом бурового раствора ($\rho_{\text{ф}} \leq 15-20 \rho_{\text{в}}$), то наряду с кавернозными коллекторами в разрезе скважины по снижению величины ρ_a относительно $I_{n\gamma}$ выделяются и преимущественно трещинные (рис. 38, пласты 39—45, 47—49). В этом случае совпадение кривых ρ_a и $I_{n\gamma}$ будет наблюдаться только для межзернового типа коллекторов и плотных непроницаемых пластов (см. рис. 38, пласты 23—25, 32, 37, 46), разделить которые можно, используя перечисленные ниже признаки межзернового коллектора.

Расхождение кривых ρ_a и $I_{n\gamma}$ может быть обусловлено и нефтенасыщением пластов. Это относится к коллекторам преимущественно кавернозного и межзернового типов. В них наблюдается превышение кривой ρ_a над $I_{n\gamma}$. Для разделения таких коллекторов по структуре порового пространства необходимо также привлечение дополнительных сведений.

Все изложенное справедливо для слабоглинистых пород. Присутствие глинистого материала в породе приводит к снижению интенсивности вторичного гамма-излучения из-за включения в суммарное водосодержание связанной и кристаллизацион-

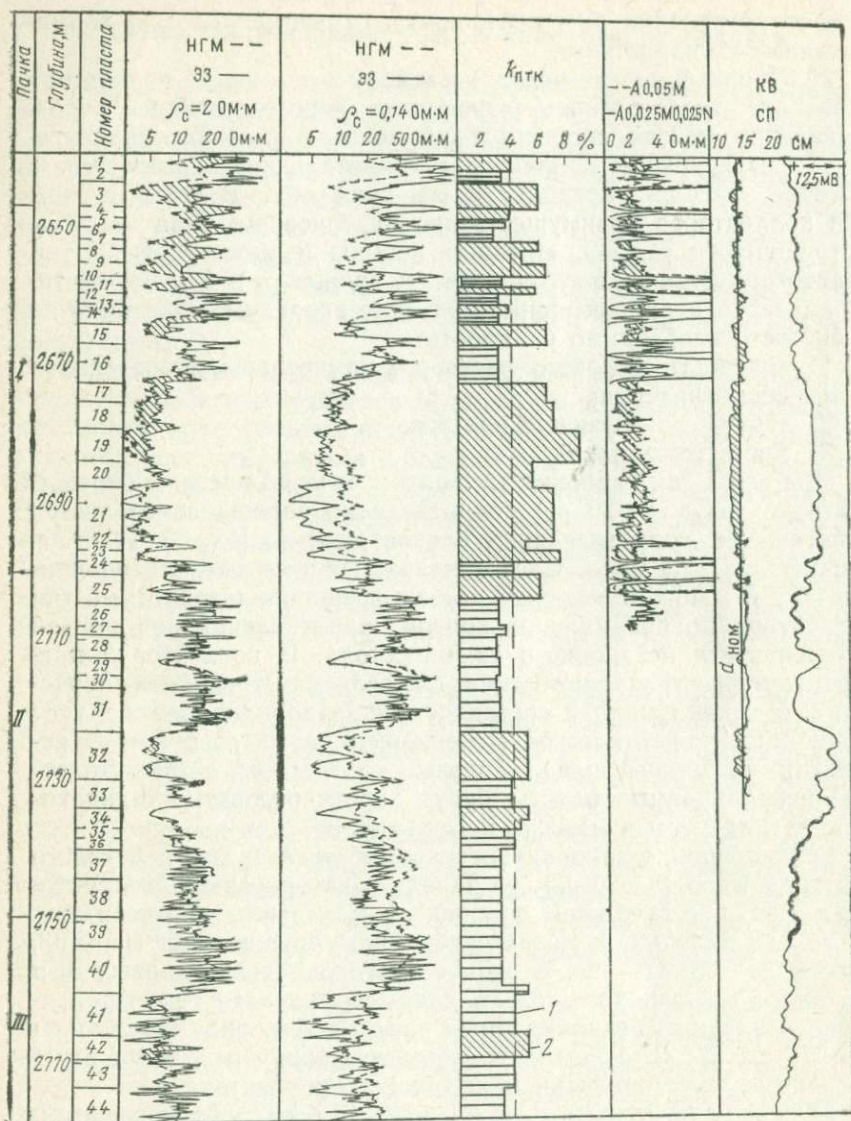


Рис. 38. Пример выделения коллекторов и разделения их на типы методом нормирования диаграмм ρ_{Σ} ЭЗ и $I_{\text{плт}}$ по пористости.

Тип коллектора: 1 — преимущественно трещинный; 2 — трещинно-кавернозный; KB — кавернограмма, $d_{\text{ном}}$ — номинальный диаметр скважины

ной воды, содержащейся в глинистом материале. В этом случае коллекторы порового типа могут быть ошибочно отнесены к кавернозным или охарактеризованы как нефтенасыщенные, так

как в кавернозных коллекторах наличие глинистого материала приведет к увеличению расхождения кривых, поскольку влияние пористости и глинистости однонаправленно.

Применение метода нормализации диаграмм по пористости позволяет достаточно надежно охарактеризовать коллекторские свойства пород. Положительные результаты дало применение этого способа на месторождениях Степного Крыма [3], Татарии [45, 46], Белоруссии [52]. Высокая его эффективность позволяет с достаточной степенью надежности установить и количественные критерии разделения коллекторов на типы.

В условиях вскрытия продуктивных разрезов на высокоминерализованных буровых растворах, как это имеет место в Белоруссии ($\rho_f \approx \rho_b$), метод нормализации диаграмм по пористости оказался весьма эффективным при установлении продуктивности отложений, их литологическом расчленении и выделении типов коллекторов. В условиях отсутствия искажающего влияния на эффективное сопротивление проникновения пресного фильтрата бурового раствора при наличии в разрезе межзерново-кавернозно-трещинных коллекторов экранированный зонд фиксирует малоискаженную фильтратом часть пласта, близкую к ρ_n . В этом случае в интервале залегания коллекторов указанного типа против нефтенасыщенных пластов отмечается существенное расхождение кривых ρ_a и I_{ny} (рис. 39; см. рис. 32). При наличии в разрезе межзерново-трещинных коллекторов, характеризующихся глубоким проникновением соленого фильтрата бурового раствора, нормализованные кривые ρ_a и I_{ny} совпадают независимо от нефтеводонасыщенности (см. рис. 39).

При совместной нормализации кривых ρ_a , I_{ny} и кривых ультразвукового метода по скорости Δt оказалось возможным не только оценить продуктивность, но и выделить различные типы карбонатных коллекторов: кавернозно-межзерновый, межзерново-трещинный и др. [58].

Метод двух каверномеров

Этот метод [48, 49] позволяет обнаружить глинистую корку на фоне увеличенного диаметра скважин против трещинно-кавернозных коллекторов. Наличие или отсутствие глинистой корки устанавливается путем сравнения диаграмм обычного каверномера и микрокаверномера (рис. 40).

Метод продолжительности бурения

Наиболее эффективен при изучении карстогенных пород. Интервалы, представленные карстами, характеризуются минимальным (до нулевого) временем бурения. С ростом механической прочности породы время бурения соответственно увеличивается.

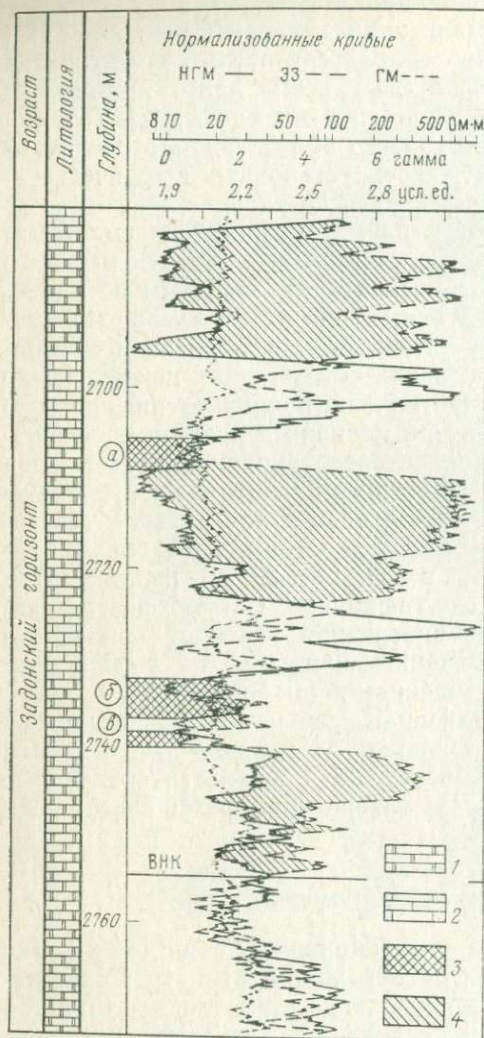


Рис. 39. Нормализованные по пористости кривые нейтронного гамма-метода и экранированного зонда (скв. 35 месторождения Осташковичи, $\rho_c \approx 0,04 \text{ Ом}\cdot\text{м}$).

1 — доломит; 2 — известняк; 3 — интервалы порово-трещинных коллекторов с глубоким проникновением фильтра раствора с $k_{\text{п НГМ}}$: а — 11%, б, в — 11—12%; 4 — кавернозно-трещинные коллекторы

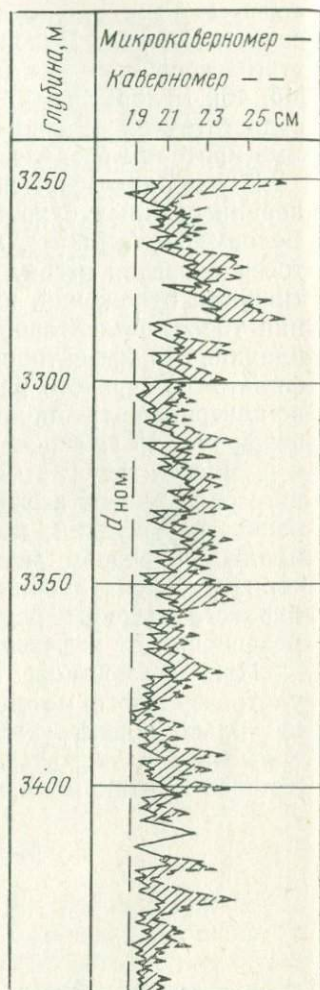


Рис. 40. Сопоставление диаграмм, записанных обычным каверномером и микрокаверномером (по данным Т. В. Иванова) [48]

2. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Совместный анализ геофизических, промысловых данных и керна позволяет охарактеризовать каждый тип коллектора качественными признаками, по которым можно судить о присутствии его в разрезе.

Межзерновой тип. Для карбонатных пород с межзерновой эффективной пористостью основные признаки коллектора общеизвестны и аналогичны признакам коллекторов в терригенных отложениях: 1) пониженное удельное сопротивление; 2) отрицательные амплитуды на кривой потенциалов собственной поляризации; 3) сужение диаметра скважины, связанное с образованием глинистой корки; 4) положительные приращения на кривых микрозондов; 5) пониженные величины интенсивностей естественного и вторичного гамма-излучения; 6) повышенная электропроводность по данным индукционного метода; 7) пониженные скорости распространения упругих волн; 8) слабая изрезанность кривых ρ_z , записанных экранированным и микроэкранированным зондами; 9) наличие проникновения фильтрата бурового раствора, определяемое по данным обработки материалов бокового электрического зондирования и путем сопоставления большого и малого зондов БЭЗ; 10) совпадение величин пористостей, определяемых различными методами $k_{п\text{ ЭЗ}} \approx k_{п\text{ НГМ}} \approx k_{п\text{ УЗМ}}$; 11) наличие корреляционной связи между пористостью и проницаемостью коллекторов. Для высокопористых разностей характерны повышенная скорость бурения и низкий процент выноса керна.

Трещинный тип. Качественные признаки коллекторов трещинного типа менее выражены. Среди основных можно отметить следующие. 1. Увеличение диаметра скважины на кавернограмме вследствие выкрашивания породы в процессе бурения. Однако в некоторых случаях диаметр может быть номинальным и даже суженным из-за образования глинистой корки. Последняя часто отмечается и на фоне увеличенного диаметра скважины на кривых, записанных коркомером.

2. Увеличение сопротивления на кривых микрозондов. В трещиноватых породах они более дифференцированы по сравнению с межзерновыми разностями.

3. Сильная иззубренность кривых, зарегистрированных экранированным зондом. Величины удельных сопротивлений меняются в широких пределах, находясь в зависимости от соотношения объемов трещин и межзерновых пор, а также солёности пластовых вод и буровых растворов.

4. Глубокое проникновение фильтрата бурового раствора в пласты, чему способствует наличие разветвленной системы трещин. Пластовые флюиды оттесняются от стенки скважины на расстояние, не доступное исследованию существующими ме-

тодами промысловой геофизики, в результате чего для коллекторов трещинного типа характерны преимущественно двухслойные кривые бокового электрического зондирования.

5. Превышение величины пористости, определенной по методу сопротивлений, над пористостью, установленной по данным нейтронного гамма-метода ($k_{п\text{ БЭЗ}} > k_{п\text{ НГМ}}$). Это происходит в связи с тем, что наличие трещин занижает общее сопротивление породы.

6. Отсутствие связи пористости с проницаемостью в трещинных коллекторах.

7. Поглощение бурового раствора иногда с потерей циркуляции, провалы бурового инструмента в процессе бурения в трещиноватых коллекторах.

Ввиду малого объема собственно трещин влияние их на показания нейтронного гамма-метода практически не сказывается. В результате суммарное водосодержание ω_{Σ} трещиноватой породы близко водосодержанию ненарушенных блоков, а эффект от влияния трещин оказывается сопоставимым с величиной погрешности при определении ω_{Σ} . Для чисто трещинного типа коллектора характерны обычно повышенные значения интенсивности вторичного гамма-излучения, что свидетельствует о низкой общей пористости.

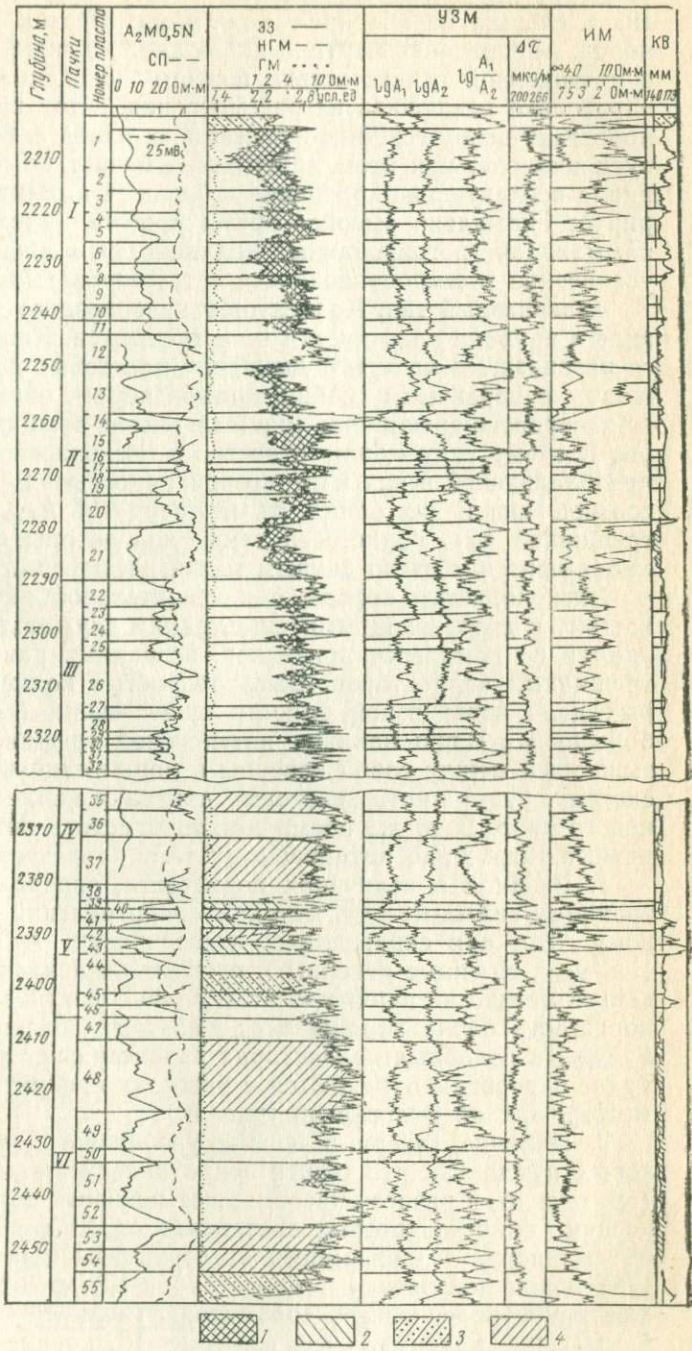
В случае, если коллекторы трещинного типа приурочены к глинистым известнякам, снижение интенсивности вторичного гамма-излучения будет определяться преимущественно влиянием водосодержания глин. Наиболее надежно выделяются трещинные коллекторы по расхождению в показаниях кривых экранированного зонда, зарегистрированных при заполнении скважин растворами разной минерализации, а также по расхождению в показаниях кривой нейтронного гамма-метода и нормализованной по пористости кривой экранированного зонда, записанной на соленом растворе (интервалы коллекторов отмечаются снижением показаний ЭЗ).

В некоторых случаях против трещинных коллекторов отмечается неоднозначность поведения кривых геофизических методов. Здесь следует обратить внимание на диаграммы метода потенциалов собственной поляризации, на которых могут наблюдаться как отрицательные, так и положительные аномалии. Кривая СП чаще всего отражает не столько коллекторские свойства пород, сколько изменение глинистости по разрезу скважины. Существует мнение, что высокая трещиноватость может искажать кривую СП, смещая ее в сторону отрицательных потенциалов [113].

Значительно облегчается задача по выделению трещинных коллекторов при наличии в комплексе промыслово-геофизических методов ультразвукового и индукционного методов. Для трещиноватых зон характерны низкие, до минимальных, амплитуды на диаграмме ультразвукового метода по затуханию

Рис. 41. Выделение коллекторов по комплексу промыслово-геофизических методов в трещинно-кавернозном разрезе (скв. 154 месторождения Карабулак-Ачалуки).

1 — высокопористые коллекторы;
 2 — глинистые известняки; 3 — коллекторы со средней и низкой эффективной пористостью;
 4 — глины



(аппаратура СПАК ВУФ ВНИИГеофизики), что связано со значительным ослаблением колебаний против трещиноватых пород. Аналогичная картина наблюдается также против пластов с повышенной глинистостью, поэтому последние следует предварительно исключить из рассмотрения. На кривой времени пробега против трещинно-кавернозных пород наблюдается «пропуск циклов», при этом приемник отмечает не первое вступление, а последующие колебания с большей амплитудой, и регистрирует аномально высокое время пробега (рис. 41). На диаграммах, зарегистрированных индукционным зондом, характерно увеличение электропроводности в трещиноватых породах.

Кавернозный тип. Коллекторы кавернозного типа в чистом виде в природе практически не встречаются. Каверны чаще всего развиваются по путям движения пластовых вод, т. е. по трещинам и первичным сообщающимся порам, образуя межзерново-кавернозно-трещинные или кавернозно-трещинные коллекторы. К этому типу можно отнести в основном коллекторы с преобладающей в них кавернозной емкостью. В зависимости от соотношения в них общей $k_{п}$, межзерновой $k_{п\text{мз}}$ и кавернозно-трещинной $k_{п\text{тк}}$ пористости такие коллекторы будут различно характеризоваться по данным геофизических методов.

Низкопористые породы с незначительной кавернозной емкостью, в которых путями фильтрации служат трещины, выделяются по комплексу признаков, названных ранее для чисто трещинных коллекторов. Высокопористые коллекторы, в которых доля кавернозной емкости существенна (соизмерима или больше $k_{п\text{мз}}$) при наличии интенсивной трещиноватости, связывающей между собой каверны и поры в единую динамическую систему, будут иметь некоторые признаки коллекторов межзернового типа. В то же время можно отметить признаки, свойственные только рассматриваемому типу коллекторов.

1. Разница в величинах пористости, определенных по нейтронному гамма-методу, методам сопротивления и ультразвуковому. Для них справедливо соотношение $k_{п\text{БЭЗ}} < k_{п\text{НГМ}} > k_{п\text{УЗМ}}$. Крупные каверны и пустоты на показании ультразвукового метода не влияют, в этом случае фактически измеряется пористость блока породы $k_{п\text{мз}}$, поэтому разница ($k_{п\text{НГМ}} - k_{п\text{УЗМ}}$) в подобных коллекторах характеризует емкость каверн. Такие интервалы отмечаются в разрезах продуктивных скважин месторождений Белоруссии (рис. 42).

2. Наличие каверн в породе увеличивает извилистость токовых путей, так что общее сопротивление породы возрастает (см. рис. 16, в разрезе преобладают разности доломитов, кавернозная емкость которых составляет от 40 до 80% от общего объема пор). В зависимости от структуры порового пространства пород показатель n меняется от 1,8 до 2,2 и 2,6, причем для крупнокавернозных доломитов (диаметр каверн более 5 мм) он — максимальный (см. рис. 16, кривая III); в равно-

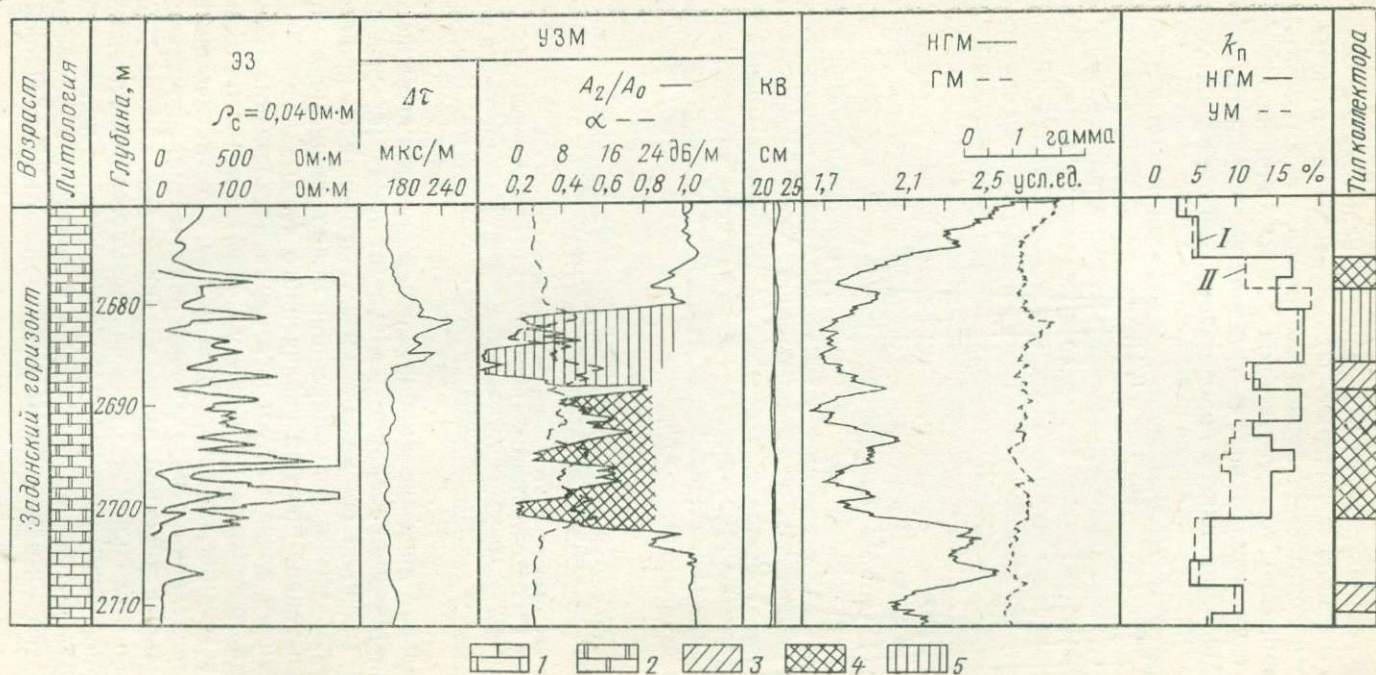


Рис. 42. Выделение различных типов карбонатных коллекторов в разрезе по комплексу геофизических методов (скв. 11 месторождения Осташковичи).

Пористость, определенная по данным: I — НГМ, II — УЗМ; 1 — известняк; 2 — доломит; коллекторы типа: 3 — преимущественно межзернового; 4 — кавернозного; 5 — межзерново-кавернозного

мерно мелкокавернозных разностях (диаметр каверн до 2—3 мм) показатель n ниже и составляет величину 2,2. Благодаря этой особенности кавернозных коллекторов отмечается расхождение в показаниях кривой нейтронного гамма-метода и нормализованной по пористости диаграммы экранированного зонда. При отсутствии в породе глинистого материала этот признак отражает наличие в породе вторичной пористости.

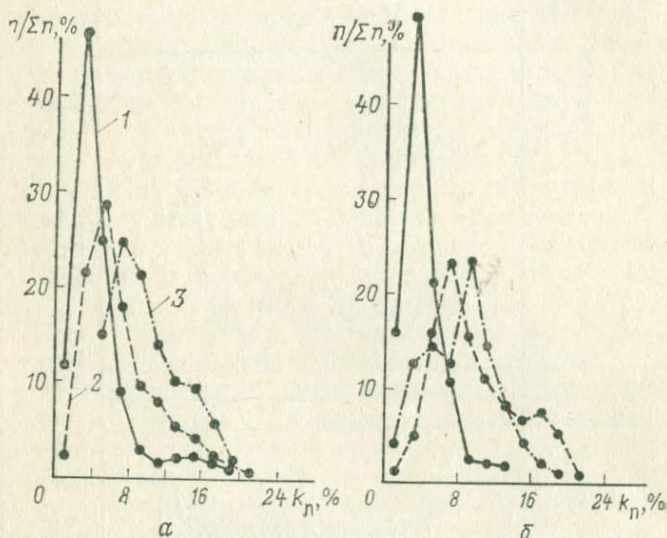


Рис. 43. Кривые распределения коэффициентов пористостей, определенных по керну и по НГМ.

Межселевые отложения месторождения Осташковичи: а — скв. 7, б — скв. 8; 1 — открытая пористость образцов по керну $k_{\text{по}}$; 2 — полная пористость с учетом каверн $k_{\text{пк+п}}$; 3 — пористость по НГМ $k_{\text{п НГМ}}$

3. Значительная дифференциация кривых ρ_a экранированного и особенно микроэкранированного зондов (от максимальных до минимальных значений сопротивлений). Иззубренность кривых каверномера, на кривых коркомера или микрокаверномера могут отмечаться тонкие прослои увеличенного d_c .

4. При наличии представительного керна расхождение между графиками изменения по разрезу общей пористости и пористости насыщения по керну или между статистическими кривыми распределения этих значений пористостей, построенных для отдельных участков разреза (рис. 43). Такое сопоставление по межселевым отложениям месторождения Осташковичи, для которых по керну определялась не только открытая и общая пористость породы, но и пористость с учетом каверн $k_{\text{пк+п}}$ (по методике ВНИИНефть и МИНХиГП [56,

92]), показало, что для отложений, в которых присутствуют помимо других коллекторы преимущественно кавернозного типа, отмечается существенное расхождение между кривыми распределений для $k_{пo}$ и $k_{п нгм}$ (см. рис. 12 и 43). Вместе с тем для кривых распределения $k_{пк+п}$ и $k_{п нгм}$, как и следовало ожидать, смещение несущественное.

5. В процессе бурения в отложениях с интенсивным развитием каверн могут отмечаться провалы бурового инструмента и при наличии интенсивной трещиноватости катастрофические поглощения бурового раствора.

При выделении преимущественно кавернозных карбонатных коллекторов весьма эффективным, как и при выделении трещинных коллекторов, оказался ультразвуковой метод. Опыт применения метода в Белоруссии [58] показал, что для таких коллекторов помимо перечисленных признаков характерным является интенсивное затухание упругих волн $\alpha \approx 10-15$ дБ/м, в результате такие интервалы отмечаются минимальными значениями на кривых амплитуд ультразвукового метода — $[0,2-0,3 A_1/A_0]$, где A_1 — амплитуда упругой волны, A_0 — максимальная амплитуда волны (рис. 44; см. рис. 42)]. Кроме того, в коллекторах рассматриваемого типа наблюдается проскальзывание циклов при записи временных характеристик (τ_1, τ_2).

Смешанный тип. Коллекторы межзерново-трещинно-кавернозного типа обладают тем же комплексом признаков по данным промыслово-геофизических методов, что и трещинно-кавернозные породы. Однако для пород с повышенной межзерновой пористостью характерно следующее:

1) низкие показания интенсивности вторичного гамма-излучения, что свидетельствует о высокой общей пористости карбонатных пород;

2) наличие проникновения, повышающего удельное сопротивление породы, которое устанавливается при сопоставлении кривых кажущегося сопротивления малого и большого зондов БЭЗ ($A0,5 M0,1N$ и $A4 M0,5N$);

3) низкая скорость бурения.

Информацию о наличии трещинно-кавернозной пористости в пластах с высокопористой матрицей можно получить по данным метода «двух растворов», когда происходит замена пресного раствора на соленый. В этом случае предварительно опресняются высокопористые блоки, что приближает их по величине удельного сопротивления к низкопористым породам, в которых изменение сопротивления при смене раствора определяется только влиянием трещин.

Дополнительные сведения о наличии в разрезе пород с повышенной трещиноватостью или высокой межзерновой пористостью может дать кавернограмма. Как правило, для разреза, сложенного трещинно-кавернозными карбонатными породами, характерно увеличение диаметра скважины. Если же на диаг-

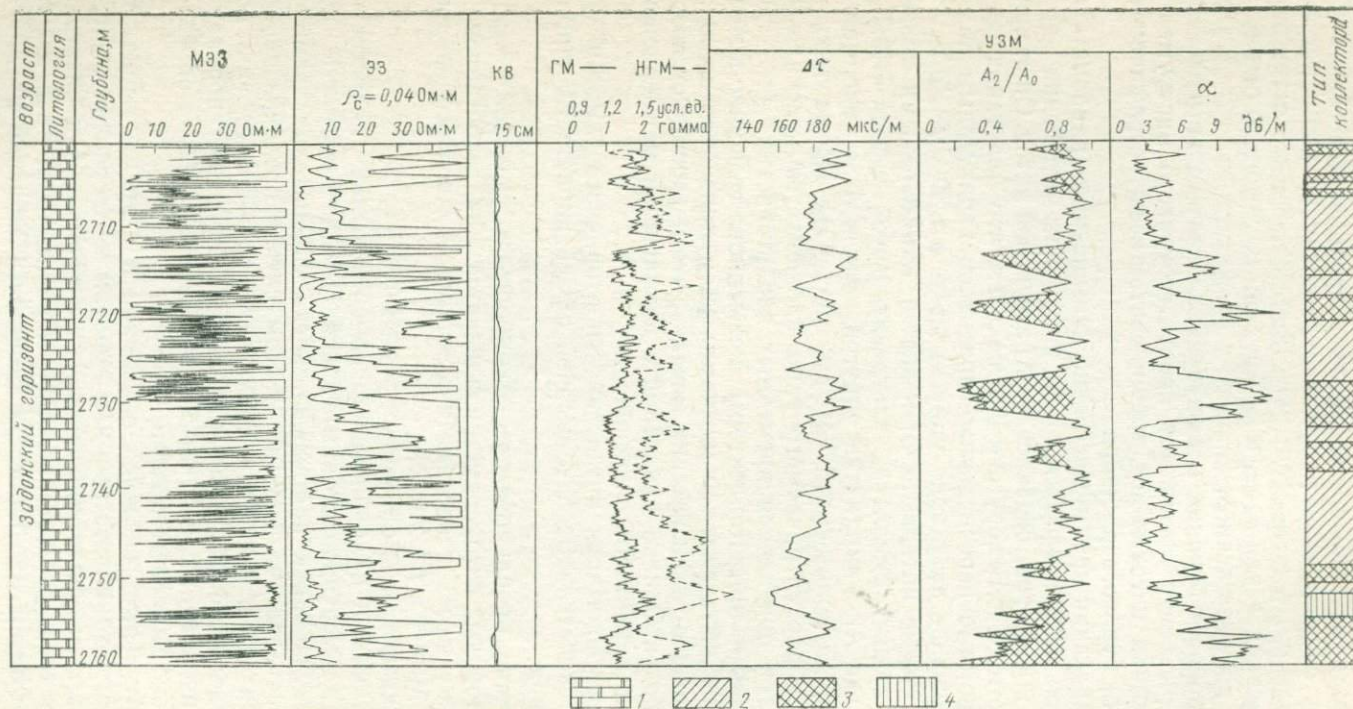


Рис. 44. Характеристика кавернозных карбонатных коллекторов по комплексу промыслово-геофизических методов (скв. 105 месторождения Осташковичи).

1 — доломит; коллекторы типов; 2 — межзернового; 3 — кавернозного; 4 — трещинного (по данным треста Беларусьнефтегеофизика)

грамме провести линию условного номинального диаметра по значениям d_c , соответствующим плотным пластам-неколлекторам, то против пород с увеличенной трещиноватостью или межзерновой пористостью отмечается уменьшение диаметра скважины. Рассмотрим кавернограмму по скв. 154 (см. рис. 41). Уменьшение диаметра наблюдается против пластов 13 и 21, а также против многих пластов шестой пачки. По результатам анализа керна величина межзерновой пористости в пластах 13 и 21 составляет в среднем соответственно 12 и 12—14%. Известняки шестой пачки по керну плотные, пелитоморфные с межзерновой пористостью, редко превышающей 4%. Однако они разбиты густой сетью трещин как открытых, так и закрытых. Раскрытость отдельных трещин достигает 3—4 мм.

Прямым подтверждением коллекторских свойств породы независимо от типа коллектора служат результаты испытания исследуемых объектов. Достаточное количество данных испытаний пластов в пределах одного месторождения позволяет увязать их с показаниями методов промысловой геофизики и тем самым установить количественные критерии как для выделения коллектора в разрезе, так и для оценки их продуктивности, в том числе и для определения граничных значений пористости при разделении пород на коллекторы и неколлекторы в коллекторах межзернового или смешанного типов. Однако число испытанных пластов, как правило, невелико, и такой способ не всегда может быть использован на практике.

Наряду с качественными признаками для выделения коллекторов в трещинно-кавернозном разрезе можно установить также и количественные критерии: граничные значения общей и вторичной пористости, относительного содержания нерастворимого остатка, относительной амплитуды СП, I_n^k и другие параметры, определяемые в результате количественной интерпретации промыслово-геофизического материала.

В частности, для межсолевых отложений месторождения Осташковичи нижний предел величины общей пористости k_{II} составил 5,5—6,0%. Это значение было получено как по данным испытания пластов, так и при комплексном использовании количественных определений k_{II} и методики совместной интерпретации данных экранированного и микроэкранированного зондов (см. рис. 36).

Для отложений верхнего мела за нижнее значение трещинно-кавернозной пористости $k_{п\text{тк}}$ принята величина 0,5%. Основанием для этого послужил анализ данных количественной интерпретации в пластах-неколлекторах. Например, в пластах-неколлекторах (по данным испытаний), имеющих максимальную положительную амплитуду $U_{сп}$, получались как положительные, так и отрицательные значения $k_{п\text{тк}}$ с максимальным отклонением $\pm 0,5\%$, что связано, по-видимому, с погрешностями в количественной интерпретации. В связи с этим при опреде-

лении эффективной мощности в данных отложениях пласты, имеющие вторичную пористость ниже 0,5%, следует относить к пластам — неколлекторам.

Сопоставление межзерновой пористости блоков и относительного содержания нерастворимого остатка $\eta_{но}$ (рис. 45), а также удельного сопротивления пласта (или зоны проникновения) с относительным разностным параметром $\Delta J_{пч}$ (рис. 46) позволяет отнести к породам — неколлекторам в разрезе верхнего мела пласты с $\eta_{но} > 0,4-0,5$ и $\Delta J_{пч} > 0,6-0,7$.

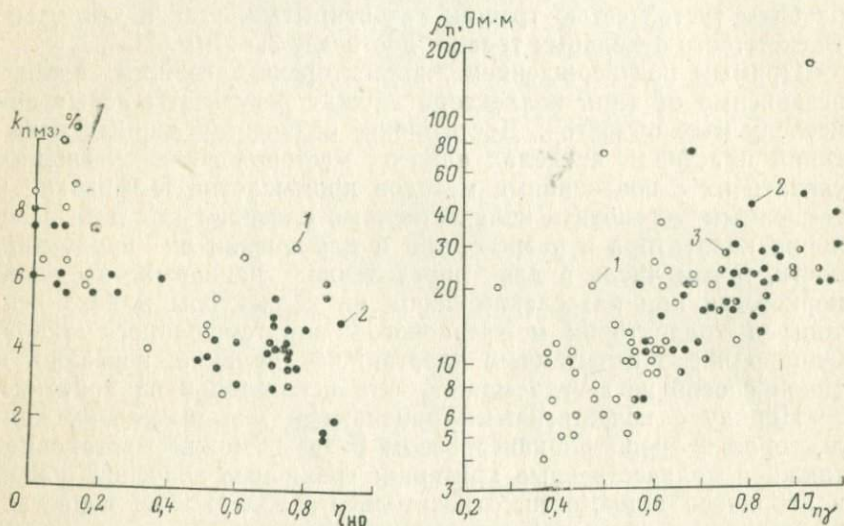


Рис. 45. Сопоставление относительного содержания нерастворимого остатка с межзерновой пористостью (скв. 142 месторождения Малгобек-Вознесенского). 1 — коллекторы; 2 — неколлекторы

Рис. 46. Сопоставление удельных сопротивлений ρ_n трещинно-кавернозных известняков и относительного параметра $\Delta J_{пч}$ (скв. 142 месторождения Малгобек-Вознесенского). 1 — коллекторы; 2 — неколлекторы; 3 — глинистые известняки

Для определения типа коллектора при известных величинах общей и межзерновой пористости, как отмечалось, может быть использован прием сопоставления статистических распределений $k_{п}$ и $k_{п\ мз}$ [62]. Расхождение кривых свидетельствует о наличии вторичной пористости.

При сопоставлении вторичной и общей пористостей можно выделить в разрезе породы двух типов — трещинно-кавернозные (1) и межзерново-трещинно-кавернозные (2) (рис. 47). В коллекторах трещинного и трещинно-кавернозного типов увеличе-

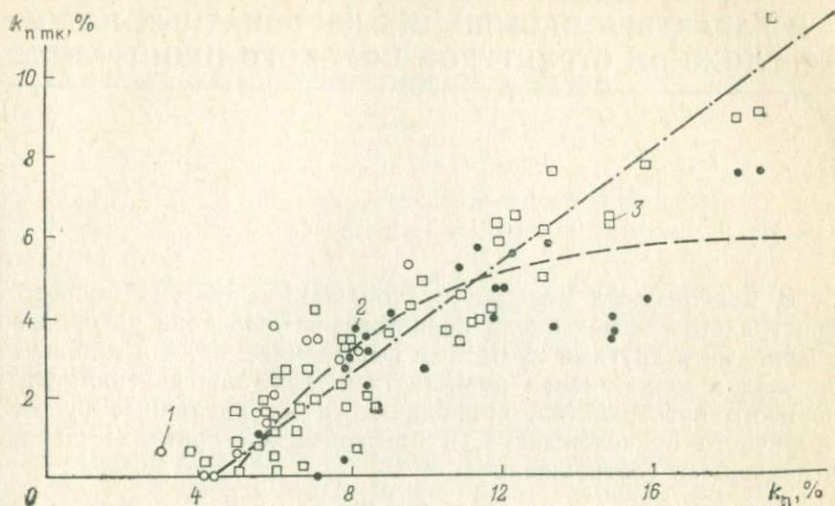


Рис. 47. Сопоставление величин общей $k_{п}$ и трещинно-кавернозной $k_{п\text{тк}}$ пористости для известняков верхнего мела (скв. 154 месторождения Карабулак-Ачалуки).

1, 2 — $k_{п\text{тк}}$ определен с учетом данных керн; 3 — $k_{п\text{тк}}$ установлен по геофизическим данным

ние общей пористости связано с ростом их вторичной емкости, а в межзерново-трещинно-кавернозных в основном — с ростом межзерновой и в меньшей степени трещинно-кавернозной пористостей.

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД СО СЛОЖНОЙ СТРУКТУРОЙ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

В карбонатных породах с вторичной структурой порового пространства эффективная пористость обусловлена трещинами, кавернами и другими пустотами выщелачивания, а в отдельных случаях и межзерновой пористостью. Для определения доли порового пространства, приходящегося на различные пустоты вторичного происхождения, в геофизической практике широко используется соотношение

$$k_{п\text{ тк}} = k_{п} - k_{п\text{ мз}}, \quad (15)$$

где $k_{п\text{ тк}}$ — вторичная (трещинно-кавернозная) пористость; $k_{п}$ — общая пористость породы; $k_{п\text{ мз}}$ — межзерновая пористость блоков.

В связи с тем, что общая пористость определяется для всей породы в целом, а межзерновая только для части ее объема, представленной блоками, более точным для расчета вторичной пористости является выражение [21]

$$k_{п\text{ тк}} = \frac{k_{п} - k_{п\text{ мз}}}{1 - k_{п\text{ мз}}}, \quad (16)$$

справедливое независимо от способа определения величины $k_{п\text{ мз}}$.

Использование при расчетах $k_{п\text{ тк}}$ формулы (16) вместо соотношения (15) вносит существенную поправку в получаемую величину вторичной пористости, особенно при значениях $k_{п\text{ мз}} > 5\%$. Величина вторичной пористости, как правило, невелика и для большей части карбонатных коллекторов не превышает 4—5%. Следовательно, при ее оценке большую роль играет точность определения исходных параметров — общей и межзерновой пористости.

1. ОБЩАЯ ПОРИСТОСТЬ

Нейтронный гамма-метод

Общая пористость породы в большинстве случаев определяется по данным нейтронного гамма-метода, показания которого зависят в основном от суммарного водосодержания пород,

связанного с объемом пор. При этом используют усредненную зависимость относительного разностного параметра $\Delta J_{n\gamma}$ от суммарного водосодержания пород ω_{Σ} .

Параметр $\Delta J_{n\gamma}$ рассчитывают по формуле

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{I_{n\gamma \text{ пл}} - I_{n\gamma \text{ min}}}{I_{n\gamma \text{ max}} - I_{n\gamma \text{ min}}}, \quad (17)$$

где $I_{n\gamma \text{ пл}}$, $I_{n\gamma \text{ max}}$, $I_{n\gamma \text{ min}}$ — показания интенсивностей нейтронного гамма-метода соответственно в исследуемом и в опорных пластах.

Использование параметра $\Delta J_{n\gamma}$ исключает индивидуальные особенности измерительной аппаратуры и конструкции скважины (при условии приведения показаний $I_{n\gamma}$ к единым скважинным условиям измерений).

Недостатком этого метода является возможность появления ошибок, связанных с непостоянством свойств опорных пластов на различных участках площади. Для устранения этих погрешностей в настоящее время разработаны методики эталонирования: 1) радиометрической аппаратуры в эталонной скважине [61]; 2) показаний $I_{n\gamma}$, полученных в скважинах, при использовании статистических свойств геологических разрезов [31].

В чистых незаглинизированных породах коэффициент пористости равен суммарному водосодержанию, а в заглинизированных [22]

$$\omega_{\Sigma} = k_{\text{п}} + \omega_{\text{св}}, \quad (18)$$

где ω_{Σ} — суммарное водосодержание породы; $k_{\text{п}}$ — открытая пористость; $\omega_{\text{св}}$ — содержание связанной воды, определяемое глинистостью породы и объемным содержанием в пелитовой фракции гигроскопической и кристаллизационной воды.

Глинистость породы (для карбонатных отложений — содержание нерастворимого остатка) $\omega_{\text{св}}$ связаны между собой соотношением

$$\omega_{\text{св}} = k_{\text{но}} \omega_{\text{H}_2\text{O}^+} = C_{\text{но}} (1 - k_{\text{но}}) \omega_{\text{H}_2\text{O}^+}, \quad (19)$$

где $k_{\text{но}}$ — объемное содержание нерастворимого остатка; $C_{\text{но}}$ — весовое содержание в породе нерастворимого остатка; $\omega_{\text{H}_2\text{O}^+}$ — объемное содержание кристаллизационной воды в нерастворимом остатке.

В практике геофизической интерпретации при определении пористости карбонатных пород часто отождествляют величину суммарного водосодержания ω_{Σ} с общей пористостью породы $k_{\text{п}}$, что объясняют нецелесообразным введением поправки за влияние кристаллизационной воды нерастворимого остатка при низкой глинистости отложений. Однако неучет этого фактора, особенно при обосновании параметров опорных пластов, выбранных для количественной интерпретации, может привести к существенному занижению величин общей пористости.

Так, для отложений верхнего мела Восточного Предкавказья наиболее вероятное значение пористости плотных пород составляет 2,5—4%. Содержание нерастворимого остатка по данным керн в породах с пористостью ниже 2,5% составляет около 5%, а в породах с $k_{п}$ до 4,5% увеличивается до 8—10%. Среднее объемное водосодержание нерастворимого остатка $\omega_{H_2O}^+$ для пород верхнего мела составляет $\sim 10\%$. Следовательно, даже при незначительном содержании в породе нерастворимого остатка ($C_{но} = 5—10\%$) появляется эквивалентное водосодержание 0,5—1%, составляющее существенную долю пористости, поскольку последняя в плотных известняках имеет небольшую величину.

Сведения о величине глинистости пород при массовой обработке скважин, когда отсутствуют данные представительного керн, можно получить по данным гамма-метода или метода потенциалов собственной поляризации. Основанием для применения этих методов служит наличие корреляционной связи между содержанием глинистого материала (объемным или относительным) и естественной радиоактивностью или диффузионно-адсорбционной активностью горных пород.

Исследования различных авторов [63, 111] показывают, что характер зависимости $\Delta J_{n\gamma} = f(C_{гг})$ для карбонатных и терригенных пород идентичен, поэтому методика оценки глинистости по данным гамма-метода, разработанная для терригенных пород, применима и к карбонатным отложениям.

При оценке $C_{гг}$ по данным метода собственных потенциалов используют зависимость относительной амплитуды $\alpha_{сп}$ от относительного содержания нерастворимого остатка $\eta_{но}$ (рис. 48), полученную путем перестройки экспериментальной

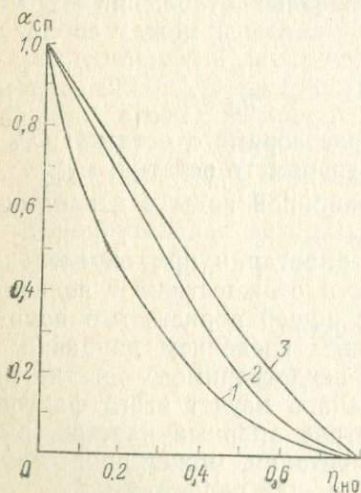


Рис. 48. Зависимость амплитуды потенциалов собственной поляризации $\alpha_{сп}$ от относительного содержания нерастворимого остатка $\eta_{но}$.

1 — отложения верхнего мела Степного Крыма (данные В. С. Кудрявцева);
2 — известняки верхнего мела Восточного Предкавказья, отобранные из обнажений (данные Л. В. Ефремовой);
3 — известняки верхнего мела, отобранные из скважин (данные А. С. Горбенко)

зависимости диффузионно-адсорбционной активности $A_{\text{да}}$ от $\eta_{\text{но}}$ (см. рис. 7, кривая 3). Сравнение зависимостей $A_{\text{да}}=f(\eta_{\text{но}})$ и $\alpha_{\text{сп}}=f(\eta_{\text{но}})$ для известняков верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья (отобранных из скважин и обнажений) и Крыма показало, что несмотря на то, что исследовались керны одного и того же возраста при общем характере связи, получены различные кривые. Следовательно, для точной оценки глинистости необходимо использовать зависимости, построенные по данным керна из скважин изучаемого месторождения.

Для определения общей пористости карбонатных пород с учетом глинистости можно рекомендовать способ комплексной интерпретации данных нейтронного гамма-метода и потенциалов собственной поляризации, предложенный Б. Ю. Вендельштейном и Н. В. Манчевой [23]. Основой этого способа являются соотношения

$$\omega_{\Sigma} = k_{\text{п}} + k_{\text{но}}\omega_{\text{H}_2\text{O}^+} = k_{\text{п}} + C_{\text{но}}(1 - k_{\text{но}})\omega_{\text{H}_2\text{O}^+}^{\text{н}}, \quad (20)$$

и

$$\eta_{\text{но}} = \frac{k_{\text{но}}}{k_{\text{но}} + k_{\text{п}}}.$$

а также корреляционные связи $\alpha_{\text{сп}}=f(\eta_{\text{но}})$ и $\Delta J_{\text{н}\gamma}=f(\omega_{\Sigma})$.

На рис. 49 представлена номограмма, построенная для отложений верхнего мела, позволяющая по заданным значениям $\Delta J_{\text{н}\gamma}$ и $\alpha_{\text{сп}}$ сравнительно легко определять $k_{\text{п}}$, $C_{\text{но}}$ и $\eta_{\text{но}}$.

Относительный разностный параметр $\Delta J_{\text{н}\gamma}$ рассчитывается по формуле (17), а относительная амплитуда $\alpha_{\text{сп}}$ вычисляется следующим образом:

$$\alpha_{\text{сп}} = \frac{\Delta E_{\text{СП}}}{\Delta E_{\text{оп СП}}},$$

где $\Delta E_{\text{СП}}$ — показание метода собственных потенциалов в исследуемом пласте, освобожденное от влияния мощности пласта и электрической неоднородности среды; $\Delta E_{\text{оп СП}}$ — максимальное отклонение амплитуды $U_{\text{СП}}$ от линии глин в опорном пласте чистого известняка.

На рис. 49 приведены три шкалы для параметра $\Delta J_{\text{н}\gamma}$, соответствующие суммарному водосодержанию опорного пласта плотного известняка $\omega_{\Sigma \text{пл}}=2,5; 3, 3,5\%$. При построении номограммы в качестве второго опорного пласта с минимальными значениями $I_{\text{н}\gamma \text{min}}$ выбирается пласт размытых глин. Суммарное водосодержание этого пласта $\omega_{\Sigma \text{гл}}$ (при $d_c > 30-40$ см) принимается равным 40% .

Для определения $\omega_{\Sigma \text{пл}}$ плотного известняка по уравнению (20) значение открытой пористости определяют по удельному сопротивлению пласта, полученному при интерпретации диаграмм экранированного зонда или бокового электрического зондирования. Для отложений верхнего мела статистические

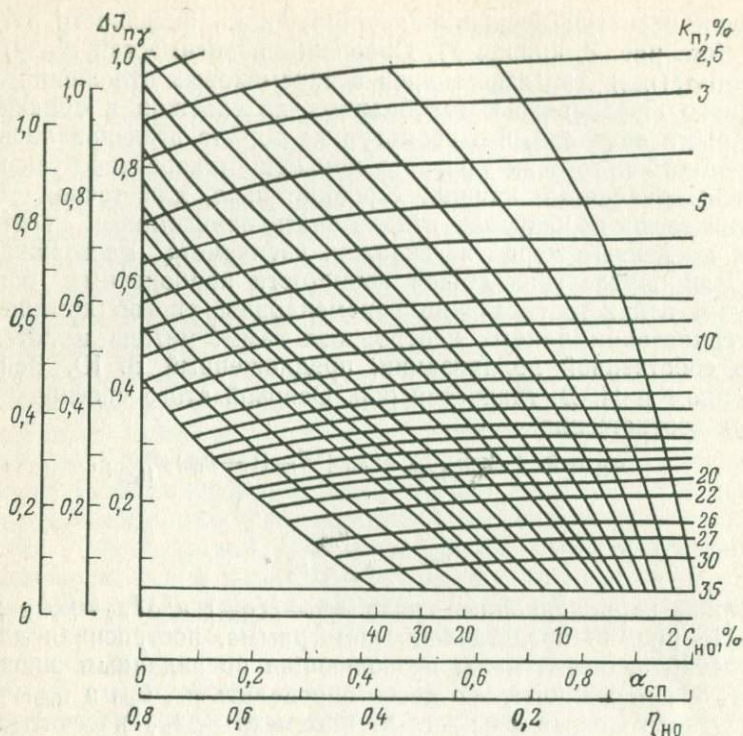


Рис. 49. Номограмма для определения пористости известняков верхнего мела по данным нейтронного гамма-метода и потенциалов собственной поляризации

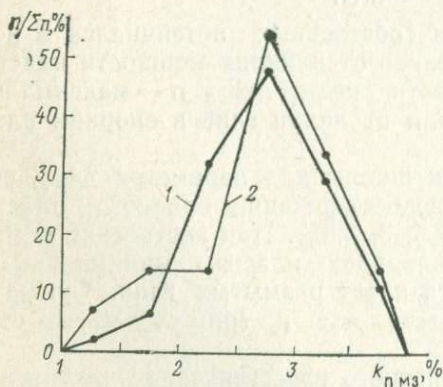


Рис. 50. Статистические распределения межзерновой пористости $k_{п мз}$, определенной по БЭЗ (1) и ЭЗ (2) для плотных пород

распределения величин межзерновой пористости плотных пород, определенные по $\rho_{п БЭЗ}$ и $\rho_{п ЭЗ}$, как это видно из рис. 50, повторяют друг друга в интервале $1\% \leq k_{п мз} \leq 4\%$. При определении доли связанной воды в плотных известняках содержание нерастворимого остатка принимают равным среднестатистическому значению по керну.

Для более достоверного обоснования в каждом конкретном случае

характера зависимости $\Delta J_{n\gamma} = f(k_{\Pi})$ в качестве дополнительных опорных пластов могут быть использованы пласты-коллекторы с известной пористостью, определенной либо по представительному керну, либо по данным других геофизических методов — электрометрии, ультразвуковому. И в том, и в другом случае такие определения могут быть справедливыми для коллекторов с преимущественно межзерновой пористостью. Это особенно важно при отсутствии одного из основных опорных пластов или его неоднозначной характеристики по площади изучаемого месторождения.

Практика подсчета запасов по целому ряду месторождений Советского Союза показала, что надежность принятой величины $\omega_{\Sigma \text{ гл}}$ при определении пористости пластов по нейтронному гамма-методу довольно низкая и, как правило, требует дополнительного обоснования. Причиной этого могут быть отсутствующие размыва против пласта глин, его литологическая неоднородность и др.

Для определения суммарного водосодержания опорного пласта с $I_{n\gamma \text{ min}}$ могут быть рекомендованы следующие способы.

1. Использование интервалов разреза вне изучаемого участка, в которых вскрыты глины, отвечающие всем необходимым требованиям опорного пласта: размыв $d_c \geq 40$ см, литологическая однородность. В этом случае, приняв $\omega_{\Sigma \text{ гл}}$ этого пласта эквивалентным общепринятой величине 40% и имея второй опорный горизонт с $I_{n\gamma \text{ max}}$, оценивают возможное водосодержание искомого пласта глин — ω_{Σ} . При отсутствии существенных колебаний в найденных величинах $\omega_{\Sigma i}$ (i — число скважин) среднее из нескольких таких определений принимается за искомое $\omega_{\Sigma \text{ гл}}$.

2. Определение $\omega_{\Sigma \text{ гл}}$ расчетным путем, исходя из известных значений для него по керну (или электрометрии) величин открытой пористости и объемного содержания связанной воды $\omega_{\text{св}}$. При этом исходят из известных соотношений (18) и (19).

Второй способ — более сложный, так как требует наличия надежных данных о всех необходимых для определения $\omega_{\Sigma \text{ гл}}$ параметров и, в первую очередь, $\omega_{\text{H}_2\text{O}^+}$ — объемного содержания кристаллизационной воды в нерастворимом остатке рассматриваемых глинистых пород или аналогичных им по составу. Величина $\omega_{\text{св гл}}$ в зависимости от типа глинистого материала, по данным [22], меняется от 0,2 для районов Волго-Урала до 0,1 для районов Восточного Предкавказья. Этот способ может быть применен как дополнительный при отсутствии надежных данных о величине параметра $\omega_{\Sigma \text{ гл}}$ опорного пласта глин.

В качестве примера можно привести использование данного способа для межсолевых отложений месторождений Белоруссии, где в разрезе отсутствуют чистые глины. Их аналогом оказались мергелистые пачки, представленные глинисто-мергелисто-

известковистой толщей (увеличение диаметра скважины против них, как правило, отсутствует). Для обоснования величины $\omega_{\Sigma \text{ мерг}}$ был отобран керн из этих пачек и определены необходимые параметры. В частности, была получена кривая зависимости весового содержания химически связанной воды $\text{H}_2\text{O}^+ = f(C_{\text{HO}})$ для межсолевых отложений месторождения Осташковичи (рис. 51). Объемное содержание кристаллизационной воды $\omega_{\text{H}_2\text{O}^+}$ определяли по формуле

$$\omega_{\text{H}_2\text{O}^+} = \frac{\text{H}_2\text{O}^+}{C_{\text{HO}}} \delta_{\text{T}},$$

где δ_{T} — удельный вес породы.

Среднее значение $\omega_{\text{H}_2\text{O}^+}$ в нерастворимом остатке изучаемых пород получилось равным 15%. Величина объемного водосодержания мергелистой пачки, установленная по 57 определениям, составила $\omega_{\Sigma \text{ мерг}} = 22\text{—}24\%$. В дальнейшем, при определениях коэффициентов пористости пластов по НГМ по отношению двойному разностному параметру, эта величина $\omega_{\Sigma \text{ мерг}}$ использовалась в качестве одного из опорных горизонтов.

В настоящее время методика обоснования $\omega_{\Sigma \text{ гл}}$ используется при подсчетах запасов нефти в продуктивных отложениях месторождений Припятской впадины. Полученная на основании анализов керна средняя величина $\omega_{\text{H}_2\text{O}^+}$ объемного содержания кристаллизационной воды в нерастворимом остатке может быть использована при определении доли $\omega_{\text{св}}$ в суммарной емкости пласта — $k_{\text{п НГМ}}$ в заглинизированных коллекторах. Для межсолевых отложений месторождения Осташковичи поправка за $\omega_{\text{св}}$ оказалась ничтожно малой, так как весовое содержание нерастворимого остатка в породах, слагающих разрез (преимущественно в доломитах), составляет от 0 до 5%. При сравнительно высоких значениях общей пористости $k_{\text{п НГМ}} > 5\%$ (до 15—18%) доля $\omega_{\text{св}}$ окажется в пределах ошибки определения $k_{\text{п НГМ}}$. Дополнительными опорными горизонтами являлись водонесные пласты с известной пористостью, определенной по электрометрии, залегающие в подошве горизонта.

Немаловажным фактором, который необходимо учитывать при определении коэффициентов общей пористости по НГМ, помимо перечисленных, является влияние литологии карбонатных пород на характер зависимости $I_{\text{н.г}} = f(k_{\text{п}})$. Некоторыми исследователями было показано [38, 58], что в зависимости от минерального состава карбонатных пород характер связи существенно меняется. Для районов Белоруссии, где продуктивные отложения представлены известняками и доломитами, по данным керна и на моделях пористых пластов были получены зависимости $I_{\text{н.г}} = f(\lg k_{\text{п}})$ для каждой из этих разностей пород [58] (рис. 52). Как видно, кривые существенно расходятся (в абсолютных значениях пористости на 2—2,5%). Неучет литологи-

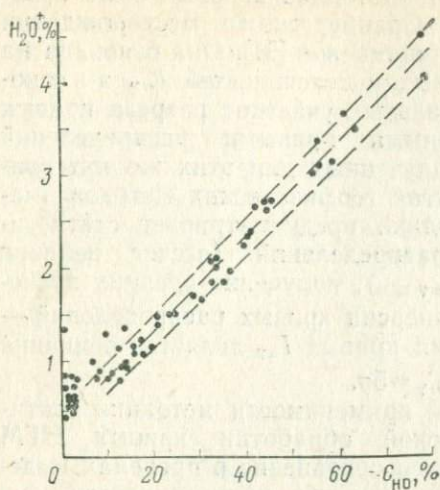
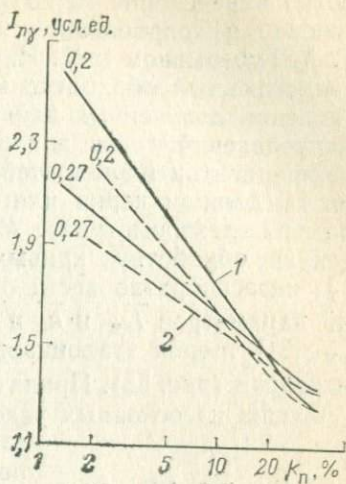


Рис. 51. Зависимость содержания химически связанной воды H_2O^+ в породе от величины нерастворимого остатка $C_{но}$ по данным анализов керна (БССР, межселевые отложения)

Рис. 52. Зависимость интенсивности $I_{n\gamma}$ (в эталонированных стандартных единицах) от коэффициента пористости $k_{п}$ известняков (1) и доломитов (2) Белоруссии по данным [58].

$Q_c = Q_B \approx 0,05$ Ом · м; шифр кривых — диаметр скважины в м



ческого состава карбонатных пород может привести не только к искажению величины общей пористости породы, но и к ошибкам при выделении продуктивных интервалов в случае применения способа графической нормализации по пористости кривых экранированного зонда ρ_a эз, нейтронного гамма- $I_{n\gamma}$ и ультразвукового ($\Delta\tau$) методов. Из-за неправильно выбранной кривой зависимости $I_{n\gamma} = f(\lg k_{п})$ при нормализации даже литологически однородных разрезов могут выделиться фиктивные продуктивные интервалы, в которых расхождение кривых ρ_a эз и $I_{n\gamma}$, $\Delta\tau$ будет в основном обусловлено литологией пород, а не их насыщением.

В связи с этим в случае разнородных карбонатных разрезов при определении $k_{п}$ по НГМ, использовании методики нормализации кривых по пористости, прежде всего, необходимо установить по керну или шламу литологический состав изучаемых пород.

Помимо общепринятого метода оценки общей пористости карбонатных пород по данным нейтронного гамма-метода по относительному разностному параметру — $\Delta I_{n\gamma}$ при отсутствии в разрезе надежных опорных горизонтов (и плотных, и глин) в отдельных случаях может быть использован статистический

способ определения $k_{п}$ по НГМ. Методика впервые была предложена и опробована на Оренбургском месторождении Ш. А. Губерманом и М. И. Овчинниковой [31]. Она основана на статистической обработке кривых интенсивностей I_{ny} и сопоставлении полученных для отдельных участков разреза кривых распределений I_{ny} с аналогичными кривыми распределений коэффициентов пористостей, полученных для этих же интервалов по данным керна или других геофизических методов (например, электрометрии). Методика предусматривает статистическую обработку кривых распределений (отсчет величин $I_{ny i}$ целесообразно вести от $I_{ny \min}$), получение средних значений параметров \bar{I}_{ny} и $\bar{k}_{п}$ и дисперсии кривых распределений — σ_{ny} [31]. Мерой эталонирования кривых I_{ny} является величина дисперсии (рис. 53). Принято $\bar{I}_{ny} = 5\sigma$.

Одним из основных условий применимости методики статистической обработки кривых НГМ является сохранение в пределах выделенного участка разреза постоянства в распределении коэффициентов пористости пород по площади изучаемого месторождения. Это условие проверяется путем сопоставления функций распределений статистических кривых, полученных для отдельных скважин, при заданной (5%) значимости расхождения кривых накоплений. При выполнении этого условия делается вывод о правомочности использования данной методики в пределах изучаемого интервала разреза. Недостатком данной методики, ограничивающим ее применение, является необходимость выполнения названного выше условия.

Методика была опробована на месторождении Осташковичи в межсолевых отложениях, в пределах которых в ряде скважин отсутствуют плотные опорные пласты известняков (либо оказались не вскрытыми, либо замещены другими разностями). Помимо этого, как отмечалось, в разрезе отсутствуют надежные опорные пласты глин. Путем необходимых статистических преобразований было показано, что методика в данных условиях применима и может быть использована для определения $k_{п}$.

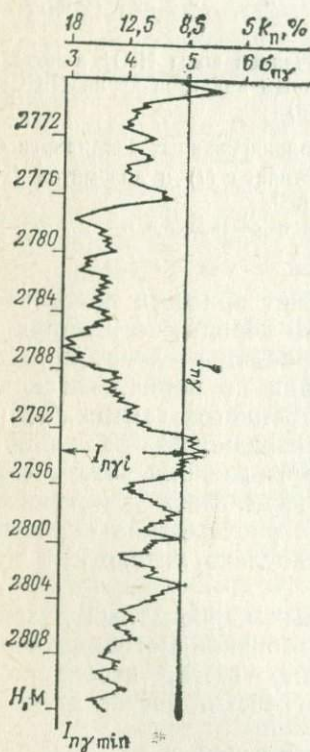


Рис. 53. Пример статистической обработки кривой I_{ny}

Отсчеты $I_{ny, i}$ снимались с шагом $h_i = 0,8$ м

По скважинам с максимальным выносом керна — 70—100% было проведено сопоставление нормированных в единицах дисперсии значений интенсивностей вторичного гамма-излучения пластов $\sigma_{n\gamma}$ с пористостью, полученной по представительному керну $k_{п\text{кern}}$ (не менее пяти определений на интервал отбора) и по данным экранированного зонда $k_{п\text{эз}}$ для водоносной части разреза с учетом горного давления (см. раздел I). Таким образом, была установлена эталонная кривая зависимости $\sigma_{n\gamma} = f(\lg k_{п})$ для межсоловых отложений (90 точек) с коэффициентом корреляции $r=0,8$ (рис. 54, а). На рис. 54, б показано

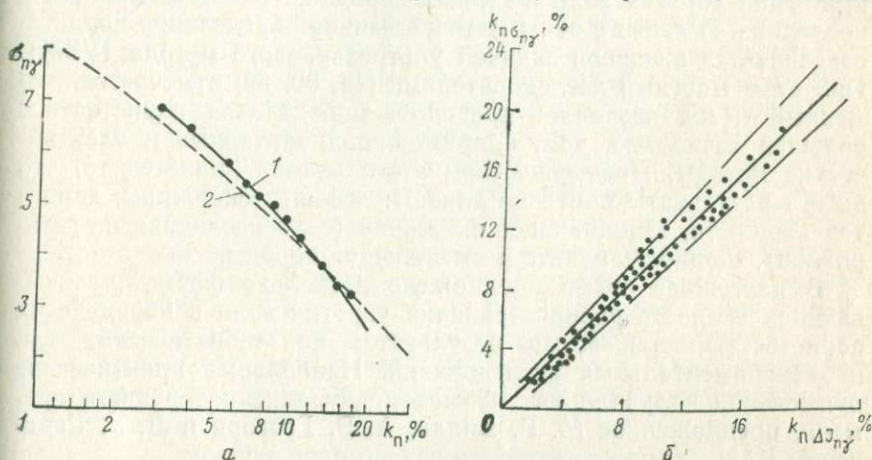


Рис. 54. Зависимость показаний $I_{n\gamma}$ в единицах $\sigma_{n\gamma}$ от коэффициента пористости $k_{п}$ (а) и сопоставление коэффициентов пористости, определенных по НГМ статистическим методом $k_{п\sigma_{n\gamma}}$ и методом двух опорных горизонтов $k_{п\Delta I_{n\gamma}}$ (б).

Кривые $\sigma_{n\gamma} = f(k_{п})$, построенные: 1 — в МИНХиГП, 2 — в УкрНИИПНД; скважины месторождения Осташковичи

сопоставление пористостей, определенных по методам двух опорных горизонтов (первый пласт с минимальным водосодержанием — плотные известняки, второй пласт с известной пористостью), с пористостью, определенной по статистическому методу. Как видно, значения $k_{п}$ оказались близки (рис. 54, б). Сопоставление статистических кривых распределений $k_{п\text{нгм}}$ и $k_{п\text{кern}}$ (открытая пористость и пористость с учетом каверн) (см. рис. 10 и 43) показывает, что $k_{п\text{нгм}}$ четко согласуются с результатами, полученными по керну с учетом каверн, что и следовало ожидать для отложений, представленных кавернозно-межзерновыми коллекторами.

Таким образом, в условиях межсоловых отложений методика статистической обработки кривых $I_{n\gamma}$ оказалась правомочной и позволила не только оценить $k_{п\text{нгм}}$, но и уточнить параметры

опорных пластов, в частности глин. Следует учесть, что помимо перечисленных ограничений в применении методики способ предусматривает в каждом конкретном случае необходимость получения эталонной кривой $\sigma_{n\gamma} = f(k_n)$, присущей данному разрезу или определенному интервалу разреза.

Ультразвуковой метод

Одним из главных факторов, влияющих на скорость распространения упругих волн в горных породах, является пористость последних. В связи с этим количественное определение пористости является основной задачей ультразвукового метода (УЗМ). При этом многими исследователями [43, 80, 89] отмечается, что данный метод позволяет проводить определения пористости с большей точностью, чем, например, радиоактивные и электрические методы. Преимуществом этого метода является то, что на его результаты почти не влияют: диаметр скважины, характер жидкости, заполняющей скважину (если последняя не газирована), мощность пласта и вмещающие породы.

В настоящее время предложено несколько формул, связывающих скорость распространения упругих волн в породе с их пористостью, являющихся результатом как теоретических, так и экспериментальных исследований. Наибольшее практическое применение получило так называемое уравнение среднего времени, предложенное М. Р. Вилли, А. Р. Грегори и Л. У. Гарднером [118] для упрощенной модели горной породы

$$\frac{1}{v_p} = \frac{k_n}{v_{ж}} + \frac{1 - k_n}{v_{тв}}, \quad (21)$$

где v_p — скорость распространения упругих продольных волн в породе, м/с; k_n — коэффициент пористости; $v_{ж}$ — скорость упругих волн в жидкости, насыщающей породу, м/с; $v_{тв}$ — скорость упругих волн в твердой фазе породы, м/с.

Решение этого уравнения относительно коэффициента пористости имеет вид

$$k_{п\text{ УЗМ}} = \frac{\Delta\tau - \Delta\tau_{тв}}{\Delta\tau_{ж} - \Delta\tau_{тв}}, \quad (22)$$

где $\Delta\tau$, $\Delta\tau_{ж}$ и $\Delta\tau_{тв}$ — интервальные времена пробега упругой волны соответственно в пористой среде, жидкости и твердой фазе (величины, обратные скорости распространения упругих волн в тех же средах).

Указанное уравнение по данным многих авторов позволяет получить удовлетворительные результаты при изучении чистых, цементированных, высокопористых коллекторов с межзерновой пористостью, залегающих на относительно небольших глубинах. Однако в нем не учитывается влияние пластовых условий и

особенности строения породы, его нельзя использовать при изучении глинистых пород.

Рассмотрим возможности применения данного уравнения для изучения карбонатных пород со сложной структурой порового пространства, в частности, коллекторов верхнемелового возраста Восточного Предкавказья и Белоруссии.

Для определения пористости по формуле (22) необходимо знать интервальное время пробега в твердой фазе (скелете породы) и в жидкости, насыщающей поровое пространство. Степень влияния величин $\Delta\tau_{тв}$ и $\Delta\tau_{ж}$ на точность оценки $k_{п}$ по ультразвуковому методу неодинакова. Интервальное время распространения упругой волны в жидкости $\Delta\tau_{ж}$ определяется достаточно точно и изменение его на 10—20 мкс не вносит существенных погрешностей. Значительные ошибки при определении $k_{п}$ могут быть связаны с неточной оценкой $\Delta\tau_{тв}$.

В трещинно-кавернозных породах обычно имеет место глубокое проникновение фильтрата по трещинам в глубь пласта. Блоки породы в зоне, прилегающей к скважине, также пропитаны пресным фильтратом. В связи с этим за скорость распространения упругих продольных волн в жидкости можно принять $v_{ж} = v_{ф}$ (или $\Delta\tau_{ж} = \Delta\tau_{ф}$), где $v_{ф}$ и $\Delta\tau_{ф}$ — соответственно скорость распространения и интервальное время пробега упругих волн в фильтрате бурового раствора. Величину $v_{ж}$ можно определить по эмпирическому выражению, зная минерализацию раствора C и температуру пласта t ,

$$v_{ж} = 1410 + 4,21t - 0,037t^2 + 1,14C + 0,18p_{ж},$$

где $p_{ж}$ — гидростатическое давление в кг/см².

Скорость (интервальное время) распространения упругих волн в твердой фазе можно определить одним из следующих способов.

1. Используя среднее значение скорости в скелете для изучаемого типа пород.

2. Путем сопоставления времени $\Delta\tau$, снимаемого с диаграмм ультразвукового метода, с величинами пористости, определенной на керне при его сплошном отборе. Значение скорости в скелете определяют путем экстраполяции эмпирической зависимости $\Delta\tau = f(k_{п})$ в точку $k_{п} = 0$.

3. По графику сопоставления интервального времени пробега с удельным сопротивлением, определенным по экранированному зонду. При этом по оси абсцисс откладывают величины $\Delta\tau$, а по оси ординат — значения удельного сопротивления в масштабе $y = \sqrt{\frac{1}{\rho_{п}}}$. Интервальное время в скелете породы находят экстраполяцией полученной зависимости до пересечения с прямой $\rho_{п} = \infty$ (рис. 55).

При использовании последнего способа из рассмотрения ис-

включаются трещиноватые, глинистые, нефтенасыщенные и характеризующиеся наличием зоны проникновения пласты.

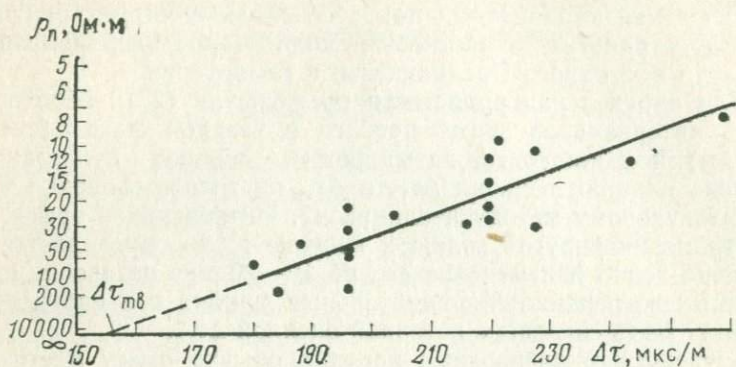


Рис. 55. Определение интервального времени пробега упругой волны в скелете породы графическим способом

Наилучшим способом для определения $\Delta\tau_{ТВ}$ является линейная экстраполяция полученных данных. Использование же средней величины скорости может привести к значительным погрешностям в определении пористости, поскольку диапазон скоростей распространения продольных волн в скелете карбонатных пород довольно широк (от 5000 до 7500 м/с) [43].

Для месторождений Припятского прогиба величина $\Delta\tau_{ТВ}$ была получена путем сопоставления керновых данных $\Delta\tau$ и $k_{пк+п}$ и результатов геофизических исследований $\Delta\tau$ и $k_{пнгм}$ (рис. 56). Во всех случаях значения $\Delta\tau_{ТВ}$ известняков и доло-

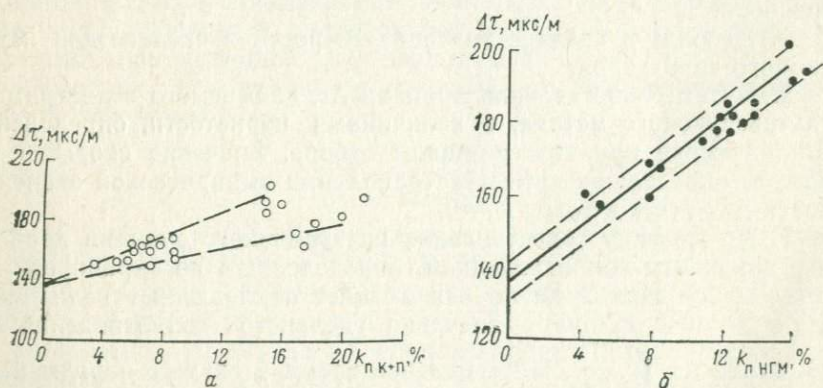


Рис. 56. Сопоставление интервального времени пробега упругой волны $\Delta\tau$ с коэффициентом пористости $k_{пк+п}$ для доломитов по данным керна (а) и с $k_{пнгм}$ по геофизическим данным (б) [месторождение Осташковичи]

митов оказались близки и составили: $\Delta\tau_{\text{ТВ изв}} = 158-160$ мкс/м, $\Delta\tau_{\text{ТВ дол}} = 138-140$ мкс/м. С учетом данных, полученных другими авторами [58], при определении коэффициентов пористости по уравнению среднего времени (21) использовались значения $\Delta\tau_{\text{ТВ изв}} = 158$ мкс/м, $\Delta\tau_{\text{ТВ дол}} = 138$ мкс/м.

Как уже отмечалось, уравнение среднего времени в основном справедливо для случая равномерного распределения пор или мелких пустот (каверн) в породах.

Наличие в породе трещин горизонтальных или наклонных к слоистости приводит к увеличению интервального времени пробега упругой продольной волны, так как влияние вертикальных трещин, вдоль которых распространяется волна, невелико, и занижение $\Delta\tau$ из-за них соизмеримо с погрешностью измерений при ультразвуковом методе. Определяемая по уравнению среднего времени пористость трещиноватых $k_{\text{П УЗМ}}$ пород является суммой межзерновой и трещинной пористости. Величина ее близка к общей пористости, устанавливаемой по данным других, например, радиоактивных методов:

$$k_{\text{П УЗМ}} = k_{\text{П}} = k_{\text{П МЗ}} + k_{\text{П ТР}}$$

В кавернозных породах наблюдается значительная фильтрация упругого импульса. Упругая волна огибает каверны и распространяется по высокоскоростному скелету. В связи с этим для карбонатных коллекторов преимущественно кавернозного типа найденные по уравнению среднего времени значения $k_{\text{П УЗМ}}$ будут в основном характеризовать межзерновую пористость блоков породы. На этой особенности ультразвукового метода основана методика выделения кавернозных разностей в разрезе. Была сделана попытка установить влияние доли кавернозности на показание УЗМ. По результатам лабораторных исследований

керн из межсолевых отложений месторождения Осташковичи для кавернозных доломитов наметилась тенденция уменьшения интервального времени пробега упругой волны $\Delta\tau$ с увеличением кавернозной емкости $k_{\text{П К}}$ (рис. 57). Доля кавернозности в породах меняется от 30—40 до 80% при изменении пористости (с учетом каверн) $k_{\text{П К+П}}$ от 8—10 до 18—21%.

В породах трещинно-кавернозных с хаотическим распре-

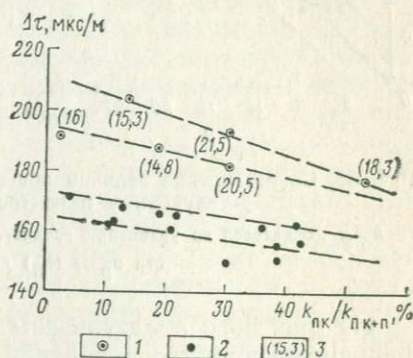


Рис. 57. Сопоставление интервального времени пробега упругой волны $\Delta\tau$ с долей кавернозности $k_{\text{П К}} / k_{\text{П К+П}}$ образцов пород.

1 — образцы с диаметром каверн $d_{\text{кав}}$ более 5 мм; 2 — образцы мелкокавернозные $d_{\text{кав}} < 2-3$ мм; 3 — полный коэффициент пористости образца $k_{\text{П К+П}}$ в %

делением трещин, вдоль которых развиты пустоты выщелачивания, наблюдается снижение скорости распространения упругих продольных волн. Получаемая по уравнению среднего времени пористость в таких отложениях может быть меньше общей или близка к ней, определяющим фактором является структура порового пространства.

Результаты количественной оценки коэффициентов пористости по данным ультразвукового метода для трещинно-кавернозных известняков верхнемеловых отложений показали хорошую сходимость полученных данных с величинами $k_{п}$, найденными по нейтронному гамма-методу. Пористость блока породы, установленная по данным представительного керна (скв. 154, Карабулак-Ачалуки; скв. 893, Малгобек-Вознесенское месторождение) и электротометрии, в большинстве пластов-коллекторов оказалась ниже $k_{п}$ УЗМ.

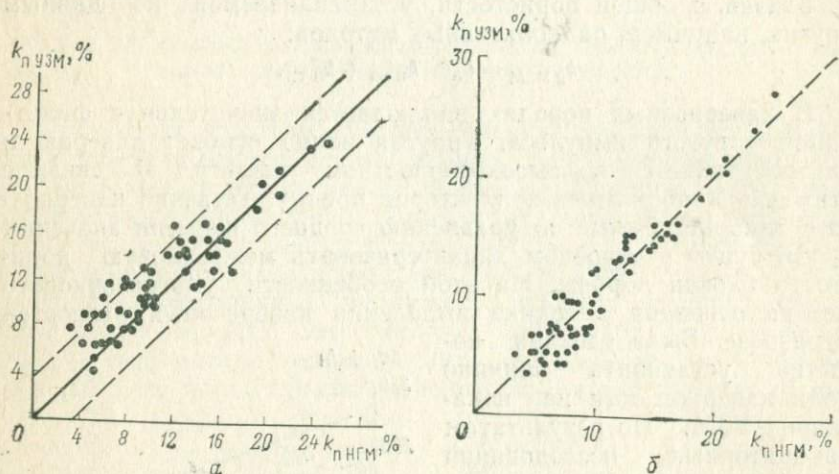


Рис. 58. Сопоставление величин общей пористости, определенных по ультразвуковому и нейтронному гамма-методу.

а — $k_{п}$ УЗМ определен по уравнению среднего времени; *б* — $k_{п}$ УЗМ определен по зависимости $v_p = f(k_{п})$ для $\rho_{эф} = 250$ кгс/см²

На рис. 58, *а* представлены результаты сопоставления коэффициентов пористости верхнемеловых известняков по данным ультразвукового метода с величинами пористости, определенными по нейтронному гамма-методу. Как видно из рис. 58, *а*, хорошее совпадение результатов наблюдается для высокопористых известняков ($k_{п} > 10\%$). Для пластов с более низкой пористостью, представляющих основной интерес в изучаемом разрезе трещинно-кавернозных пород, пористость, найденная по уравнению среднего времени систематически завышается. Это

может быть связано с тем, что уравнение (22) не учитывает влияния горного и пластового давлений, а роль этих давлений обычно возрастает с уменьшением пористости породы.

Кроме того, в уравнении среднего времени не учитывается тот факт, что в низкопористых породах пластовая вода находится в значительной части в связанном состоянии.

Используем другой путь для построения эталонной зависимости $v_p = f(k_p)$. Скорость упругих волн в однородной и изотропной среде может быть вычислена с помощью выражения [40]:

$$v_p = \sqrt{2,94 \cdot 10^6 \frac{(1 - \nu_p)}{\beta_0 \delta_p (1 + \nu_p)}}, \quad (23)$$

где β_0 — коэффициент объемной сжимаемости пористой среды в $\text{см}^2/\text{кгс}$; δ_p — плотность пористой среды в $\text{г}/\text{см}^3$; ν_p — коэффициент Пуассона пористой среды; v_p — скорость продольных волн в $\text{см}/\text{с}$; $2,94 \cdot 10^6$ — коэффициент, имеющий размерность $\text{г} \cdot \text{см}/\text{кг} \cdot \text{с}^2$.

Плотность пористой среды выразим через ее пористость с помощью формулы

$$\delta_p = \delta_{\text{ТВ}} - (\delta_{\text{ТВ}} - \delta_{\text{Ж}}) k_p, \quad (24)$$

где $\delta_{\text{ТВ}}$ — средняя плотность твердой фазы; $\delta_{\text{Ж}}$ — плотность жидкости, заполняющей поры породы.

Определение коэффициента объемной сжимаемости породы произведем из условия совершенства связи между твердой и жидкой фазами породы. Это условие, по-видимому, наиболее хорошо должно удовлетворять низкопористым трещинным и трещинно-кавернозным карбонатным коллекторам. В низкопористых карбонатных породах в первичных порах содержится преимущественно связанная и защемленная пластовая вода. Свободная вода (или нефть) содержится во вторичных пустотах (трещинах и кавернах), объем которых существенно меньше первичной пористости. Если предположить, что при прохождении упругого импульса не происходит смещение между твердой и жидкой фазами пористой среды (связь между фазами совершенна), то объемный коэффициент сжимаемости можно определить с помощью выражения [41]

$$\beta_0 = \frac{(k_p \beta_p + \beta_{\text{ТВ}}) (\beta_{\text{Ж}} - \mu_p \beta_{\text{ТВ}}) + \beta_p \beta_{\text{ТВ}}}{\beta_p + \beta_{\text{Ж}} - \mu_p \beta_{\text{ТВ}}}, \quad (25)$$

где β_p , $\beta_{\text{ТВ}}$, $\beta_{\text{Ж}}$ — соответственно коэффициенты сжимаемости пор, твердой фазы и жидкости; μ_p — коэффициент, учитывающий относительное содержание и сжимаемость глинистых частиц.

Подставив выражения (24) и (25) в формулу (23), получим:

$$v_p = \sqrt{2,94 \cdot 10^6 \frac{(\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{ж}} - \mu_p \beta_{\text{ТВ}})}{[(k_{\text{п}} \beta_{\text{п}} + \beta_{\text{ТВ}}) (\beta_{\text{ж}} - \mu_p \beta_{\text{ТВ}}) + \beta_{\text{п}} \beta_{\text{ТВ}}]}} \times \sqrt{\frac{(1 - v_{\text{п}})}{[\delta_{\text{ТВ}} - (\delta_{\text{ТВ}} - \delta_{\text{ж}}) k_{\text{п}}] (1 + v_{\text{п}})}}} \quad (26)$$

Уравнение (26) определяет зависимость между скоростью продольных волн и коэффициентом пористости пород с совершенной связью между твердой и жидкой фазами.

При этом следует учесть, что коэффициент сжимаемости пор $\beta_{\text{п}}$, входящий в уравнение (26), зависит от коэффициента пористости и величины всестороннего сжатия. В табл. 3 при-

Т а б л и ц а 3

| $k_{\text{пмз}}, \%$ | $\beta_{\text{п ср}} \cdot 10^4, \text{ см}^2/\text{кгс}$ | |
|----------------------|---|--|
| | $(\sigma - p) = 50 \text{ кгс}/\text{см}^2$ | $(\sigma - p) = 250 \text{ кгс}/\text{см}^2$ |
| 0—3 | 4,5 | 0,8 |
| 5—8 | 3,4 | 0,75 |
| >8 | 1,8 | 0,40 |

ведены средние значения $\beta_{\text{п}}$, полученные при экспериментальном изучении сжимаемости верхнемеловых известняков Малгобек-Вознесенского месторождения нефти на установке высокого давления в условиях всестороннего сжатия (см. раздел I).

При расчетах скорости продольных волн в верхнемеловых известняках примем также, что коэффициент Пуассона $\nu_{\text{п}}$ известняков увеличивается при всестороннем сжатии от $\nu_{\text{п}}=0,15$ при $(\sigma - p)=50 \text{ кгс}/\text{см}^2$ до $\nu_{\text{п}}=0,2$ при $(\sigma - p)=250 \text{ кгс}/\text{см}^2$ [40]. Остальные величины, входящие в уравнение (26), мало зависят от всестороннего сжатия и могут быть в расчете приняты постоянными: $\beta_{\text{ТВ}}=0,025 \cdot 10^{-4} \text{ см}^2/\text{кгс}$; $\beta_{\text{ж}}=0,44 \cdot 10^{-4} \text{ см}^2/\text{кгс}$ [41], $\delta_{\text{ТВ}}=2,7 \text{ г}/\text{см}^3$, $\delta_{\text{ж}}=1,18 \text{ г}/\text{см}^3$. При увеличении относительной глинистости $\eta_{\text{по}}$ породы от 0 до 0,6 коэффициент μ_p уменьшается от 1 до -4 [41].

На рис. 59 изображены кривые $v_p=f(k_{\text{п}})$, вычисленные с помощью уравнения (26) для значений эффективного напряжения $(\sigma - p)=50 \text{ кгс}/\text{см}^2$ и $(\sigma - p)=250 \text{ кгс}/\text{см}^2$. Последнее значение напряжения характерно для средней глубины залегания верхнемеловых известняков на месторождениях Восточного Предкавказья. Как видно из рассмотренных примеров, всестороннее сжатие оказывает существенное влияние на вид зависимости $v_p=f(k_{\text{п}})$. С другой стороны, роль рассеянной глинистости, заметная при низких значениях напряжения всесторон-

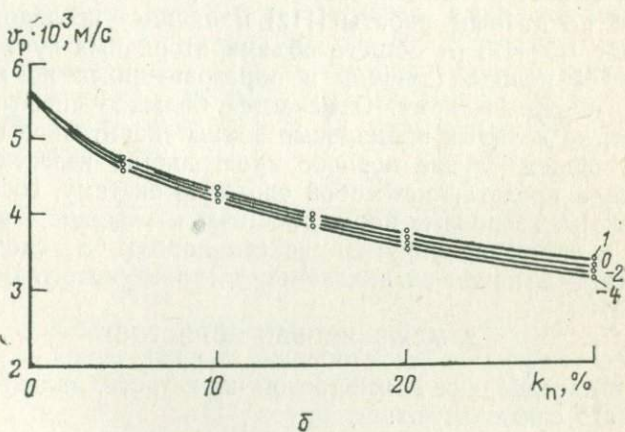
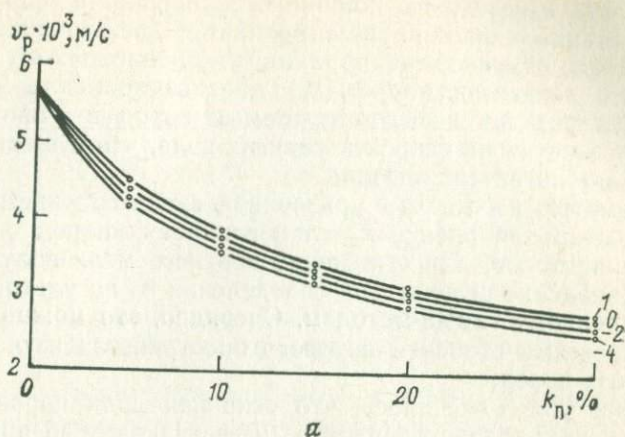


Рис. 59. Зависимости $v_p = f(k_n)$.
 а — $(\sigma-p) = 50 \text{ кгс/см}^2$; б — $(\sigma-p) = 250 \text{ кгс/см}^2$. Шифр кривых — коэффициент μ_p , учитывающий относительное содержание и сжимаемость глинистых частиц

него сжатия, уменьшается в пластовых условиях и ее влиянием можно в первом приближении пренебречь.

Из сопоставления, изображенного на рис. 58, б, следует, что значения коэффициентов пористости верхнемеловых известняков, найденные по кривой $v_p = f(k_n)$ для $\mu_p = 0$ с учетом всестороннего сжатия, хорошо согласуются с данными нейтронного гамма-метода во всем интервале изученной пористости. Величины среднего относительного расхождения коэффициентов пористости, определенных нейтронным гамма- и ультразвуковым методами, не превышают 20%.

Отсюда следует, что широко используемое в практике уравнение среднего времени не позволяет с достаточной точностью определять коэффициент пористости. Предложенный способ построения зависимости $v_p = f(k_p)$ дает возможность учесть особенности упругих свойств изучаемых пород и влияние всестороннего сжатия на скорость упругих волн, что существенно снижает ошибки интерпретации.

Несмотря на то, что уравнение среднего времени было предложено для оценки k_p слабоглинистых пород с межзерновой пористостью, для отложений верхнего мела получили хорошее совпадение результатов определений k_p по ультразвуковому и нейтронному гамма-методам. Очевидно, это можно объяснить особенностями строения порового пространства изучаемых карбонатных пород.

Ранее уже отмечалось, что основная доля порового пространства принадлежит матрице известняков. Трещинно-кавернозная емкость, как правило, не превышает 4—5%. Объем трещин по данным работы [112] и нашим исследованиям составляет 1/5—1/6 от общего объема вторичных пустот. Распределение в породах трещин и образовавшихся по ним пустот близко к хаотическому. Отмечается большое число наклонных трещин, на которых продольные волны значительно ослабевают [39]. В общем случае поровое пространство известняков верхнего мела представляет собой сложную систему, составляющие которой: межзерновые поры, трещины и каверны — вносят свой вклад в снижение упругих свойств породы, а следовательно, оказывают влияние на показания ультразвукового метода.

2. МЕЖЗЕРНОВАЯ ПОРИСТОСТЬ

Для определения межзерновой пористости, входящей в уравнение (15), используют:

- а) величину удельного сопротивления породы, устанавливаемую по боковому электрическому зондированию [15, 30, 70];
- б) среднее или средневзвешенное значение зерна для каждого пласта по данным представительного зерна в соответствующем участке разреза;
- в) среднее или наиболее вероятное значение по всему керну, поднятому из различных скважин исследуемых отложений, даже если он не представителен.

Наиболее достоверные данные о величинах межзерновой пористости блоков получают по второму из указанных способов. Однако его применение ограничивается требованием максимально высокого выноса зерна, что в условиях карбонатных пород представляет весьма трудную задачу, так как вынос зерна в разрезах трещинно-кавернозных пород в редких случаях превышает 30% и в основном он характеризует плотные разновидности пород.

Третий способ оценки межзерновой пористости является экспресс-вариантом второго. Применение его также ограничено, поскольку для значительной части разреза нельзя переносить значения $k_{п мз}$, установленные для плотных участков разреза, на интервалы, сложенные высокопористыми коллекторами.

В настоящее время в геофизической практике широкое распространение получил способ определения межзерновой пористости блоков трещинно-кавернозных пород по удельному сопротивлению породы. В связи с этим рассмотрим возможность метода сопротивлений для решения названной задачи.

Исследование возможностей метода сопротивлений для определения межзерновой пористости

В данном способе предполагается, что удельное сопротивление породы близко к удельному сопротивлению блоков, насыщенных пластовой водой $\rho_{вп мз}$. Основанием для такого предположения послужили результаты расчетов, выполненные независимо различными авторами [30, 54, 69, 70] для случая пород с хаотической ориентировкой трещин в пространстве.

Для определения удельного сопротивления трещиноватой породы А. М. Нечаем [69, 70] и И. И. Горюновым [30] получены следующие выражения:

$$\frac{1}{\rho_{п тр}} = \frac{i 2k_{п тр}}{3\rho_{ж}} + \frac{3 - 2k_{п тр}}{\rho_{вп мз} (3 - k_{п тр})},$$

$$\frac{1}{\rho_{п тр}} = \frac{0,5k_{п тр}}{\rho_{ж}} + \frac{1}{\rho_{вп мз}},$$

где $\rho_{п тр}$ — удельное сопротивление трещиноватой породы; $\rho_{ж}$ — удельное сопротивление жидкости, насыщающей трещины; $\rho_{вп мз}$ — удельное сопротивление ненарушенной породы без трещин (блока породы); $k_{п тр}$ — коэффициент трещинной пористости.

Анализ этих формул приводит к выводу, что при малых величинах трещинной пористости ($k_{п тр} < 1 - 2\%$), когда трещины заполнены фильтратом, $\rho_{ф}$ которого значительно превышает $\rho_{в}$, насыщающей поровое пространство породы, удельное сопротивление трещиноватой породы приближается по величине к удельному сопротивлению блока ($1/\rho_{п тр} \approx 1/\rho_{вп мз}$).

Исследования [11] показывают, что наличие кавернозной пористости практически не сказывается на величине удельного сопротивления породы, следовательно, для случая трещинно-кавернозной породы мы также будем иметь равенство $\rho_{п1} \approx \rho_{п2}$ при соотношении $\rho_{ф} \gg \rho_{в}$.

Справедливость этого предположения доказывается также расчетами, выполненными по формулам, предложенным Б. Ю. Вендельштейном для удельного сопротивления зоны проникновения чисто трещинной $\rho_{зп тр}$ и трещинно-кавернозной

$\rho_{зп\text{ тк}}$ карбонатной породы для случаев, когда трещины и каверны заполнены пресным фильтратом бурового раствора, а блоки минерализованной пластовой водой

$$\rho_{зп\text{ тк}} = \frac{\rho_{зп\text{ тр}}(1 - k_{пк}) + (2 + k_{пк})\rho_{\phi}}{\rho_{зп\text{ тр}}(1 + 2k_{пк}) + 2(1 - k_{пк})\rho_{\phi}} \rho_{зп\text{ тр}} \quad (27)$$

$$\rho_{зп\text{ тр}} = \frac{P_{пмз} \left(\frac{\rho_{в}}{\rho_{\phi}} \right) + \frac{2}{3} k_{птр}}{\left(\frac{2}{3} \right) k_{птр} P_{пмз} \left(\frac{\rho_{в}}{\rho_{\phi}} \right) + 1} \rho_{\phi} \quad (28)$$

На рис. 60, 61 графически изображены результаты расчетов, выполненных по формулам (27) и (28) для следующих условий: $\rho_{в} = 0,046 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_{\phi} = 0,3; 0,6; 0,9; 1,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $k_{пмз} = 1; 1,5; 2; 4, 6, 8, 10$; $k_{птр} = 0,5; 0,7; 1; 1,5; 2,0$; $k_{пк} = 2,5; 3,5; 4; 4,3; 4,5$.

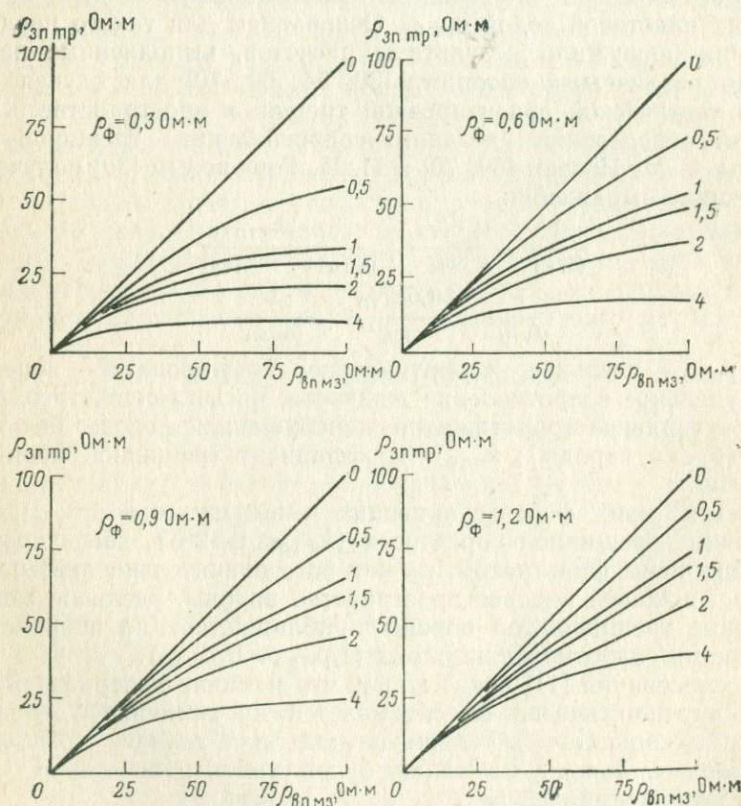


Рис. 60. Сопоставление удельного сопротивления $\rho_{зп\text{ мз}}$ водонасыщенного блока с удельным сопротивлением $\rho_{зп\text{ тр}}$ зоны проникновения трещиноватой породы.

Шифр кривых $k_{птр}$ в %

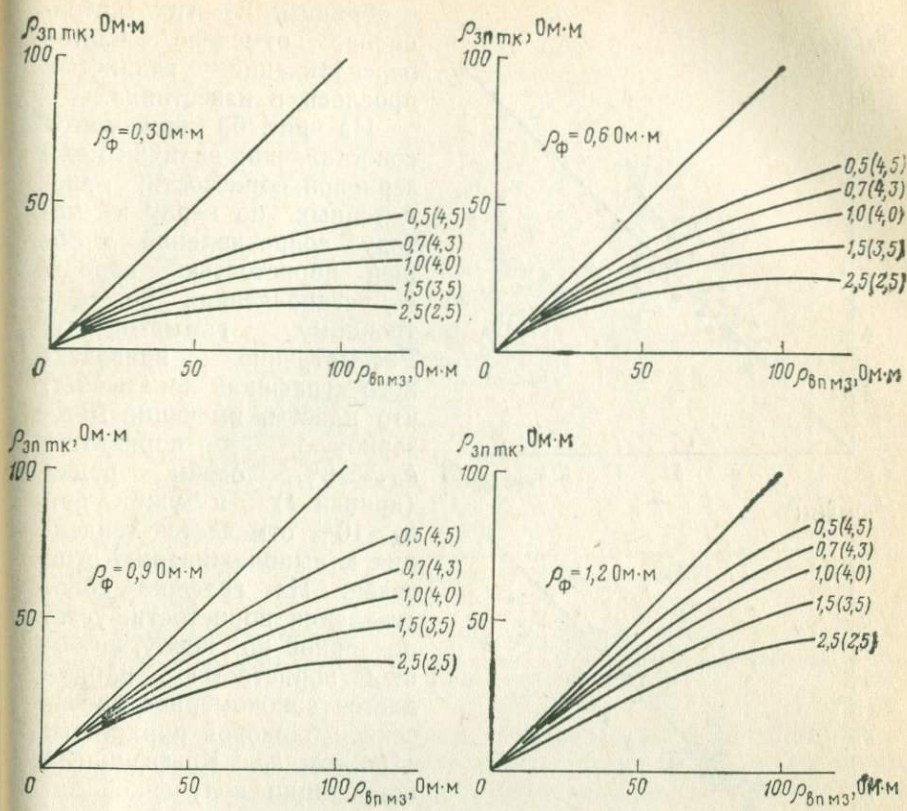


Рис. 61. Сопоставление удельного сопротивления $\rho_{вп\text{ мз}}$ водонасыщенного блока с удельным сопротивлением $\rho_{zn\text{ тк}}$ зоны проникновения трещинно-кавернозной породы.

Шифр кривых — $k_{п\text{ тр}}$ и ($k_{п\text{ к}}$) в %

Оценка межзерновой пористости по методу сопротивления проводилась для скважин Малгобек-Вознесенского месторождения и скв. 154 месторождения Карабулак-Ачалуки. Полученные величины $k_{п\text{ мз}}$ сопоставлялись с пористостью, определенной на образцах пород, отобранных из этих скважин. Сравнение (рис. 62) показало удовлетворительную сходимость результатов определений до значений $k_{п\text{ мз}} = 5-6\%$. Выше этого предела наблюдается тенденция к занижению величин межзерновой пористости, определенных по методу сопротивления, которая по мере увеличения $k_{п\text{ керн}}$ становится все более заметной. Превышение значений $k_{п\text{ мз}}$, определенных по удельному сопротивлению над пористостью по керну в некоторых пластах связано, по-видимому, с их повышенной глинистостью. В кернах,

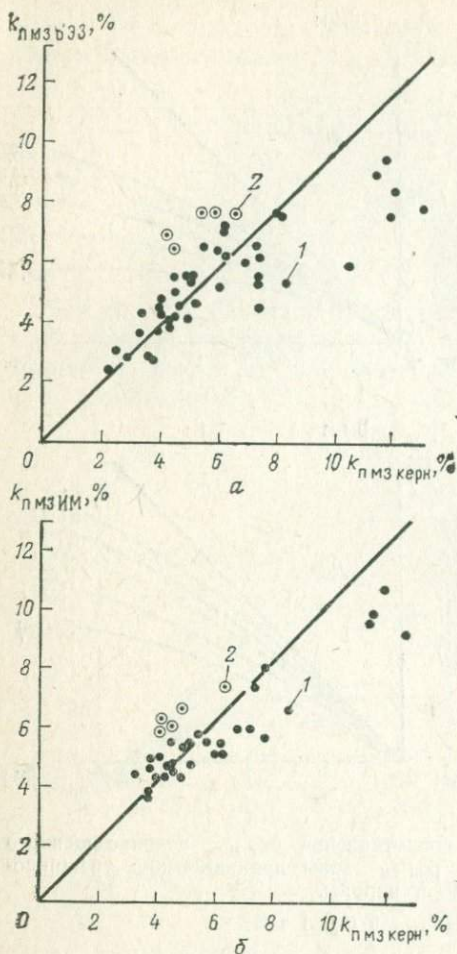


Рис. 62. Сопоставление величин межзерновой пористости $k_{п мз}$ трещинно-кавернозной породы, определенных по керну и удельному сопротивлению (а) и по индукционному методу и керну (б).

Точки в кружках — глинистые известняки

$\rho_{вц}$ в 1,5 раза, то при $k_{п мз} = 10\%$ они отличаются уже в 2 и при $k_{п мз} = 13\%$ более чем в 3 раза.

Анализ кривых зондирования в продуктивных пластах, характеризующихся высокой общей и межзерновой пористостью по керну, показал, что таким отложениям соответствуют, как правило, трехслойные кривые с проникновением, повышающим удельное сопротивление пласта. Для остальной части разреза, где боковая пористость в редких случаях превышает 5—6%,

отобранных из этих интервалов, отмечено частое переслаивание глинистых прослоев и известняка.

На рис. 63 приводится сопоставление величин межзерновой пористости, определенных по керну и методу сопротивлений с общей пористостью породы $k_{п}$, установленной по нейтронному гамма-методу. Рассмотрение приведенного графика показывает, что пласты, имеющие межзерновую пористость $k_{п мз} > 8\%$, очень редки (кривая 1) и уже при $k_{п} > 10\%$ отмечается тенденция к выполаживанию этой связи. На графике сопоставления пористости, установленной по керну, с общей пористостью наблюдается закономерное увеличение блоковой пористости с ростом $k_{п}$. Коэффициент корреляции полученной зависимости равен 0,9.

Сравнение величин удельных сопротивлений водонасыщенного блока, определенных по методу сопротивлений и керну, показало, что различие между ними тем больше, чем выше значение межзерновой пористости. Если при пористости $k_{п мз} = 7,5\%$ величина $\rho_{п тк}$ превышает

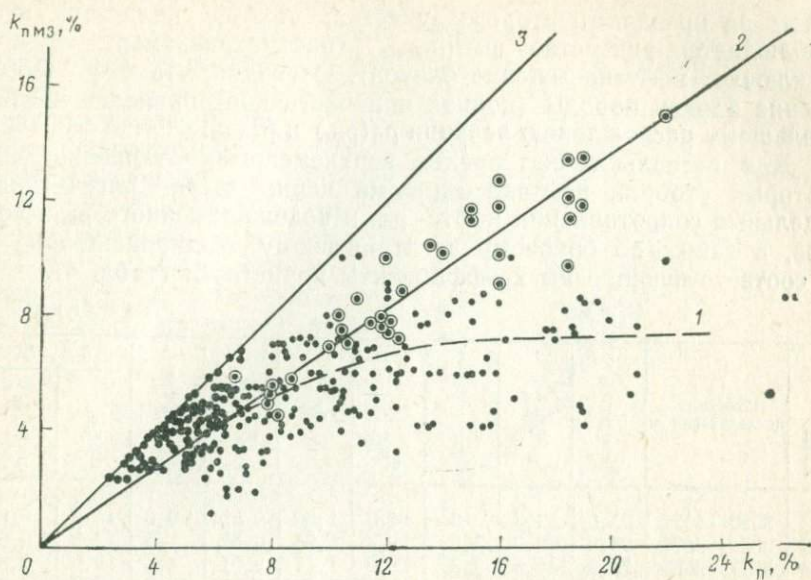


Рис. 63. Сопоставление общей k_n и межзерновой k_{nmz} пористости известняков. Межзерновая пористость определена: 1 — по удельному сопротивлению породы, 2 — по ядру; 3 — линия равных значений пористостей

характерны двухслойные кривые зондирования. Получение трехслойных кривых зондирования с повышающим проникновением фильтрата бурового раствора в нефтеносном карбонатном коллекторе можно объяснить следующим образом. За короткий промежуток времени с момента вскрытия пласта пресный фильтрат бурового раствора по трещинам проникает на значительную глубину и затем в течение более длительного времени происходит медленная пропитка фильтратом блоков породы. При этом зона проникновения может быть подразделена на три участка [15]:

- 1) полностью промытый фильтратом бурового раствора;
- 2) трещины заполнены фильтратом, а блоки частично опреснены;
- 3) трещины заполнены фильтратом, а блоки минерализованной пластовой водой.

По-видимому, получение кривых зондирования с повышающим проникновением для высокопористых известняков верхнего мела связано с тем, что удельное сопротивление левой ветви данной кривой определяется сопротивлением блока породы в зоне опреснения, а удельное сопротивление, установленное по правой ветви кривой зондирования, характеризуется сопротивлением блока во втором или третьем участке. И в том случае, когда радиус исследования большими зондами захватывает об-

ласть за пределами второго участка, можно полагать, что соблюдается равенство $\rho_{\Pi} = \rho_{\text{вп мз}}$ (рассматриваемый случай исключает нефтенасыщение блоков). Очевидно, что нефтенасыщение блоков породы (полное или частичное) приведет к еще большему расхождению величин $\rho_{\Pi} (\rho_{\text{зп}})$ и $\rho_{\text{вп мз}}$.

Для нескольких интервалов верхнемеловых отложений, из которых отобран нефтенасыщенный керн, были рассчитаны удельные сопротивления нефте- $\rho_{\text{нп}}$ и водонасыщенного $\rho_{\text{вп}}$ блоков, а также по боковому электрическому зондированию $\rho_{\text{п тк}}$ и соответствующие им коэффициенты пористости (табл. 4).

Т а б л и ц а 4

| Номер сква- жины | Интервал, исследования м | $k_{\text{п керн}}$ % | $k_{\text{н}}$ % | $\rho_{\text{он}}$ | $\rho_{\text{п}}$ | $\rho_{\text{нп}}$ Ом·м | $\rho_{\text{вп}}$ Ом·м | $\rho_{\text{п тк}}$ Ом·м | $k_{\text{пмз}}$ % | |
|---------------------|-----------------------------|-----------------------|------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|-----------------------|-------------------------|
| | | | | | | | | | по $\rho_{\text{нп}}$ | по $\rho_{\text{п тк}}$ |
| 813 | 3020—3022 | 25,5 | 53,3 | 3 | 14,0 | 1,90 | 0,65 | 9,0 | 15,0 | 6,8 |
| 813 | 3066—3071 | 28,8 | 60,0 | 3,8 | 11,2 | 1,95 | 0,52 | 1,5 | 14,5 | 16,0 |
| 813 | 3077—3083 | 29,2 | 44,8 | 2,3 | 11,0 | 1,17 | 0,51 | 4,4 | 19,0 | 9,5 |
| 826 | 2718—2724 | 28,5 | 67,6 | 5,1 | 11,5 | 2,70 | 0,53 | 15,0 | 12,5 | 4,8 |
| 833 | 2762—2770 | 15,4 | 27,7 | 1,5 | 36,0 | 2,48 | 0,78 | 10,0 | 13,0 | 6,0 |
| 833 | 2762—2770 | 9,8 | 25,3 | 1,45 | 85,0 | 5,70 | 1,87 | 10,0 | 8,2 | 6,0 |
| 833 | 2762—2770 | 15,3 | 18,9 | 1,32 | 37,0 | 2,25 | 0,80 | 10,0 | 13,5 | 6,0 |

Значения коэффициентов нефтенасыщения $k_{\text{н}}$, приведенные в табл. 4, определялись по формуле

$$k_{\text{н}} = 1 - k_{\text{во}},$$

где $k_{\text{во}}$ — содержание остаточной воды в керне.

Таким образом, при проведении расчетов предполагалось максимально возможное нефтенасыщение блоков породы (величины $k_{\text{н}}$, полученные экспериментальным путем, во всех случаях оказались ниже приведенных в табл. 4).

Определение удельного сопротивления нефтенасыщенного блока проводилось по формуле

$$\rho_{\text{нп}} = \rho_{\text{п}} \rho_{\text{он}} \rho_{\text{в}}.$$

Анализ данных табл. 4 показывает, что удельное сопротивление, определенное по боковому электрическому зондированию, не менее чем в 3—5 раз превышает удельное сопротивление нефтенасыщенного блока.

Сопоставление коэффициентов пористости, определенных по $\rho_{\text{нп}}$, $\rho_{\text{п тк}}$ и керну, показывает, что расхождение между ними начинается со значения $k_{\text{п керн}} \approx 10\%$ в первом случае (рис. 64, кривая 1) и $k_{\text{п керн}} \approx 6\%$ во втором (кривая 2). Учет нефтенасыщения блоков приводит к некоторому увеличению межзерновой пористости $k_{\text{п мз}}$, но, несмотря на это, в отдельных случаях

коэффициенты пористости по керну в 1,5—2 раза выше пористости, определенной по удельному сопротивлению трещинно-кавернозной породы. Характерно, что с ростом межзерновой пористости по керну от 10 до 29% увеличения пористости, установленной по удельному сопротивлению породы, практически не наблюдаем. На рис. 64 приведено также сопоставление $k_{п \text{ керн}}$ со значениями пористости, установленными по $\rho_{п \text{ БЭЗ}}$ для пластов скв. 154 Карабулак-Ачалукского месторождения. Наблюдаемая тенденция сохраняется и в этом случае.

Проведенный анализ показывает, что возможными причинами, приводящими к занижению пористости, определяемой по методу сопротивления в трещинно-кавернозных породах¹, являются частичное опреснение жидкости, насыщающей блоки породы и нефтенасыщение блоков. Вероятность и интенсивность отмеченных факторов тем выше, чем больше общая пористость породы.

Результаты наблюдений за характером изменения удельных сопротивлений карбонатных пород со смешанным типом пористости во времени показали, что со временем $\rho_{п}$ увеличиваются в 4—10 раз [114, 115]. Причинами, приводящими к росту удельных сопротивлений, являются увеличение глубины проникновения и влияние процессов диффузии. Аналогичные результаты были получены по скв. 863 Малгобек-Вознесенского месторождения.

Наряду с отмеченными причинами погрешности в определении межзерновой пористости по удельному сопротивлению могут быть вызваны неучетом условий залегания пластов, т. е. горного давления и температуры, а также тем обстоятельством, что при построении экспериментальной зависимости $P_{п} = f(k_{п})$

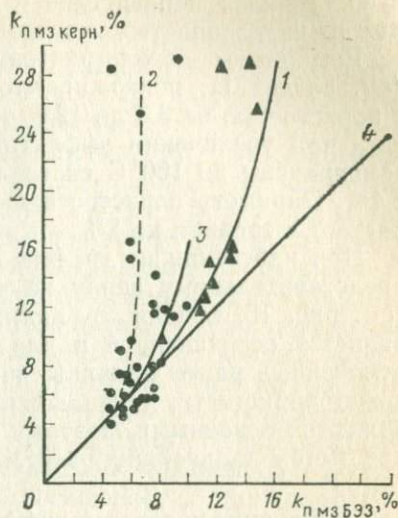


Рис. 64. Сопоставление величин межзерновой пористости, определенных по керну $k_{п \text{ мз керн}}$ и методу сопротивления $k_{п \text{ мз БЭЗ}}$.

Пористость определена по удельному сопротивлению: 1 — нефтенасыщенного блока породы; 2 — трещинно-кавернозной породы; 3 — сопоставление для скв. 154 месторождения Карабулак-Ачалуки; 4 — линия равных значений пористостей

¹ Все рассуждения относительно оценки межзерновой пористости в трещинно-кавернозных известняках проводятся для случаев, когда $\rho_{п} > 10 - 20\rho_{в}$, довольно широко распространенных на практике.

использовался непредставительный керн, отобранный в основном из низкопористых участков разреза.

Результаты экспериментов, выполненных Б. Н. Куликовым (см. раздел I), показали, что для известняков верхнего мела с пористостью от 3,3 до 12% относительное изменение величины $k_{п\text{мз}}$ при увеличении эффективного давления до 250 кгс/см² и температуры до 100°С составляет не более 4%, а в среднем — 2,4%. Параметр пористости $P_{п}$ с увеличением температуры возрастает в среднем на 2%.

При нанесении на график $P_{п}=f(k_{п})$ точек, соответствующих представительному керну из высокопористых участков разреза (см. рис. 15, кривая 5), видим, что используемая зависимость является усредняющей и для новых данных. Таким образом, отмеченные ранее причины, приводящие к занижению межзерновой пористости, устанавливаемой по геофизическим данным, являются основными, поэтому детальное рассмотрение их будет предметом дальнейших рассуждений.

Влияние процессов диффузии и фильтрации бурового раствора на удельное сопротивление трещинно-кавернозных пород

Реальная трещиноватая пористая порода является сложной средой, состоящей из двух сред с резко различными свойствами, для которой, как правило, неизвестно расположение трещин и пор в пространстве. Каждая точка пространства трещиноватой породы имеет два значения давления [26]: среднее p_1 в жидкости, заполняющей трещины в окрестности данной точки, и p_2 в жидкости, насыщающей пористые блоки. В результате разности этих давлений происходит обмен жидкости между блоками и трещинами.

При вскрытии пород давление на забое обычно превышает пластовое. Под действием перепада давления буровой раствор по трещинам проникает на значительное расстояние в глубь пласта. При этом давление p_1 в трещинах повышается, следовательно, увеличивается разность давлений ($p_1 - p_2$), что приводит к фильтрации жидкости из трещин в блок породы. Объем жидкости, проникающей в блок породы, зависит, в первую очередь, от ее проницаемости и соотношения вязкостей фильтрата бурового раствора и жидкости, насыщающей межзерновое пространство блоков. Проницаемость мелкозернистых известняков в большинстве случаев составляет тысячные доли миллидарси и только в отдельных высокопористых кернах достигает 0,01—0,1 мД, что препятствует, по-видимому, глубокому проникновению фильтрата в блоки. Проникновение раствора в блоки зависит от соотношения вязкостей фильтрата и пластовой жидкости. Известно, что вязкость жидкости связана с минерализацией. С увеличением последней вязкость возрастает. Для

условий Восточного Предкавказья, где бурение проводится в основном на пресных буровых растворах, минерализация пластовой воды C_b , насыщающей блоки, более чем в 20 раз превышает минерализацию фильтрата бурового раствора C_f ($C_b = 50$ г/л, $C_f = 2$ г/л в пластовых условиях).

Помимо явления фильтрации, перемещение отдельных составных частей растворов, насыщающих блоки и трещины карбонатных пород, может происходить и в тех случаях, когда возникает разница концентраций этих растворов. При этом вместо общего течения наступает диффузия отдельных ионов или молекул [116]. Отмеченная выше разница в концентрациях фильтрата бурового раствора и жидкости, насыщающей блоки породы, является благоприятной и для протекания диффузионных процессов [6]. Очевидно, что явления фильтрации бурового раствора и диффузии приводят к частичному опреснению блока породы и, следовательно, к увеличению его удельного сопротивления.

В связи с тем, что между вскрытием высокопористых пластов и проведением промыслово-геофизических исследований в скважине проходит довольно длительное время (не менее 10—15 сут), следует ожидать заметный эффект выщелачивания породы из-за указанных процессов.

Поскольку фильтрация бурового раствора в блоки ограничена, нами исследовалось изменение удельного сопротивления водонасыщенного блока под влиянием диффузионных процессов. Для эксперимента было отобрано 16 кернов из отложения верхнего мела скв. 154 месторождения Карабулак-Ачалуки, имеющих пористость от 3,9 до 15,4%. Предварительно подготовленные образцы, насыщенные раствором с концентрацией $C_b = 50$ г/л (что соответствует минерализации пластовых вод), помещались в раствор с $C_f = 5$ г/л, приближающейся по величине к минерализации бурового раствора. Сопротивления образцов замерялись в течение месяца. Одновременно проводился замер удельного сопротивления жидкости ρ_c (табл. 5, рис. 65).

При концентрации $C_f = 5$ г/л величина $\rho_c = 1$ Ом·м. Изменение удельного сопротивления жидкости до предельного значения, равного $\rho_c = 0,75$ Ом·м, происходило в течение 17 сут. К этому времени стабилизировались удельные сопротивления всех образцов. По данным табл. 5, увеличение сопротивления до предельного значения в кернах с пористостью $k_{п мз} \geq 6\%$ происходит в течение 3—5 сут, а в кернах с $k_{п мз} \leq 6\%$ за 10—17 сут. Характерно, что с уменьшением пористости время, которое требуется для достижения предельного значения сопротивления, увеличивается.

Через 21 сут сменили раствор на новый с минерализацией $C_f = 5$ г/л. Первый замер удельных сопротивлений провели на следующий день. Как видно из рис. 65, почти у всех кернов наблюдается резкое увеличение сопротивления. Через 5 сут после смены раствора снова отмечается стабилизация величины

| Номер образца | $k_d, \%$ | День начала стабилизации сопротивления | Удельное сопротивление $\rho_{II}, \text{Ом}\cdot\text{м}$ | | | | | Увеличение сопротивления (число раз) | | | Предел опреснения, % | | | Примечание |
|---------------|-----------|--|--|--------------------------|---|----------------|---------------|--------------------------------------|----------------|---------------|----------------------|----------------|---------------|--|
| | | | $C_B = 50 \text{ г/л}$ | $C_\Phi = 5 \text{ г/л}$ | при стабилизации (до смешивания раствора) | на третий день | на пятый день | при стабилизации | на третий день | на пятый день | при стабилизации | на третий день | на пятый день | |
| 1 | 15,4 | 3 | 7,32 | 42,14 | 33,62 | 33,62 | 33,62 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 80 | 80 | 80 | Образец неправильной формы |
| 2 | 15,4 | 3 | 6,39 | 44,56 | 38,74 | 38,74 | 38,74 | 6,1 | 6,1 | 6,1 | 87 | 87 | 87 | |
| 3 | 10,0 | 3—5 | 18,46 | 93,32 | 59 | 51,07 | 55,68 | 3,2 | 2,8 | 3,0 | 63 | 55 | 60 | Образец раскололся по трещине |
| 4 | 8,99 | 3 | 11,72 | 68,26 | 54,31 | 54,31 | 54,31 | 4,6 | 4,6 | 4,6 | 80 | 80 | 80 | |
| 5 | 8,99 | 5—6 | 13,74 | 74,44 | 55 | 46,63 | 52,35 | 4,0 | 3,40 | 3,8 | 74 | 64 | 71 | |
| 6 | 8,91 | 5 | 26,16 | 152,30 | — | 78,46 | 100,88 | — | 3,0 | 4,2 | — | 52 | 66 | |
| 7 | 6,97 | 6 | 25,52 | 175,98 | 120 | 101,63 | 115,71 | 4,7 | 4,0 | 4,4 | 69 | 58 | 66 | |
| 8 | 6,01 | 10 | 36,98 | 145,10 | 74 | 64,31 | 70,74 | 2,1 | 1,8 | 2,0 | 51 | 45 | 49 | |
| 9 | 5,99 | 10 | 47,78 | 224,14 | 148,89 | 95,53 | 113,32 | 3,1 | 2,0 | 2,4 | 62 | 42 | 50 | Образец неправильной формы |
| 10 | 5,56 | 10 | 51,97 | 319,71 | 211,31 | 147,99 | 170 | 4,1 | 2,8 | 3,3 | 66 | 46 | 53 | |
| 11 | 5,36 | 10 | 84,26 | 363,86 | 193,48 | 114,65 | 144,79 | 2,3 | 1,4 | 1,7 | 53 | 29 | 40 | Имеется трещина раскрытостью 1 мм, заполненная кальцитом |
| 12 | 4,97 | 8 | 57,11 | 285,57 | 144,21 | 103,10 | 120,57 | 2,5 | 1,8 | 2,1 | 50 | 36 | 42 | |
| 13 | 4,97 | 17 | 56,32 | 272,88 | 168,28 | 110,39 | 116,30 | 3,0 | 2,0 | 2,0 | 61 | 40 | 43 | |
| 14 | 4,48 | 10 | 62,11 | 310,56 | 208,26 | 135,18 | 157,66 | 3,4 | 2,2 | 2,5 | 66 | 43 | 51 | |
| 15 | 4,38 | 17 | 80,52 | 381,48 | 269,98 | 163,41 | 188,78 | 3,4 | 2,0 | 2,3 | 70 | 43 | 50 | |
| 16 | 3,88 | 17 | 67,96 | 211,63 | 155 | 111,77 | 120,42 | 2,3 | 1,6 | 1,8 | 77 | 53 | 57 | |

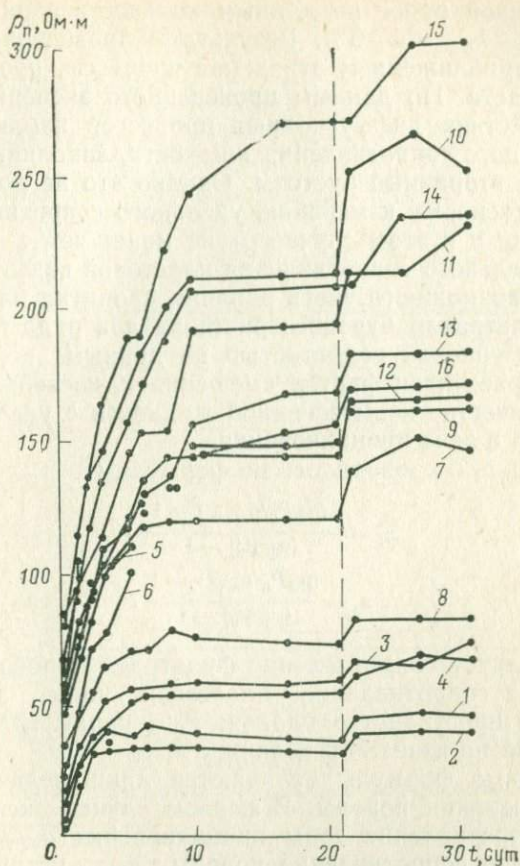


Рис. 65. Изменение удельного сопротивления ρ_p кернов в результате диффузии.
1—16 — номера образцов

удельного сопротивления у всех кернов. Данные табл. 5 показывают, что уже на третий день сопротивление высокопористых образцов в среднем увеличивается в 4, а низкопористых в 2 раза. Максимальное увеличение сопротивления отмечается в кернах 1, 2 и 4, где уже на третий день заметно увеличение удельного сопротивления по отношению к сопротивлениям при насыщении порового пространства раствором $C_\phi = 5$ г/л на 80—87%.

Следует отметить, что на практике изучаемые процессы происходят несколько медленнее и, возможно, с меньшим эффектом. Однако установленная в этих опытах нижняя граница межзерновой пористости блоков $k_{п\text{мз}} \approx 6\%$, когда существенно начинает сказываться влияние диффузионных процессов, соответ-

увет полученной ранее по данным количественной интерпретации величине $k_{п мз} = 5-6\%$. Результаты проведенных опытов с некоторым приближением отражают процессы, происходящие в условиях пласта. По данным проведенного эксперимента в результате действия диффузионных процессов наблюдается снижение удельного сопротивления жидкости, заполняющей трещины и другие вторичные пустоты. Однако это не должно привести к существенному изменению удельного сопротивления породы, поскольку и в этом случае ρ_f не менее чем в 15 раз отличается от удельного сопротивления пластовой воды.

С целью возможного учета влияния пропитки блоков породы пресным фильтратом бурового раствора для ряда пластов с известной межзерновой пористостью по данным керна ($k_{п мз} > 5\%$) был рассчитан фактор смешения z , косвенно характеризующий количество невытесненной жидкости с удельным сопротивлением ρ_v в зоне проникновения.

Определение z проводилось по формулам

$$z_1 = \frac{(\rho_f P_{п} / \rho_{зп тк}) - 1}{(\rho_f / \rho_v) - 1},$$

$$z_2 = \frac{(\rho_f P_{п} / \rho_{п тк}) - 1}{(\rho_f / \rho_v) - 1},$$

где ρ_f — удельное сопротивление фильтрата бурового раствора; ρ_v — удельное сопротивление пластовой воды, заполняющей межзерновое пространство блоков; $P_{п}$ — параметр пористости, определяемый по известной величине $k_{п мз}$.

Приведенные формулы отличаются лишь величиной удельного сопротивления породы. В первом случае использовалось удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп тк}$, а во втором — удельное сопротивление породы $\rho_{п тк}$, установленное по правой ветви кривой зондирования. Анализ кривых зондирования в исследуемых пластах показал, что здесь наблюдается достаточно глубокое проникновение фильтрата по трещинам в глубь пласта и, возможно, что величина $\rho_{п тк}$ также не характеризует удельное сопротивление неизменной проникновением части пласта, а отражает лишь его сопротивление в части зоны проникновения, которая исследуется большими градиент-зондами. По этой причине определение z проводилось как по величине $\rho_{зп тк}$, так и по $\rho_{п тк}$.

Полученные в результате расчетов значения z_1 и z_2 сопоставлялись с отношениями $\rho_{зп тк} / \rho_f$ и $\rho_{п тк} / \rho_f$ (рис. 66). Из приведенных графиков видно, что характер изменения z с увеличением отношений $\rho_{зп тк} / \rho_f$ и $\rho_{п тк} / \rho_f$ практически одинаков. Для наглядности осредняющая кривая зависимости $z_1 = f(\rho_{зп тк} / \rho_f)$ перенесена на график $z_2 = f(\rho_{п тк} / \rho_f)$. Предел изменения z для коллекторов изучаемого типа довольно широк от $z \leq 0,01$ до 1. Большой разброс точек на графике $z_2 = f(\rho_{п тк} / \rho_f)$ (величина

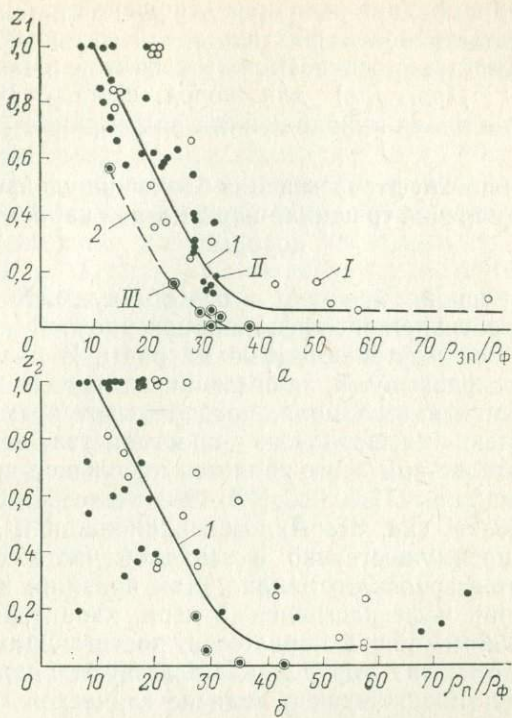


Рис. 66. Зависимости $z_1 = f(\rho_{zn}/\rho_\phi)$ [а] и $z_2 = f(\rho_n/\rho_\phi)$ [б].

Кривые для ядер месторождений Малгобек-Вознесенского (I) и Карабулак-Ачалуки (II): 1 — с $k_{II\text{ мз}} < 16\%$, 2 — с $k_{II\text{ мз}} > 16\%$; III — зависимость для пластов с $k_{II\text{ мз}} > 16\%$

корреляционного отношения $\eta = 0,7$) по сравнению с графиком $z_1 = f(\rho_{zn\text{ тк}}/\rho_\phi)$ ($\eta = 0,82$) связан, по-видимому, с недостаточной точностью оценки $\rho_{zn\text{ тк}}$ по боковому электрическому зондированию в пластах, мощность которых менее 4 м. Наличие достаточной тесной связи между z_1 и отношением $\rho_{zn\text{ тк}}/\rho_\phi$ позволяет использовать величину удельного сопротивления зоны проникновения для определения z .

Предлагаемая зависимость $z = f(\rho_{zn\text{ тк}}/\rho_\phi)$ является осредненной для пород с межзерновой пористостью $k_{II\text{ мз}} \leq 15-16\%$. Из природы данной связи следует ожидать наличие семейства кривых, шифром которых должна быть пористость. Однако для отложений верхнего мела достаточно разделение коллекторов на две группы: с межзерновой пористостью до 16% и с $k_{II\text{ мз}} > 16\%$, так как точки, соответствующие породам первой группы, довольно тесно располагаются около кривой 1 (см. рис. 66, а), а для пород второй группы характерны низкие значения факто-

ра смешения z и средние величины отношений $\rho_{\text{зп тк}}/\rho_{\text{ф}}$ ($\rho_{\text{п тк}}/\rho_{\text{ф}}$).

Из-за недостаточности фактического материала в данный момент не представилось возможным получить более точную зависимость $z=f(\rho_{\text{зп тк}}/\rho_{\text{ф}})$ для пород, с $k_{\text{п мз}} > 16\%$, поэтому на рис. 66, а дается ее приближенный вид (кривая 2).

Влияние нефтенасыщения блоков на удельное сопротивление трещинно-кавернозной карбонатной породы

Второй основной причиной, способствующей завышению удельного сопротивления трещинно-кавернозной карбонатной породы, является нефтенасыщение матрицы. В последние годы все больше исследователей, занимающихся изучением карбонатных отложений верхнего мела, предполагают возможность насыщения нефтью межзернового пространства ненарушенных блоков. Свидетельством этого является небольшое число кернов, извлеченных из скв. 277-8, 832, 826, 833 Малгобек-Вознесенского месторождения, скв. 813 Ахловской площади и других, расположенных преимущественно в западной части Терско-Сунженского нефтегазоносного района. Как правило, интервалы, в которых отобран нефтенасыщенный керн, характеризуются высокими значениями общей пористости, достигающими 25—30%. О проницаемости этих пород свидетельствуют положительные приращения на микрозондах и наличие глинистой корки на кавернограммах.

Величины коэффициентов нефтенасыщения, определенные на образцах известняков, по данным различных исследователей изменяются от единиц до 37%, газопроницаемость кернов составляет сотые и десятые доли миллиарда, величина открытой пористости превышает 10%.

Дискуссионный в настоящее время — вопрос о происхождении эффективных (нефтенасыщенных) пор матрицы известняков. По мнению одних исследователей [96, 102], поры образовались в результате выщелачивания в органогенных известняках раковинок фораминифер. Другие [16, 17] предполагают, что эффективной емкостью в верхнемеловом коллекторе (наряду с трещинами и пустотами выщелачивания) являются тончайшие поры между зернами карбоната кальция, так как среди изученных ими нефтенасыщенных пород были известняки с различной структурой: органогенные (сферовые и фораминиферовые), тонкозернистые с различным содержанием органических остатков. Независимо от структуры вся порода оказалась нацело насыщенной нефтью.

С целью изучения влияния нефтенасыщения на удельное сопротивление известняков и установления нижнего предела пористости, при котором возможно насыщение нефтью межзернового пространства блоков был проведен специальный экс-

перимент¹ на нескольких кернах из скв. 154 и 833 (соответственно Карабулак-Ачалукское и Малгобек-Вознесенское месторождения), имеющих величину открытой пористости от 4,19 до 15,18%.

Выбранные для эксперимента керны имели цилиндрическую форму с диаметром 30 мм и длиной от 16 до 46,2 мм. На боковой поверхности образцов закрепляли измерительные электроды — кольца из стальной проволоки. В зависимости от длины керна устанавливали два или три электрода, что позволяло в процессе опыта следить за изменением удельного сопротивления вдоль образца. Затем боковую поверхность кернов изолировали с помощью покрытия из эпоксидной смолы. Концы измерительных электродов были выведены наружу.

Подготовленные таким образом, предварительно отмытые и высушенные, образцы подвергались вакуумированию в течение 7 ч и затем насыщались под вакуумом минерализованной водой, имеющей концентрацию 50 г/л и плотность 1,032 г/см³ (плотность пластовой воды в поверхностных условиях изменяется от 1,027 до 1,032 г/см³). Время выпитывания жидкости составило 12 ч. Таким образом, была обеспечена высокая степень заполнения порового пространства минерализованной водой.

Для определения остаточной водонасыщенности исследуемых кернов и изучения изменения удельного сопротивления в зависимости от величины k_v был применен метод вытеснения.

При этом образец породы, насыщенный минерализованной водой (смачивающей жидкостью), помещали в камеру. Боковая поверхность образца тщательно изолировалась. Камеру заполняли несмачивающей жидкостью, в качестве которой использовалась модель пластовой нефти — смесь нефти из отложений верхнего мела с керосином. Плотность модели нефти составила 0,803 г/см³ при $t=20^\circ\text{C}$ (плотность пластовой дегазированной нефти в поверхностных условиях — 0,824 г/см³).

Затем давление несмачивающей жидкости в камере медленно повышали с помощью масляного пресса до определенного значения и в дальнейшем поддерживали постоянным. Это способствовало некоторому проникновению несмачивающей жидкости внутрь образца. В результате вытеснялась часть жидкости, насыщающей поровое пространство породы. Объем вытесняемой жидкости замерялся по шкале мерной бюретки.

Затем при определенном давлении замерялось удельное электрическое сопротивление образца на четырехэлектродной установке. В процессе эксперимента было отмечено, что из кернов с открытой пористостью меньше 10%, вытеснялась только насыщающая их жидкость — минерализованная вода. Первые

¹ Эксперимент осуществлен в БелНИГРИ под руководством кандидата геолого-минералогических наук Л. И. Орлова.

| Номер образца | Номер скважины | $k_{ПМЗ}$, % | $d_{обр}$, мм | $l_{обр}$, мм | Удельное сопротивление $\rho_{П}$, Ом·м | | | | | Масса образца, г | | | k_B , % | P_H | Примечание | |
|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|--|------------------------|------------------------|------------------------|-------------|------------------|-------------------|-------------|-----------|-------|---|---|
| | | | | | до опыта | 20 кгс/см ² | 35 кгс/см ² | 50 кгс/см ² | после опыта | сухого | насыщенного водой | после опыта | | | | |
| 1 | 154 | 4,19 | 29,0 | 28,4 | 9,04 | 9,18 | 9,0 | 9,87 | 9,36 | 62,0673 | 62,9411 | 62,8625 | 82,0 | 1,06 | Образец плотный, без трещин, через него фильтровалась вода | |
| 2 | 154 | 5,65 | 30,0 | 24,8 | 5,54 | 5,54 | 5,81 | 6,45 | (11,70) | 52,1080 | 53,0951 | 53,0827 | 100,0 | 1,16 | Образец плотный, без трещин, со стилолитовым швом, расположенным у боковой поверхности образца, через него фильтровалась вода | |
| 3 | 833 | 6,28 | 30,0 | 32,0 | 19,6 | 19,7 | 20,8 | 22,4 | (4,06) | — | 66,7440 | 66,7155 | 90,9 | 1,13 | На торцовых поверхностях образца стилолитовые швы | |
| 4 | 154 | 6,29 | 28,8 | 25,2 | 6,6 | 6,6 | 6,8 | 6,6 | 6,6 | 53,0955 | 54,2047 | 54,1957 | 98,2 | 1,0 | Образец плотный, без видимых трещин и стилолитовых швов, через него фильтровалась вода | |
| 5 | 154 | 8,13 | 29,0 | 24,3 | 11,5 | 11,51 | 12,65 | 13,42 | 18,50 | 50,0077 | 51,4687 | 51,4249 | 90,0 | 1,16 | На торцовой поверхности образца отмечены волосяные трещины, через него фильтровалась вода | |
| 6 | 833 | 8,18 | 30,0 | 26,5 | 5,29 | 5,21 | 5,65 | 7,92 | 8,0 | — | 53,8423 | 53,7199 | 63,8 | 1,52 | На торцовой поверхности образца отмечены волосяные трещины, через него фильтровалась вода | |
| 7 | 154 | 9,51 | 29,5 | 18,5 | 5,6 | 11,9 | 12,1 | 13,8 | 6,6 | 39,0766 | 40,2679 | 49,2594 | 81,5 | 1,15 | Образец неправильной формы, на торцовой поверхности одна волосяная трещина, через него фильтровалась вода | |
| 9 Зак. 2590 | 8 | 154 | 10,88 | 30,0 | 16,0 | 5,92 | 5,54 | 5,54 | 8,5 | 8,5 | 32,6625 | 33,9278 | 33,7943 | 78,0 | 1,43 | На торцовой поверхности образца тонкие трещины; при давлении 50 кгс/см ² через него фильтровалась нефть с водой |
| | 9 | 154 | 12,39 | 29,0 | 27,5 | 2,37 | 3,72 | 4,26 | — | 5,9 | — | 55,3749 | 55,1276 | 53,0 | 2,5 | Появление пленки нефти и отдельных капель при давлении 35 кгс/см ² |
| | 10 | 154 | 12,73 | 29 | 21 | 2,23 | 2,34 | 5,26 | 5,59 | 5,60 | 41,6492 | 43,5038 | 43,2548 | 43,0 | 2,5 | На поверхности образца отмечены волосяные трещины и стилолитовые швы; при давлении 50 кгс/см ² фильтровалась нефть; первые признаки нефти появились при давлении 35 кгс/см ² |
| | 11 | 833 | 14,12 | 30,0 | 25,6 | 2,7 | 8,42 | 10,0 | — | 9,4 | 50,0740 | 52,9121 | 52,2923 | 42,4 | 3,48 | Образец без видимых трещин и стилолитовых швов; при давлении 50 кгс/см ² через образец фильтровалась нефть |
| | 12 | 833 | 14,4 | 28,2 | 46,2 | 7,0 | 12,4 | 20,8 | 23,5 | 15,6 | 83,8183 | 88,7840 | 88,0743 | 46,2 | 2,22 | Образец без видимых трещин и стилолитовых швов; первые признаки нефти (пленки, капельки) появились при давлении 35 кгс/см ² , при давлении 50 кгс/см ² через него фильтровалась нефть |
| | 13 | 833 | 15,18 | 30,0 | 20,0 | 5,1 | 11,51 | 12,65 | 18,35 | 13,42 | 37,3776 | 39,5087 | 39,1843 | 43,5 | 2,64 | Образец с микротрещиной на торцовой поверхности, обращенной к нефти, на другом торце нет ни трещин, ни стилолитовых швов; первые признаки нефти появились при давлении 20 кгс/см ² ; при давлении 50 кгс/см ² фильтровалась нефть |

признаки нефти — отдельные пленки и капельки появлялись из кернов, имеющих открытую пористость выше 10%, при давлении в модели нефти, равном 35 кгс/см², и только в образце 13 (табл. 6), пористость которого составляет 15,18%, появление пленок и капель нефти отмечалось уже при давлении 20 кгс/см².

Спустя некоторое время, после подъема давления до 50 кгс/см², через керны, имеющие пористость выше 10%, фильтровалась сначала нефть с водой, а затем уже чистая нефть. Опыт прекращали спустя ~0,5 ч после начала фильтрации чистой нефти.

Анализ данных табл. 6 показывает, что для образцов, имеющих межзерновую пористость менее 10%, как правило, отмечается незначительное увеличение сопротивления при подъеме давления до 50 кгс/см². Коэффициент увеличения сопротивления P_n для них не превышает 1,16. Исключение наблюдалось лишь для образца 6, у которого величина $P_n = 1,52$. Возможно, это объясняется влиянием микротрещин.

Для кернов с межзерновой пористостью выше 10% отмечается увеличение удельного электрического сопротивления после фильтрации через них нефти в 1,5—3,5 раза.

Определение содержания остаточной воды в исследуемых ядрах после эксперимента проводилось по весовому способу. Зная массы сухого образца m_c и образца $m_{\text{шт}}$ после вытеснения из него части насыщающей жидкости, находили массу воды и модели нефти в образце в данный момент $m_{\text{в+н}}$

$$m_{\text{в+н}} = m_{\text{шт}} - m_c.$$

Содержание воды в поровом пространстве породы может быть определено из соотношения

$$m_{\text{в+н}} = \delta_{\text{в}} V_{\text{в}} + \delta_{\text{н}} (V_{\text{пор}} - V_{\text{в}}),$$

откуда

$$V_{\text{в}} = \frac{m_{\text{в+н}} - \delta_{\text{н}} V_{\text{пор}}}{\delta_{\text{в}} - \delta_{\text{н}}},$$

где $\delta_{\text{в}}$, $\delta_{\text{н}}$ — плотности воды, насыщающей поры образца, и модели нефти; $V_{\text{пор}}$ — объем пор в образце; $V_{\text{в}}$ — объем пор, занятых водой.

Величина коэффициента водонасыщения $k_{\text{в}}$ определялась из соотношения

$$k_{\text{в}} = (V_{\text{в}}/V_{\text{пор}}) 100\%.$$

Результаты расчетов $k_{\text{в}}$ показали, что для известняков с пористостью от 10 до 15% возможно насыщение порового пространства нефтью в количестве от 22 до 57% от объема пор. Эти данные находятся в соответствии с результатами, полученными Г. А. Шнурманом [112] для верхнемеловых известняков.

Для того чтобы при интерпретации метода сопротивления учитывать влияние нефтенасыщения на величину удельного со-

противления карбонатных пород, необходимо знать характер зависимости коэффициента увеличения сопротивления (параметра насыщения) P_n от коэффициента водонасыщения. Поскольку объем исследованных кернов был мал, нами проведено сопоставление определенных в результате опыта величин k_v и P_n с зависимостью $P_n = f(k_v)$, полученной Г. Е. Арчи для плотного известняка свиты Сан-Андрес [8].

В результате обнаружили, что точки, соответствующие карбонатным породам верхнего мела, довольно плотно располагаются около зависимости $P_n = f(k_v)$ в области $k_v > 40\%$.

Аналитическое выражение зависимости параметра P_n от коэффициента водонасыщенности для карбонатных коллекторов при $k_v < 25\%$ получено В. Н. Дахновым [32]

$$P_n = \frac{a_n}{k_v^n},$$

где $a_n = 0,4$; а $n = 2,1$ (показатель смачиваемости).

При рассмотрении полученных экспериментальных данных можно отметить два основных положения:

1) критическое значение межзерновой пористости для верхнемеловых известняков, при котором возможно насыщение и фильтрация нефти в поровом пространстве определяется величиной, равной 10%;

2) в общем случае для всех кернов, когда исключено влияние микротрещин и сутуро-стилолитовых образований, намечается тенденция к снижению величины остаточного водонасыщения с увеличением межзерновой пористости.

В связи с тем, что мы располагали данными различных исследователей о величинах k_v и пористости насыщения известняков верхнего мела, а также результатами проведенного эксперимента, было осуществлено сопоставление k_v и $k_{п.мз}$. Для этого использовались значения k_v , установленные только при центрифугировании и капиллярном вытеснении с продавливанием моделью нефти или четыреххлористым углеродом насыщающей поры жидкости. Величина коэффициентов остаточной водонасыщенности, определенные при вытеснении воды нефтью, ближе всего соответствуют истинным значениям k_v , которые могут иметь место в реальном пласте [27, 73, 85]. Данные, полученные при экстрагировании нефтенасыщенных кернов, для этой цели не брались, поскольку величины k_n во всех случаях оказались ниже, чем при центрифугировании.

Это может быть объяснено следующими причинами [72]:

1) часть нефти, насыщавшей образцы, могла быть вытеснена фильтратом бурового раствора как в период вскрытия коллектора, так и при последующем подъеме керна на поверхность;

2) наиболее легкие фракции углеводородов могли улечься в процессе обработки.

Сопоставление величин k_v и $k_{п.мз}$ приводится на рис. 14 (кривая 4). Здесь же нанесены кривые для известняков с различными типами структуры скелета, полученные Г. Е. Арчи [8] и для карбонатных пород Куйбышевского Поволжья (по данным Л. Г. Югина и Н. А. Калери). Кривая 1 соответствует карбонатным породам, по типу скелета относящимся к мелоподобным, а кривая 2 — к мелкозернистым разностям. Размеры зерен мелоподобных известняков по Г. Е. Арчи меньше 0,05 мм, а мелкозернистых от 0,05 до 0,1 мм.

Как видно из рис. 14, точки, соответствующие известнякам верхнемелового возраста, располагаются между приведенными кривыми 1 и 2. Связь между k_v и $k_{п.мз}$ довольно тесная и характеризуется величиной корреляционного отношения $\eta=0,87$. По структуре скелета высокопористые известняки верхнего мела являются промежуточными между типами, выделенными Г. Е. Арчи, что подтверждается также результатами макро- и микроскопического описания кернов. Среди высокопористых пород встречаются как мелоподобные разности, так и мелкозернистые известняки с размером зерен кальцита до 0,1—0,15 мм.

Для выяснения вопроса, с какими порами (первичными или образованными в процессе выщелачивания?) связано нефтенасыщение известняков, а также установления размеров открытых пор проведено исследование шлифов¹, приготовленных из кернов, участвовавших в эксперименте.

Анализ микроскопического изучения шлифов показал, что нефтью насыщены поры, приуроченные к выщелоченным полостям однокамерных и многокамерных фораминифер. Размер пор, заполненных нефтью, в однокамерных фораминиферах равен 0,02—0,06 мм, в многокамерных — 0,015—0,05 мм, преобладающий диаметр 0,03—0,05 мм. Размер открытых пор составляет 0,02—0,08 мм. Открытые поры и поры, заполненные нефтью, находятся в соизмеримом количестве, при некотором преобладании первых. Распределение пор по поверхности шлифа равномерно локальное. Заполнение однокамерных фораминифер нефтью чаще сплошное, реже в виде пленок по стенкам. В камерах многомерных фораминифер также наблюдается сплошное заполнение.

Вышеизложенное свидетельствует о том, что происхождение межгранулярной нефтенасыщенной пористости в известняках верхнего мела связано со вторичным растворением карбонатов.

Определенная доля в нефтенасыщенной емкости, что подтверждается данными люминесцентного анализа, принадлежит также и некоторым пустотам между зернами кальцита, которые, возможно, в период формирования порового пространства известняков играли роль путей фильтрации минерализованных

¹ Микроскопическое описание шлифов выполнено кандидатом геолого-минералогических наук И. В. Безбородовой.

растворов. Эти же пустоты служили, по-видимому, путями миграции и для модели пластовой нефти в описанном выше эксперименте.

Следует отметить, что не все пустоты, приуроченные к выщелоченным органическим остаткам, оказались заполненными нефтью, несмотря на то, что размеры тех и других примерно одинаковы. Возможность насыщения отдельных выщелоченных пустот нефтью зависит от размеров каналов между зернами скелета породы, соединяющих их.

Используя результаты ранее проведенных экспериментальных исследований Е. С. Ромма [85], М. С. Багова, Д. Н. Кузьмичева и А. В. Инюткиной [11], мы попытались оценить минимальный размер пор, через которые могла фильтроваться нефть при давлениях от 20 до 50 кгс/см².

Для отложений верхнего мела [11] установлена связь между величиной открытой пористости и размерами, а также содержанием в породе поровых каналов. Для известняков с межзерновой пористостью от 2 до 5% радиусы пор не превышают величины 0,14 мкм, а каналы размером менее 0,05 мкм составляют 90% от объема пор. При увеличении $k_{п.мз}$ отмечена тенденция роста размеров поровых каналов. Для пород с пористостью от 7 до 14% каналы размером от 0,05 до 0,27 мкм и выше составляют уже 25%, а начиная с $k_{п.мз} = 12-14\%$, содержание каналов с радиусом 0,11—0,27 мкм резко возрастает. В образцах известняков с пористостью выше 20% существенно увеличивается доля каналов с размерами более 0,27 мкм.

Результаты проведенного эксперимента также свидетельствуют об увеличении размеров пор с ростом $k_{п.мз}$. Характерно, что в кернах с пористостью ниже 8% изменение величины удельного электрического сопротивления, а также остаточной водонасыщенности очень мало, что свидетельствует об отсутствии либо незначительном проникновении модели нефти в породу. Наибольшее изменение удельного сопротивления и остаточной водонасыщенности наблюдается в кернах с пористостью 12—15%.

Е. С. Ромм [85] на основании результатов экспериментального изучения фильтрации различных жидкостей, в том числе и углеводородных, в тонких и сверхтонких щелях, сделал вывод о возможности ламинарного движения вязкой несмачивающей жидкости в щелях с раскрытием до 0,25 мкм (радиус — 0,12 мкм).

Анализируя вышеизложенное, можно предположить, что установленный Е. С. Роммом нижний предел раскрытия поровых каналов, через которые возможна фильтрация углеводородов, соответствует условиям верхнего мела, т.е. возможно, что в процессе формирования залежей нефти и газа практически непроницаемые породы, какими являются известняки верхнемелового возраста, имеющие размеры поровых каналов, изме-

ряемые десятиными долями микрона, могли служить путями миграции флюидов.

Таким образом, результаты эксперимента показали, что нижним пределом межзерновой пористости известняков верхнего мела, при котором возможно насыщение их нефтью, является величина $k_{п\text{ мз}} \approx 10\%$. Емкостью для нефти в матрице породы служат пустоты, приуроченные к выщелоченным органическим остаткам, имеющим диаметр от 10 до 80 мкм. Пути фильтрации для нефти служат соединяющие их тончайшие каналы между зернами карбоната кальция. Минимальный радиус каналов, при котором возможна фильтрация нефти в изучаемых известняках, должен быть не менее 0,12 мкм. Величина коэффициента нефтенасыщения в породах с пористостью от 10 до 15% изменяется от 20 до 60%. Для известняков верхнемелового возраста Восточного Предкавказья установлено наличие тесной связи между коэффициентами межзерновой пористости и остаточной водонасыщенности, характеризующейся величиной корреляционного отношения $\eta = 0,87$, которую можно рекомендовать для практического использования.

Методика определения межзерновой пористости

Анализ результатов исследований приводит к выводу о необходимости различного методического подхода при оценке межзерновой пористости в трещинно-кавернозных коллекторах в зависимости от величины $k_{п\text{ мз}}$. В частности, породы верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья можно разделить на три группы: 1 — с $k_{п\text{ мз}} < 5\%$; 2 — с $5 \leq k_{п\text{ мз}} \leq 10\%$ и 3 — с $k_{п\text{ мз}} \geq 10\%$ ¹.

Для пород первой группы величину межзерновой пористости определяют по удельному сопротивлению породы, установленному с помощью бокового электрического зондирования $\rho_{п\text{ тк}} \approx \rho_{вп\text{ мз}}$. При этом параметр пористости рассчитывают по формуле

$$P_{п} = \rho_{п\text{ тк}} / \rho_{в}$$

и в дальнейшем, используя эмпирическую зависимость $P_{п} = f(k_{п})$ для коллекторов данного типа, устанавливают искомое значение межзерновой пористости.

Для того чтобы выделить в разрезе породы, относящиеся ко второй или третьей группе, привлекают данные нейтронного гамма-метода. Как уже отмечалось, для верхнемеловых известняков была получена довольно тесная связь между величинами общей и межзерновой пористости (см. рис. 63). По приведенному графику можно установить граничные значения общей пористости, которые составляют для коллекторов второй группы $k_{п} \geq 7\%$, для третьей — $k_{п} > 15\%$.

В дальнейшем при определении межзерновой пористости по

¹ Все изложенные рекомендации верны при соотношении $\rho_{ф} > 10-20\rho_{в}$.

удельному сопротивлению необходим учет опреснения жидкости, насыщающей блоки, в коллекторах второй группы, и учет опреснения и возможного нефтенасыщения блоков в коллекторах третьей группы.

Целесообразнее для количественных определений $k_{п мз}$ в коллекторах, аналогичных рассматриваемым, использовать удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп тк}$.

Величину параметра пористости в пластах с высокопористой матрицей, где возможно опреснение блоков фильтратом бурового раствора, следует рассчитывать по формуле

$$P_{п} = \rho_{зп тк} / \rho_{вф},$$

где $\rho_{вф}$ — удельное сопротивление смеси фильтрата и пластовой воды.

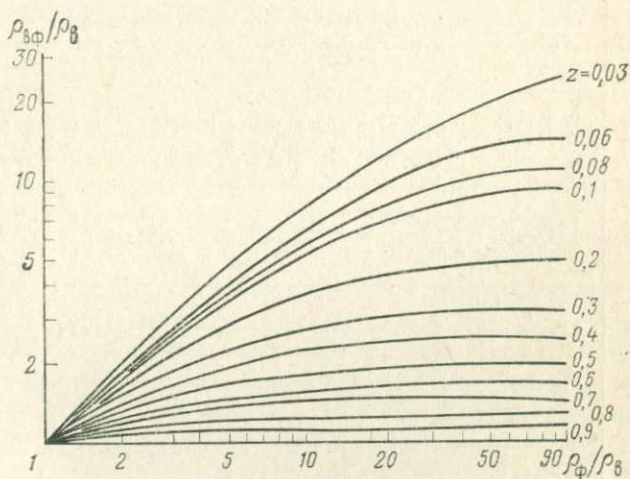


Рис. 67. Зависимости $\rho_{вф}/\rho_{в} = f(\rho_{ф}/\rho_{в})$ для различных значений факторов смешения z

Величину $\rho_{вф}$ находят из графика $\rho_{вф}/\rho_{в} = f(\rho_{ф}/\rho_{в})$ (рис. 67). Фактор смешения z , необходимый для определения $\rho_{вф}$, устанавливают по зависимости $z_1 = f(\rho_{зп тк}/\rho_{ф})$ (см. рис. 66, а).

В том случае, когда основным фактором, завышающим удельное сопротивление трещинно-кавернозной породы, является опреснение блоков, после введения соответствующих поправок полученные значения межзерновой пористости хорошо согласуются с величинами $k_{п мз}$, установленными по эмпирической зависимости $k_{п мз} = f(k_{п})$ (см. рис. 63).

Проведенный нами анализ для скважин месторождений ЧИ АССР, в том числе для двух параметрических скв. 154 и 893, показал, что величина ошибки при определении $k_{п мз}$ без учета опреснения блоков составляет для большей части пластов

| Номер скважины | Интервал исследования, м | $k_{п}$, % | $k_{пмз 1}$, % | $\rho_{зп тк}$, Ом·м | $\rho_{ф}$, Ом·м | z | $\rho_{вф}$, Ом·м | $k_{пмз 2}$, % | $k_{п керн}$, % | $k_{в}$, % | $P_{п}$ | $k_{пмз 3}$, % |
|----------------|--------------------------|---------------|-----------------|-----------------------|-------------------|------|--------------------|-----------------|------------------|-------------|---------|-----------------|
| 843 | 2607—2610 | 16,5 | 5,1 | 14 | 0,8 | 0,67 | 0,067 | 6,4 | 11,25 | 62,5 | 1,9 | 9,0 |
| | 2630—2634 | 25,6 | 5,3 | 13 | 0,8 | 0,40 | 0,108 | 8,2 | 17,3 | 42,5 | 3,6 | 16,5 |
| | 2638—2639 | 18,9 | 4,8 | 15 | 0,8 | 0,62 | 0,071 | 6,2 | 12,9 | 55 | 2,4 | 10,0 |
| | 2639—2642 | 15,6 | 4,2 | 20 | 0,8 | 0,40 | 0,108 | 6,7 | 10,7 | 65 | 1,8 | 9,0 |
| | 2642—2644,5 | 20,7 | 5,3 | 13 | 0,8 | 0,40 | 0,108 | 8,2 | 14,1 | 51 | 2,6 | 14,0 |
| | 2659—2662 | 15,9 | 6,0 | 19 | 0,8 | 0,44 | 0,097 | 6,5 | 10,9 | 64 | 1,9 | 9,0 |
| | 2668—2672 | 20,9 | 6,0 | 27 | 0,8 | 0,12 | 0,28 | 9,3 | 14,3 | 51 | 2,6 | 16,0 |
| | 2672—2680 | 15,5 | 6,5 | 25 | 0,8 | 0,19 | 0,20 | 7,0 | 10,6 | 66 | 1,8 | 11,0 |
| | 2680—2682 | 17,4 | 8,7 | 15 | 0,8 | 0,62 | 0,071 | 6,4 | 11,9 | 60 | 2,0 | 9,0 |
| | 846 | 2976,4—2978,4 | 22,5 | 4,5 | 28 | 0,7 | 0,07 | 0,35 | 11,0 | 15,3 | 48 | 2,8 |
| 2984—2990,8 | | 16,9 | 5,0 | 26 | 0,7 | 0,09 | 0,30 | 10,0 | 11,6 | 61 | 2,0 | 13,5 |
| 3003,2—3012 | | 15,0 | 6,5 | 24 | 0,7 | 0,12 | 0,26 | 9,5 | 10,3 | 68 | 1,7 | 12,0 |
| 3012—3017,6 | | 18,5 | 8,5 | 15,5 | 0,7 | 0,51 | 0,088 | 7,0 | 12,3 | 59 | 2,0 | 10,0 |
| 3017,6—3032 | | 15,8 | 9,3 | 23 | 0,7 | 0,14 | 0,24 | 9,5 | 10,8 | 65 | 1,9 | 23,0 |
| 3058,8—3064,4 | | 15,4 | 6,2 | 15 | 0,7 | 0,55 | 0,08 | 6,7 | 10,5 | 66 | 1,8 | 9,0 |
| 3262,8—3265,5 | | 16,5 | 5,8 | 23 | 0,7 | 0,14 | 0,24 | 9,5 | 11,3 | 62 | 1,9 | 13,0 |
| 856 | 2700—2704 | 18,0 | 7,0 | 8,5 | 0,71 | 0,88 | 0,053 | 7,0 | 12,3 | 59 | 2,0 | 11,2 |
| | 2720—2722 | 20,0 | 6,8 | 17,7 | 0,71 | 0,44 | 0,11 | 7,4 | 13,6 | 53 | 2,4 | 11,9 |
| | 2725—2727 | 26,0* | 8,0 | 15 | 0,71 | 0,25 | 0,162 | 9,2 | 17,7 | 42 | 3,6 | 18,5 |
| | 2727—2731 | 18,5 | 6,8 | 25 | 0,71 | 0,11 | 0,28 | 10,0 | 12,3 | 59 | 2,0 | 14,0 |
| | 2732—2734 | 23,0** | 6,0 | 18 | 0,71 | 0,15 | 0,23 | 10,5 | 15,7 | 47 | 3,0 | 18,0 |
| | 2737—2739 | 23,0** | 6,0 | 16 | 0,71 | 0,22 | 0,17 | 9,4 | 15,7 | 47 | 3,0 | 17,0 |
| | 2742—2748 | 23,0** | 8,0 | 14 | 0,71 | 0,29 | 0,14 | 9,0 | 15,7 | 47 | 3,0 | 16,2 |
| | 2751—2755 | 15,0 | 4,6 | 17 | 0,71 | 0,44 | 0,11 | 7,4 | 10,3 | 68 | 1,7 | 9,5 |
| | 2766—2770 | 21,0 | 6,5 | 16 | 0,71 | 0,49 | 0,09 | 6,7 | 14,3 | 51 | 2,6 | 11,5 |
| | 2792—2795 | 16,5 | 5,8 | 15 | 0,71 | 0,55 | 0,081 | 6,7 | 11,3 | 62 | 1,9 | 9,2 |
| | 2801—2806 | 15,0 | 5,5 | 12 | 0,71 | 0,70 | 0,065 | 6,7 | 10,3 | 68 | 1,7 | 8,0 |

* $k_{п керн}$ устанавливается по зависимости $k_{п керн} = f(k_{п})$ (см. рис. 63).

** В пластах с $k_{п} > 23\%$ фактор смещения z определяли по рис. 66, а, кривая 2.

25—30%, достигая в отдельных случаях 45%. Учет опреснения существенно снижает ошибки определения $k_{п\text{мз}}$, которые в результате, как правило, не превышают 10—15%.

В породах, с возможно нефтенасыщенной матрицей отмечается существенное расхождение величин межзерновой пористости, рассчитанных с учетом опреснения и определенных по графику (см. рис. 63). Учет влияния нефтенасыщения матрицы на удельное сопротивление трещинно-кавернозной породы проводится следующим образом. По зависимости $k_{п} = f(k_{п\text{мз}})$ (см. рис. 63), зная общую пористость породы, устанавливается приближенная величина межзерновой пористости матрицы, по которой, используя связь $k_{п\text{мз}} = f(k_{в})$ (см. рис. 14, кривая 4), определяют величину возможного водонасыщения $k_{во}$. Затем по графику $P_{п} = f(k_{в})$ устанавливают значение параметра нефтенасыщения, необходимого при расчете параметра пористости $P_{п}$

$$P_{п} = \rho_{зп\text{тк}} / \rho_{вф} P_{п}$$

Значения межзерновой пористости, полученные для пород данного типа, могут быть использованы для определения величины возможного нефтенасыщения матрицы.

Для иллюстрации влияния нефтенасыщения межзернового пространства блоков на удельное сопротивление породы в табл. 7 приводятся результаты расчетов межзерновой пористости, проведенных с учетом «опреснения» $k_{п\text{мз}2}$ и нефтенасыщения блоков породы $k_{п\text{мз}3}$ по отдельным высокопористым пластам скв. 843, 846 и 856 Малгобек-Вознесенского месторождения. Для сравнения даны значения $k_{п\text{мз}1}$, рассчитанные по удельному сопротивлению $\rho_{п\text{тк}}$ трещинно-кавернозной породы без учета названных факторов. Как свидетельствуют данные табл. 7, величины $k_{п\text{мз}3}$ не менее чем в 1,5—2 раза превышают $k_{п\text{мз}2}$ и хорошо согласуются со значениями пористости, определенными по зависимости $k_{п\text{мз}} = f(k_{п})$.

В качестве экспресс-варианта можно было бы рекомендовать оценку $k_{п\text{мз}}$ по зависимости, приведенной на рис. 63, и дальнейшее определение $k_{п}$ по полученному значению межзерновой пористости. Однако не во всех пластах, общая пористость которых выше 15%, возможно нефтенасыщение матрицы. Контролем правильного заключения служит величина удельного сопротивления породы.

Применение индукционного метода для определения межзерновой пористости

Впервые на месторождениях ЧИ АССР исследование верхнемеловых отложений индукционным методом, так же как и ультразвуковым, было проведено в скв. 154 Карабулак-Ачалукского месторождения. Замеры проводились зондом 6Ф1, разработанным в Московском геологоразведочном институте

им. С. Орджоникидзе [81]. Зонд состоит из двух главных и четырех фокусирующих катушек. Главный размер зонда равен 1 м.

Из прямых вертикальных характеристик зонда следует, что им можно удовлетворительно выделить пласты низкого сопротивления мощностью $h > 0,5$ м и пласты высокого сопротивления мощностью $h > 1$ м. Показания индукционного зонда 6Ф1 против середины пластов мощностью $h > 2$ м незначительно отличаются от показаний против пласта того же самого сопротивления неограниченной мощности [81]. Из радиальных характеристик этого зонда следует, что среда в пределах диаметра зоны 0,65—0,7 м, практически не влияет на результаты измерений. Глубина исследования, определяемая диаметром цилиндра, для которого доля сигнала составляет 90%, превышает 5 м.

Интерпретация данных индукционного метода по скв. 154 осуществлялась в комплексе с зондом А1М0,1N. Результаты определения удельных сопротивлений пластов использовались для оценки межзерновой пористости изучаемого коллектора. Однако сопоставление полученных величин $k_{п\text{мз}}$ с пористостью насыщения по керну показало, что данные индукционного метода не позволяют с достаточной точностью определять $k_{п\text{мз}}$ блоков породы (см. рис. 62, б). При этом наблюдалась тенденция к завышению пористости в водонасыщенных и, наоборот, к занижению в нефтенасыщенных пластах.

Следовательно, на величину удельного сопротивления породы, замеренную индукционным зондом в трещинно-кавернозном разрезе, значительное влияние оказывают не только емкостные свойства и структура порового пространства, но и характер насыщения вторичных пустот, который необходимо учитывать при определении коэффициента пористости.

3. ТРЕЩИННАЯ ПОРИСТОСТЬ

Под трещинной пористостью в настоящее время понимается объем проточной части трещин без учета всевозможных расширений, образовавшихся под воздействием процессов выщелачивания, протекающих в карбонатных породах. С одной стороны, оценка этого параметра пород-коллекторов необходима потому, что трещины наряду с кавернами и межзерновыми порами служат вместилищем нефти или газа. С другой стороны, это является наиболее важным, трещины служат путями фильтрации пластовых жидкостей к скважинам, а такие их параметры, как плотность и особенно раскрытость, контролируют одно из основных свойств коллектора — проницаемость. В настоящее время имеется два способа определения трещинной пористости по данным промысловой геофизики [34, 70]; они предложены В. Н. Дахновым и А. М. Нечаем.

Оценка трещинной пористости в обоих способах осуществ-

ляется по данным метода двух растворов. При этом необходимыми условиями являются:

1) наличие во вскрытом разрезе практически непроницаемых блоков, за счет чего изменение сопротивления породы при смене солёности буровых растворов будет определяться только влиянием трещин;

2) сопротивления растворов при первом и втором замерах должны отличаться друг от друга в несколько раз (не менее чем в 3—4 раза), чем меньше разница этих сопротивлений, тем менее эффективен метод.

В способе, предложенном А. М. Нечаем, для определения трещинной пористости используется формула, полученная на основании изучения различных моделей трещиноватых пород:

$$k_{п\ тр} = a \frac{\rho_{\phi 1} \rho_{\phi 2} (\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 (\rho_{\phi 2} - \rho_{\phi 1})},$$

где ρ_1 , ρ_2 , $\rho_{\phi 1}$, $\rho_{\phi 2}$ — соответственно сопротивления породы и фильтрата бурового раствора при первом и втором замерах.

Как видно из формулы, величина $k_{п\ тр}$ определяется в основном сопротивлением породы при первом и втором замерах. Все прочие особенности учитываются с помощью коэффициента a , меняющегося от 1 до 2 в зависимости от расположения систем трещин. Решение задачи в таком виде представляется слишком общим, поскольку уравнивание свойств пластов по всему разрезу может привести к значительным погрешностям в определении величины $k_{п\ тр}$.

Способ, предложенный В. Н. Дахновым, в этом смысле представляется более совершенным, поскольку он позволяет учесть такие особенности пород, как анизотропию, преобладающее направление трещиноватости, а также пористость блоков [34] с помощью коэффициента c , который рассчитывается по формуле

$$c = \sqrt{\frac{1 + k_{п\ эф} (\rho_{п\ мз} / \rho_{\phi})}{1 + k_{п\ эф} (\rho_{п\ мз} / \rho_{\phi}) \cos^2 \alpha}},$$

где α — угол между преимущественным направлением трещиноватости и осью скважины; $k_{п\ эф}$ — эффективная пористость породы.

Трещинная пористость определяется с помощью уравнения

$$k_{п\ тр} = \frac{(c_1 \rho_{п 2} - c_2 \rho_{п 1}) \rho_{\phi 2} \rho_{\phi 1}}{(\rho_{\phi 2} - \rho_{\phi 1}) \rho_{п 1} \rho_{п 2}},$$

где $\rho_{п 1}$, $\rho_{п 2}$, $\rho_{\phi 1}$, $\rho_{\phi 2}$ — соответственно сопротивления породы и фильтрата бурового раствора при первом и втором замерах.

Результаты оценки трещинной пористости обоими способами (по скв. 150 месторождения Карабулак-Ачалуки), приведенные в табл. 8, показывают близость полученных величин $k_{п\ тр}$, одна-

Таблица 8

| Интервал исследования, м | $k_{п тр} \%$ | |
|--------------------------|------------------|----------------|
| | по В. Н. Дахнову | по А. М. Нечаю |
| 1848,4—1852 | 0,145 | 0,095 |
| 1852—1854,8 | 0,395 | 0,4 |
| 1854,8—1862 | 0,175 | 0,132 |
| 1862—1864,8 | 0,33 | 0,39 |
| 1864,8—1867,2 | 0,48 | 0,585 |
| 1867,2—1869,2 | 0,215 | 0,22 |
| 1869,2—1874,4 | 0,25 | 0,258 |
| 1874,4—1876 | 0,234 | 0,23 |
| 1876—1878 | 0,24 | 0,328 |
| 1878—1880,4 | 0,234 | 0,230 |
| 1880,4—1883,2 | 0,39 | 0,51 |
| 1883,2—1885,6 | 0,098 | 0,074 |
| 1885,6—1888 | 0,33 | 0,396 |
| 1888—1890,8 | 0,104 | 0,118 |
| 1890,8—1895,6 | 0,19 | 0,22 |
| 1895,6—1900 | 0,385 | 0,41 |
| 1900—1905,2 | 0,124 | 0,129 |
| 1905,2—1908,8 | 0,25 | 0,246 |
| 1908,8—1912 | 0,2 | 0,15 |
| 1912—1914,4 | 0,28 | 0,296 |
| 1914,4—1916,4 | 0,118 | 0 |
| 1916,4—1920,8 | 0,2 | 0,185 |
| 1920,8—1924 | 0,31 | 0,33 |

ко во многих случаях наблюдается их расхождение, достигающее 35% и более. Их причиной является разная степень учета конкретных пластовых условий в описанных выше методиках.

Оценить точность получаемых результатов можно было бы только путем сопоставлений величин трещинной пористости, определенных изложенными способами, с результатами оценки ее на керновом материале. В связи с тем, что детальное изучение трещиноватости является достаточно сложной задачей, произвести оценку точности определения величин $k_{п тр}$ в настоящее время не представляется возможным. В то же время следует отметить сходимость средневзвешенных по мощности величин трещинной пористости, определенных по данным метода двух растворов, с трещинной пористостью, полученной по данным гидродинамических исследований скважин. Так, например, для месторождений Восточного Предкавказья трещинная пористость, определенная по данным промысловой геофизики, в среднем для отложений верхнего мела колеблется в пределах 0,2—0,3%. В этих же пределах меняется трещинная пористость, определенная по промысловым данным [65].

Подобное совпадение результатов оценки $k_{п тр}$ разными методами в некоторой степени может служить свидетельством до-

статочной точности оценки трещинной пористости методами промышленной геофизики. Что же касается точности единичных определений, то совершенно очевидно, что наиболее надежные результаты будут получены при соблюдении изложенных ранее условий. При этом особенно следует обращать внимание на соблюдение первого условия — низкой пористости и проницаемости блоков пород.

При наличии в разрезе трещиноватых пород с высокопористыми блоками влияние трещин на общее сопротивление породы при смене солёности бурового раствора будет практически ничтожно, поэтому в таких случаях может быть сделан неправильный вывод о полном отсутствии трещин. Однако в аналогичных породах за небольшой промежуток времени сопротивление может существенно измениться в результате проникновения фильтрата бурового раствора в блоки или опреснения их [87]. В этом случае эффект изменения сопротивления, связанный с блоками породы, может быть ошибочно отнесен к влиянию трещин, имеющему место при смене солёности растворов, а результаты оценки трещинной пористости окажутся ошибочными.

Даже в том случае, когда осуществляется смена пресного раствора на солёный, позволяющая в какой-то степени сгладить свойства всего разреза, о чем уже говорилось ранее, снижение сопротивления при переходе на солёный раствор наряду с влиянием трещин может быть частично связано и с последующим осолонением блоков.

Для использования метода двух растворов при оценке трещинной пористости в пластах с высокопористыми блоками, по-видимому, необходимо уметь учитывать возможную степень изменения сопротивления породы, связанную с изменением, происходящим в блоках. Тогда уравнение для подсчета трещинной пористости будет иметь вид

$$\frac{c_1}{\rho_{п1}} - \frac{c_2}{\rho_{п2}} = (1 - k_{п\text{ тр}}) \left(\frac{1}{\rho_{г\text{ мз1}}} - \frac{1}{\rho_{п\text{ мз2}}} \right) + k_{п\text{ тр}} \left(\frac{1}{\rho_{\phi 1}} - \frac{1}{\rho_{\phi 2}} \right).$$

4. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ

Выделение продуктивных интервалов методами промышленной геофизики в разрезах, сложенных карбонатными коллекторами с трещинной и трещинно-кавернозной эффективной емкостью, является сложной и к настоящему времени не решенной окончательной проблемой. Вместилищами для нефти и газа в них служат межзерновые поры, трещины и пустоты выщелачивания. Задача осложняется тем, что, как правило, в подобных коллекторах наблюдается глубокое проникновение фильтрата бурового раствора по трещинам и вторичным пустотам, что не позволяет изучать неизмененную часть пласта методами электротометрии.

При этом в случае вскрытия продуктивных горизонтов на пресных буровых растворах проблема разделения пластов на нефтеносные и водоносные без учета структурных особенностей коллектора и особенно без соблюдения оптимальных сроков проведения исследований электрометрии после вскрытия пласта еще более усугубляется. В этом случае в нефтеносной части разреза $\rho_{\text{эл}}$ может быть соизмеримо с $\rho_{\text{п}}$, водоносная часть также будет характеризоваться повышенными сопротивлениями за счет проникновения пресного фильтрата, в целом расхождений в величинах $\rho_{\text{эл}}$ и $\rho_{\text{п}}$ практически не отмечается. Изучение карбонатных коллекторов сложного строения показало, что без учета их пористости проблема разделения пластов по характеру насыщения становится неразрешимой.

В 1952 г. М. Р. Вилли [25] был предложен способ комплексного использования методов электрометрии и нейтронного гамма-метода для выделения нефтеносных коллекторов в карбонатном разрезе.

Метод основан на взаимосвязи между удельным сопротивлением пород и интенсивностью радиационного γ -излучения, которые, в свою очередь, зависят от пористости пород, а удельное сопротивление пород и от их нефтегазоводонасыщения. Используя зависимости $P_{\text{п}}=f(k_{\text{п}})$ и $I_{\text{н}\gamma}=f(\lg k_{\text{п}})$, получают связь между $\rho_{\text{п}}$ и $I_{\text{н}\gamma}$. Для этого на полулогарифмическом бланке сопоставляют величины интенсивностей $I_{\text{н}\gamma}$ в арифметическом масштабе и удельные сопротивления пластов (либо параметры пористости) в логарифмическом масштабе. Через точки, соответствующие нетрещиноватым породам, проводится осредняющая их линия. Пласты считают продуктивными, если соответствующие им точки располагаются выше линии, а если ниже и на линии — водоносными. Метод оказался наиболее эффективным в коллекторах преимущественно межзернового типа при неглубоком проникновении фильтрата бурового раствора в пласты, когда экранированный зонд или большие зонды бокового электрического зондирования отражают сопротивление пласта, мало искаженное фильтратом раствора.

В условиях залегания низкопористых трещинно-кавернозных карбонатных разностей и вскрытия их на пресных буровых растворах (месторождения Восточного Предкавказья и др.) методика Вилли оказалась малоэффективной для установления продуктивности коллектора. Вместе с тем было показано [69], что она может быть применима для выделения пород с вторичной пористостью. Отклонение точек от линии межзерновых пород на графике сопоставления $\rho_{\text{п}}$ с интенсивностью $I_{\text{н}\gamma}$ в основном обусловлено наличием в коллекторе эффективной вторичной пористости. В дальнейшем именно в такой модификации методика Вилли была рекомендована при изучении трещинно-кавернозных карбонатных пород.

В последние годы распространение получил графический ва-

риант методики [46, 47], описанный выше, основанный на сопоставлении нормализованных по пористости кривых электрометрии (экранированного зонда) и нейтронного гамма-метода. Применяется и комплексный вариант, когда помимо кривых электро- и радиометрии нормализуется кривая интервального времени пробега упругой волны [58].

За основу при перестроении кривых и приведения их к единому масштабу по $k_{п}$ берется кривая $I_{n\gamma}$. Так как показания нейтронного гамма-метода находятся в логарифмической зависимости от коэффициента пористости пород, для такого сопоставления проводится логарифмирование кривых электрического и ультразвукового методов. Возможность таких построений основана на том, что для карбонатных водоносных пластов в интервале пористости от 2—3 до 25—30% наблюдается линейная зависимость между показаниями нейтронного гамма-метода и их удельным сопротивлением при постоянной минерализации пластовых вод по разрезу.

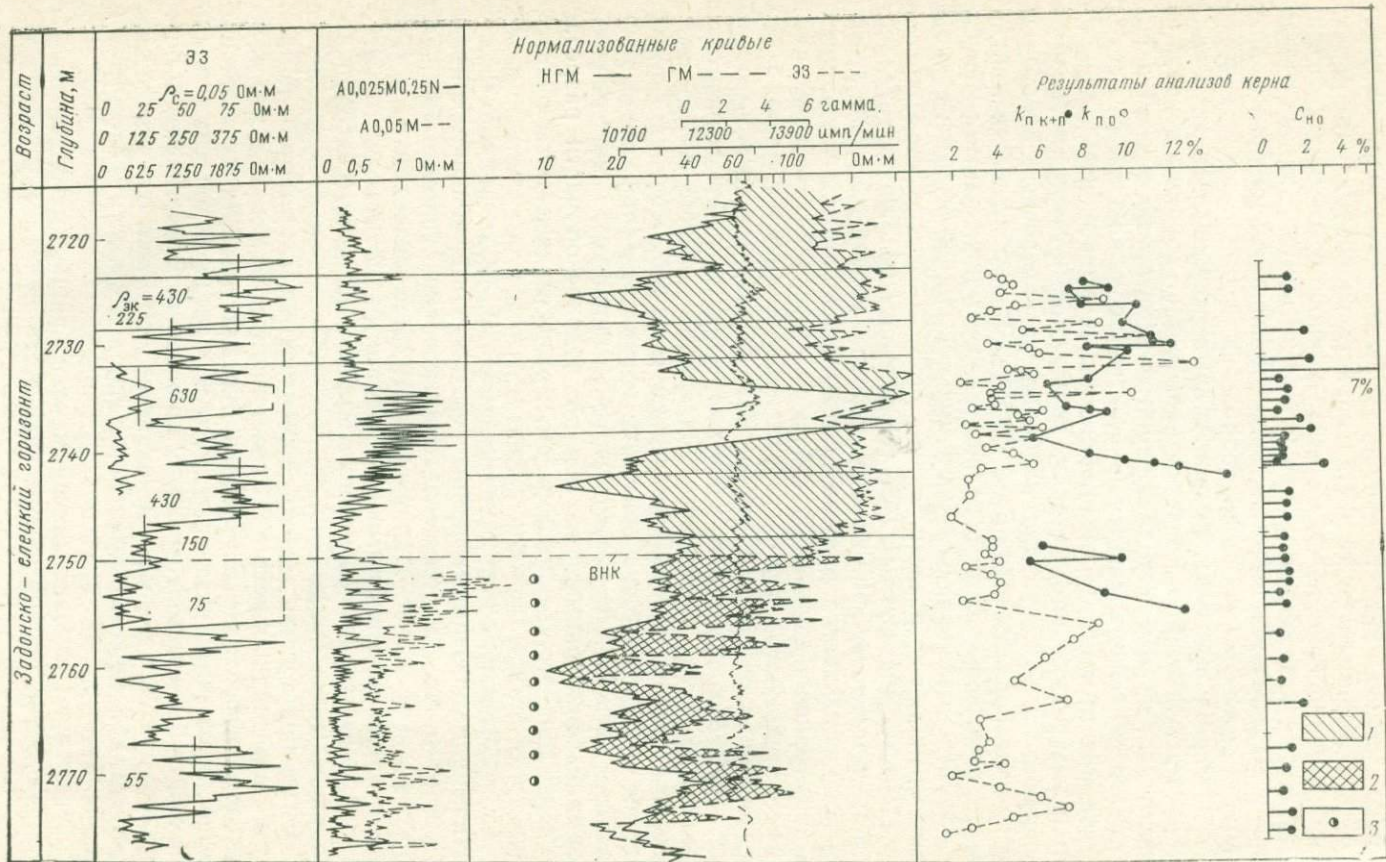
Перестроение кривых [45, 46] ведется по предварительно найденному логарифмическому модулю кривой $\rho_{п}$. Для этого по водоносной части разреза проводится сопоставление кривых $\rho_{п}$ в логарифмическом масштабе и $I_{n\gamma}$ в арифметическом, при этом используются пласты с различной величиной пористости, не содержащие гипса и глины. Чем больше опорных пластов, тем надежнее перестроение. По полученному графику сопоставления $\lg \rho_{п}$ и $I_{n\gamma}$ находят модуль кривой $\rho_{п}$, необходимый для перестроения ее в логарифмический масштаб. После логарифмирования кривая $\rho_{п}$ наносится на кривую $I_{n\gamma}$ (при сохранении единого масштаба пористости). При правильно проведенной нормализации кривые $\rho_{п}$ и $I_{n\gamma}$ в водоносной части разреза должны совпасть. Таким образом, может осуществляться контроль за качеством нормализации.

Продуктивность пород устанавливается по степени расхождения нормализованных кривых $\rho_{п}$ и $I_{n\gamma}$. Поскольку кривая $I_{n\gamma}$ в этом случае отражает сопротивление водонасыщенных пород $\rho_{вп}$ (по шкале сопротивлений), сопоставлением $\rho_{п}$ и $I_{n\gamma}$ может быть найден фиктивный параметр насыщения $P_{пф} = \rho_{пф} / \rho_{вп}$. Критерием разделения пластов по этому способу является величина $P_{пф} \geq 3$ [45, 46].

Опыт применения метода нормализации кривых по пористости в различных районах Советского Союза показал, что она наиболее эффективна в условиях бурения скважин на высокоминерализованных растворах ($\rho_{ф} \approx \rho_{в}$), когда водоносные пласты могут быть выделены более однозначно. В частности, в Белоруссии, где это условие выполняется, методика оказалась достаточно эффективной при оценке продуктивности пород (см. рис. 32, 39).

Существуют ограничения применения данной методики.

1. Глубокое проникновение фильтрата бурового раствора в



пласты, в результате которого методы электротометрии, в том числе и экранированный зонд, независимо от положения пласта относительно ВНК (ГВК), не несут информации об истинном сопротивлении породы, а в основном отражают $\rho_{\text{зп}}$. В этом случае отсутствует приращение на нормализованных по $k_{\text{п}}$ кривых $\rho_{\text{п}}$ и $I_{\text{н}\gamma}$.

2. Битуминозность и загипсованность пород. Присутствие в породах битума приводит к завышению удельных (эффективных) сопротивлений пород, а гипса — к снижению интенсивности $I_{\text{н}\gamma}$, следовательно, наблюдается расхождение между нормализованными кривыми $\rho_{\text{п}}$ и $I_{\text{н}\gamma}$ (рис. 68).

3. Присутствие в разрезе кавернозных разностей карбонатных пород. Удельное сопротивление пород завышается не за счет насыщения, а из-за усложнений структуры порового пространства коллектора, причем это завышение может быть существенным. Так, для преимущественно кавернозных разностей карбонатных пород месторождений Белоруссии (месторождение Осташковичи, межсолевые отложения) было показано (см. рис. 16), что в крупнокавернозных разностях доломитов (кривая III) структурный показатель t для зависимости $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ равен 2,6, что приводит к значительному увеличению сопротивления породы (в 2—3 раза) по сравнению с межзерновыми разностями при одной и той же величине пористости.

Фиктивное расхождение нормализованных кривых $\rho_{\text{п}}$ и $I_{\text{н}\gamma}$ может быть также обусловлено литологическими особенностями карбонатных пород, слагающих разрез [58]. Например, нормализация кривых по пористости, проведенная по участку разреза, представленному известняками, в то время как в остальной части толщи преобладают доломиты, также приведет к искажению результатов. Последнее обусловлено различным характером зависимости $I_{\text{н}\gamma} = f(k_{\text{п}})$ для известняков и доломитов (см. рис. 52).

Учет литологических особенностей изучаемого разреза особенно необходим при нормализации по пористости кривых Δt ультразвукового метода, так как значения $\Delta t_{\text{ТВ}}$ в известняках и доломитах существенно расходятся: для месторождений Белоруссии $\Delta t_{\text{ТВ}}$ в доломитах составляет 138 мкс/м, в известняках — 158 мкс/м (рис. 69).

Кривая Δt перестраивается в логарифмический масштаб согласно шкале пористости, проставленной на кривой НГМ. Отсчет значений Δt ведется от базисной линии, которая соответствует интервальному времени пробега упругой волны в ми-

Рис. 68. Характеристика битуминозных зон по нормализованным по пористости кривым нейтронного гамма-метода и экранированного зонда (скв. 8 месторождения Осташковичи).

1 — продуктивный коллектор; 2 — водоносный коллектор; 3 — интервал, в котором отмечается присутствие битума

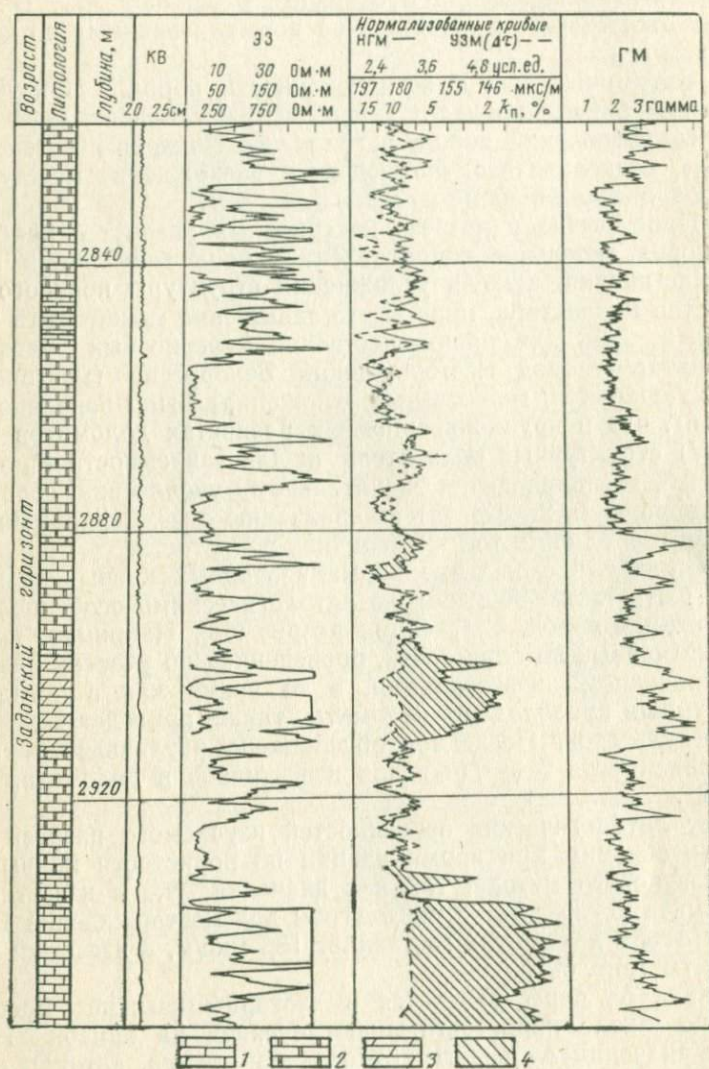


Рис. 69. Пример литологического расчленения карбонатного кавернозно-трещинного разреза по комплексу нормализованных по пористости кривых нейтронного гамма и ультразвукового методов (скв. 34 месторождения Осташковичи, водоносная часть).

1 — известняк; 2 — доломит; 3 — мергель; 4 — интервалы, представленные известняками (по данным треста Беларусьнефтегеофизика); кривые нормализованы по доломитам

неральном скелете породы (известняков или доломитов). От этой линии отсчитываются значения $\Delta\tau_x$ и аналогично кривой $\rho_{п}$ логарифмируются по кривой нейтронного гамма-метода. Таким образом, при нормализации кривых ультразвукового метода за основу принимаются значения $(\Delta\tau - \Delta\tau_{ТВ})$. Это соотношение является пропорциональным $k_{п}$. В коллекторах с развитой в них межзерновой пористостью нормализованные по пористости кривые $I_{n\gamma}$ и $\Delta\tau$ должны совпасть (см. рис. 69).

При выборе базисной линии $\Delta\tau$ литология пород учитывается обязательно либо по данным керна, либо по шламу. При малоизвестной литологии разреза базисная линия сначала проводится по $\Delta\tau_{ТВ}$ в известняках. Если при этом в заведомо межзерновых коллекторах нормализованные по пористости кривые УЗМ и НГМ расходятся, проводят повторную нормализацию кривой $\Delta\tau$ по базисной линии $\Delta\tau_{ТВ}$ доломитов.

В настоящее время существует методика [58], по которой по комплексу нормализованных кривых $\rho_{п}$, $\Delta\tau$, $I_{n\gamma}$ представляется возможным выделить в разрезе различные структурные и литологические разности карбонатных пород и оценить их продуктивность. За основу при этом принимается характер и величина расхождения между нормализованными кривыми или их совпадение.

В гранулярных водоносных коллекторах нормализованные по $k_{п}$ кривые всех трех методов совпадают. Наличие кавернозности приводит к завышению сопротивлений $\rho_{п}$ (кривая $\rho_{п}$ проходит выше кривой $I_{n\gamma}$), в этом случае (при наличии крупных каверн) нормализованная кривая $\Delta\tau$ расходится с кривой $I_{n\gamma}$ (в сторону уменьшения $k_{п}$ по ультразвуковому методу). Трещиноватость приводит к снижению сопротивлений (по сравнению с межзерновым коллектором той же пористости) — нормализованная кривая $\rho_{п}$ проходит ниже кривой $I_{n\gamma}$.

Нефтенасыщенность в условиях бурения скважин на высокоминерализованных буровых растворах приведет к увеличению сопротивления породы $\rho_{п}$, т.е. к расхождению нормализованных кривых $\rho_{п}$ и $I_{n\gamma}$. В частности, комплексная нормализация кривых ЭЗ, УЗМ и НГМ позволяет установить при оценке продуктивности пород присутствие в разрезе коллекторов преимущественно кавернозного типа.

Таким образом, комплексное использование нормализованных по пористости кривых $\rho_{п}$, $\Delta\tau$ и $I_{n\gamma}$ позволяет уточнить характер насыщения коллекторов с учетом их структурных особенностей. Эта методика разработана и успешно применяется на месторождениях Припятского прогиба при изучении сложных типов карбонатных пород.

Задача выделения продуктивных интервалов в карбонатном разрезе может быть решена по результатам временных замеров сопротивлений в прискважинной зоне пласта, основанных на оттеснении нефти (или газа) вглубь его фильтратом раство-

ра или способом разноглубинных фокусированных методов. Аналогичная задача может быть решена методом «исследование — испытание — исследование», основанным на расформировании зоны проникновения при комплексном изучении разрезов скважин электрическими и гидродинамическими методами.

Наиболее эффективны все перечисленные модификации, как отмечалось выше, при вскрытии продуктивных горизонтов на высокоминерализованных буровых растворах ($\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}}$). Такие условия выполняются на месторождениях Белоруссии, где все описанные методики используются при решении задачи оценки продуктивности (см. рис. 34, 35, 37). Присутствие в разрезе нефтеносного пласта определяется по расхождению кривых $\Delta\rho_{\text{э}}$, зарегистрированных во времени, или между показаниями $\rho_{\text{э}}$ микроэкранированного и экранированного зондов $\rho_{\text{э мэз}} < < \rho_{\text{э эз}}$; или по расхождению кривых $\rho_{\text{э}}$, записанных до и после испытания объектов испытателями пластов на трубах. При использовании каждой из перечисленных модификаций следует учитывать ограничения в их применении в зависимости от характера и типа изучаемых коллекторов, а также особенностей формирования зоны проникновения.

Как было показано выше (см. раздел II), метод совместной интерпретации данных экранированного и микроэкранированного зондов применим в коллекторах с пористостью более 5—6%. В интервалах, в которых отмечается глубокое проникновение фильтрата бурового раствора, методика не несет информации о насыщении пород, а позволяет только выделить коллекторы. Временные замеры сопротивлений оказались более эффективными при создании дополнительного воздействия на пласт при повторных замерах и при проведении первых замеров экранированным зондом не позднее 1—2 сут после вскрытия пласта.

Опыт применения всех описанных методов оценки продуктивности карбонатных пород в различных нефтегазоносных районах Советского Союза показал, что низкая эффективность последних в основном обусловлена несоблюдением оптимальных сроков проведения исследований электрометрии, неучетом структурных особенностей коллекторов, несоблюдением технологии проведения замеров.

Исследования, проведенные на месторождениях Восточного Предкавказья, показали, что даже в условиях залегания наиболее сложных типов карбонатных коллекторов — низкопористых, трещиноватых, методика временных замеров электрометрии может дать дополнительную полезную информацию о продуктивности разреза.

Наблюдение за изменением удельных сопротивлений пластов во времени, позволяет изучать динамику процессов, происходящих в коллекторах как в период формирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора, так и в период ее расфор-

мирования, а следовательно, получить представление о характере их насыщения.

Вытеснение нефти из трещин происходит сразу после вскрытия коллектора бурением, так что зафиксировать изменения сопротивления породы, обусловленные этим процессом, не представляется возможным. Вытеснение нефти, содержащейся в блоках, происходит гораздо медленнее. Интенсивность этого процесса затухает по мере удаления от ствола скважины. С течением времени вытеснением охватываются все более удаленные от скважины участки пласта. Это дает возможность обнаружить связанное с ним уменьшение сопротивления породы во времени при проведении исследований в более поздние сроки после вскрытия разреза и, таким образом, выделить в разрез продуктивные пласты.

Большое значение при этом приобретает вопрос правильного выбора сроков проведения замеров сопротивления, так как совершенно очевидно, что в условиях разных районов время проведения исследований и интервалы между замерами будут определяться особенностями изучаемых коллекторов. Для решения этой задачи можно использовать многократные замеры сопротивления зондами с разными радиусами исследования, в частности, комплектом зондов бокового электрического зондирования. В этом случае можно получить полную картину всех изменений, происходящих в коллекторе на различном расстоянии от стенки скважины.

Наиболее сложным является выявление нефти, находящейся в трещинах. Поскольку в период формирования зоны проникновения нефть в трещинах оказывается предварительно оттесненной на значительное расстояние от скважины, целесообразно проводить исследования в период расформирования зоны, когда происходит перераспределение пластовых флюидов. Наблюдения за расформированием зоны проникновения осуществляются, как правило, в обсаженных скважинах путем проведения повторных замеров интенсивности вторичного γ -излучения. Однако, как показали результаты исследований временных замеров сопротивления, частичное расформирование этой зоны происходит и в необсаженных скважинах после образования глинистой корочки или зоны глинизации, проницаемость которых очень мала. В этом случае для получения надежных результатов необходим правильный выбор времени проведения замеров сопротивления и интервалов между замерами.

Интересны результаты временных замеров, проведенных в отложениях верхнего мела месторождений Малгобек-Вознесенского и Карабулак-Ачалуки. Исследования проводились в четырех скважинах, две из которых бурились на пресном растворе (скв. 863 и 893), а две на соленом (скв. 150 и 154), но в последнем случае минерализация фильтрата оставалась более низкой по сравнению с пластовой водой. В качестве меры из-

менения сопротивления во времени использовалось отношение величины сопротивления, замеренного при повторном исследовании, к сопротивлению, замеренному при первом исследовании ρ_2/ρ_1 . Поведение этого отношения изучалось на всех зондах бокового электрического зондирования.

Рассмотрим результаты, полученные в каждой скважине. В скв. 893 интервал времени между первым и вторым замерами составил три месяца. Для всех зондов БЭЗ отмечается уменьшение сопротивления во времени. И лишь в радиусе исследования зондом А 2 М 0,5 N наблюдается преимущественно постоянное сопротивление, не меняющееся во времени или уменьшающееся незначительно.

Уменьшение сопротивления связано с вытеснением нефти из пластов. Представляет интерес, какая нефть оказывает влияние на изменение сопротивления породы — находящаяся в трещинах или в блоках? Как известно, сопротивление породы, трещины которой заполнены пресным фильтратом бурового раствора, определяется в основном сопротивлением блоков. В то же время в высокопористых разностях сопротивление фильтрата, насыщающего трещины, практически не влияет на общее сопротивление.

В скв. 893 исследуемая часть разреза сложена преимущественно высокопористыми известняками. Трещины заполнены пресным фильтратом бурового раствора. Для этих пород изменение сопротивления во времени на разных зондах должно быть связано с изменением сопротивления блоков, следовательно, $\rho_{п\text{тк}}$ обусловлено вытеснением из них нефти. Разная величина снижения сопротивления на каждом зонде, по-видимому, отражает последовательность протекания этого процесса.

В скв. 150 было проведено три замера удельного электрического сопротивления с интервалами времени 7 и 10 дней. Анализ поведения величины отношения ρ_2/ρ_1 в коллекторах показал, что в первое время после вскрытия породы бурением происходит снижение сопротивления во времени в зоне исследования малых зондов, которое затухает с удалением от ствола скважины. В последующий период времени ρ_3/ρ_2 в зоне исследования малых зондов сопротивление начинает увеличиваться, в то время как на больших зондах происходит его уменьшение (рис. 70).

Исследования проводились в высокопористой части разреза, где сопротивление породы определяется сопротивлением блоков, а сопротивление фильтрата бурового раствора $\rho_{ф}$ достаточно велико.

Очевидно, что в первое время происходит вытеснение нефти из блоков в прискважинной зоне, которое затем распространяется в глубь пласта. В прискважинной зоне процессы вытеснения нефти из блоков сменяются процессами их опреснения, что приводит к увеличению сопротивления всей породы.

Если исследовать величину отношения ρ_2/ρ_1 , то можно будет зафиксировать лишь снижение сопротивления на больших зондах. В прискважинной зоне процессы вытеснения нефти и опреснения блоков будут компенсировать друг друга.

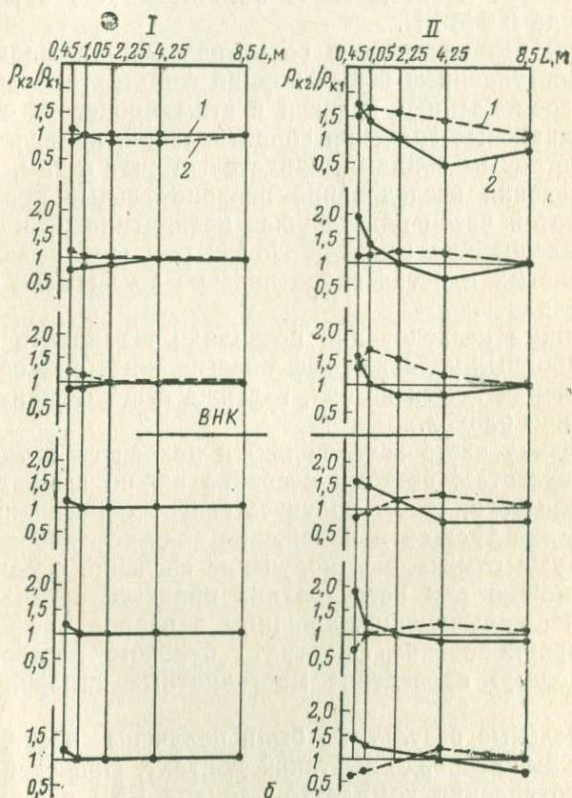
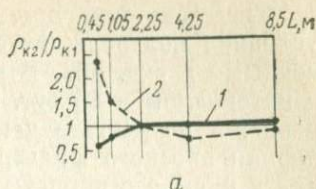


Рис. 70. Изменение сопротивления во времени в известняках верхнего мела ЧИ АССР.

a — скв. 150 Карабулак-Ачалукского месторождения ($Q_B=0,063$ Ом·м, $Q_\Phi=0,30$ Ом·м): 1 — Q_{K2} (26.VIII.1967 г.)/ Q_{K1} (19.VIII.1967 г.); 2 — Q_{K2} (5.IX.1967 г.)/ Q_{K1} (26.VIII.1967 г.); *b* — скв. 154 Карабулак-Ачалукского месторождения ($Q_B=0,063$ Ом·м): 1 — $Q_\Phi=0,080$ Ом·м: 1 — Q_{K2} (23.IV.1968 г.) / ρ_{K1} (13.IV.1968 г.); 2 — ρ_{K2} (3.V.1968 г.)/ Q_{K1} (23.IV.1968 г.); II — $Q_\Phi=0,6$ Ом·м: 1 — Q_{K2} (14.V.1968 г.)/ Q_{K1} (3.V.1968 г.); 2 — Q_{K2} (25.V.1968 г.)/ Q_{K1} (14.V.1968 г.); ВНК выделен по данным опробования

Существование процессов опреснения блоков в скважинных условиях подтверждается и результатами исследований, полученными в скв. 863. В ней были проведены временные замеры с интервалом в 25 сут. В течение этого срока проводилось бурение, в результате чего в пласты поступали дополнительные порции пресного фильтрата бурового раствора. На малых зондах в наиболее пористых пластах произошло увеличение сопротивления во времени. По мере продвижения в глубь пласта этот процесс затухает и затем опять возобновляется в зоне исследования зонда А 8 М 1 N.

Очевидно, что увеличение сопротивления на малых зондах связано с поступлением новых порций фильтрата бурового раствора и возобновлением в связи с этим процессов опреснения блоков. Одинаковые значения сопротивлений, измеренные двух- и четырехметровым зондами, свидетельствуют о том, что к моменту проведения исследований первоначальные процессы опреснения в этой части пласта уже прекратились и только в области исследования зонда А 8 М 1 N они еще имеют место. В низкопористых пластах сопротивление во времени практически не изменилось.

Проведенные исследования позволили установить существование в природных условиях нефтенасыщенных блоков, возможность извлечений нефти из них, а также существование процессов опреснения блоков.

Значительная часть запасов нефти находится в трещинах и вторичных пустотах, поэтому особенно важно выявить именно эту нефть для того, чтобы получить способ определения характера насыщения трещин и положения водо-нефтяного контакта в них. Как уже отмечалось, получение сведений о содержимом трещин возможно при исследовании процесса перераспределения флюидов, насыщающих трещины в период расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Для этого необходимо проведение многократных замеров зондами БЭЗ.

Положительные результаты были получены в скв. 154 (см. рис. 70), вскрывшей водо-нефтяной контакт. Проведены четыре замера сопротивления комплектом зондов БЭЗ с интервалами в 5, 10 и 11 сут. Первые три замера сделаны по мере углубления скважины после бурения 50-метровых интервалов. Последний замер проводился по всему вскрытому разрезу. Сопротивление фильтрата бурового раствора, на котором осуществлялось вскрытие верхнего мела, было близко по сопротивлению к пластовым водам ($\rho_{\text{ф}}=0,08 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{в}}=0,063 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Как видно из рис. 70, в этой скважине повторяется картина, которую мы наблюдали в предыдущих примерах, но только в менее выраженном виде, что определяется близкими значениями сопротивлений пластовой воды и фильтрата бурового раствора.

В нефтенасыщенной части разреза после предварительного

небольшого опреснения блоков отмечается снижение сопротивления, связанное с вытеснением нефти, которое затем опять сменяется процессами опреснения, повышающими сопротивление породы. Тот факт, что в этой скважине вытеснению нефти из блоков предшествует их предварительное опреснение объясняется более низким содержанием нефти в блоках. Это подтверждается результатами определения $k_{II\text{ мз}}$ по данным БЭЗ в высокопористых участках разреза, где влияние трещин, насыщенных высокоминерализованным фильтратом бурового раствора, отсутствует. Пористость, определенная по данным БЭЗ, сопоставима с пористостью, установленной по данным нейтронного гамма-метода, в отличие от предыдущих скважин, где $k_{II\text{ вэз}}$, как правило, в 3—5 раз меньше, чем $k_{II\text{ нгм}}$. Об этом же свидетельствует незначительное снижение сопротивления во времени в высокопористых участках разреза.

В водонасыщенной части разреза в первый интервал времени отмечается рост сопротивления во времени, связанный с процессами опреснения. Затем была осуществлена смена соленого раствора на пресный, после чего на малых зондах обнаружилось дальнейшее увеличение сопротивления, связанное с поступлением дополнительных порций более пресного раствора. Одновременно большими зондами было зафиксировано снижение сопротивления во времени, которое позднее распространилось и на малые зонды. Поскольку эта часть разреза водонасыщена, снижение сопротивления во времени, распространяющееся из глубины пластов по направлению к скважине, может быть связано только с осолонением прискважинной зоны пласта. Таким образом, с помощью многократных замеров сопротивления в разрезе верхнего мела удалось обнаружить существование процессов расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора в необсаженной скважине.

Разница в поведении кажущихся сопротивлений пластов в нефтенасыщенной и водонасыщенной части разреза позволила установить положение водо-нефтяного контакта (рис. 71). Снижение сопротивлений в водонасыщенной части разреза отчетливо видно на кривой, записанной зондом А 0,5 М 0,1 N. Результаты геофизических исследований надежно подтверждаются данными испытаний. Как следует из приведенных примеров, эффективность временных исследований в значительной степени зависит от правильного выбора времени проведения замеров и интервалов между ними. Использование комплекта зондов бокового электрического зондирования позволяет надежно решить эту задачу.

Для выделения продуктивных пластов в карбонатном разрезе используют данные индукционного метода. Нами опробован графический способ комплексной интерпретации данных индукционного и ультразвукового методов, предложенный

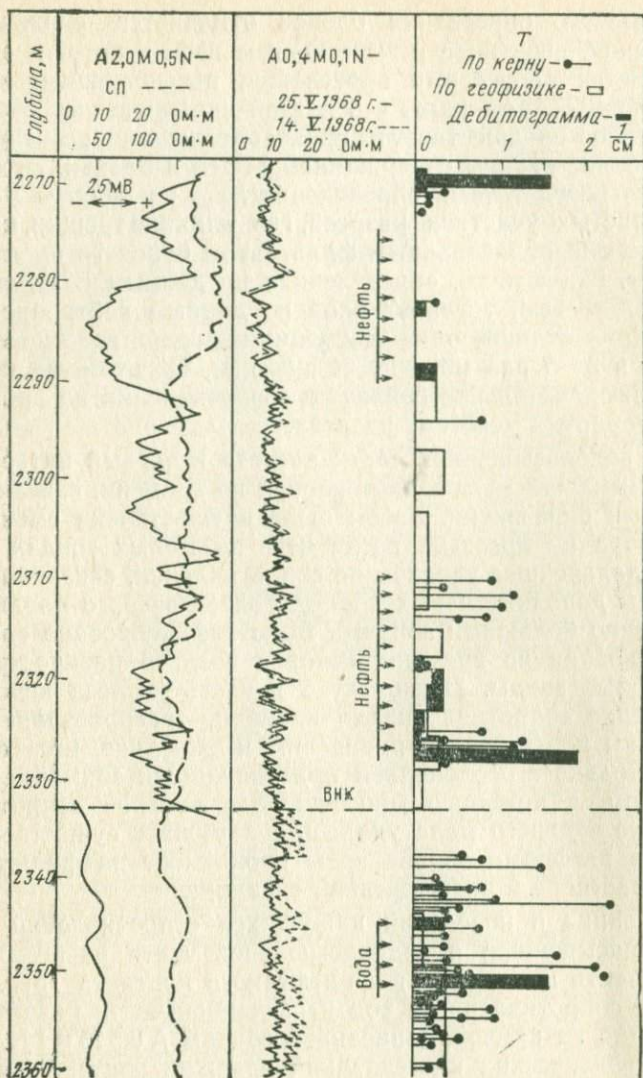
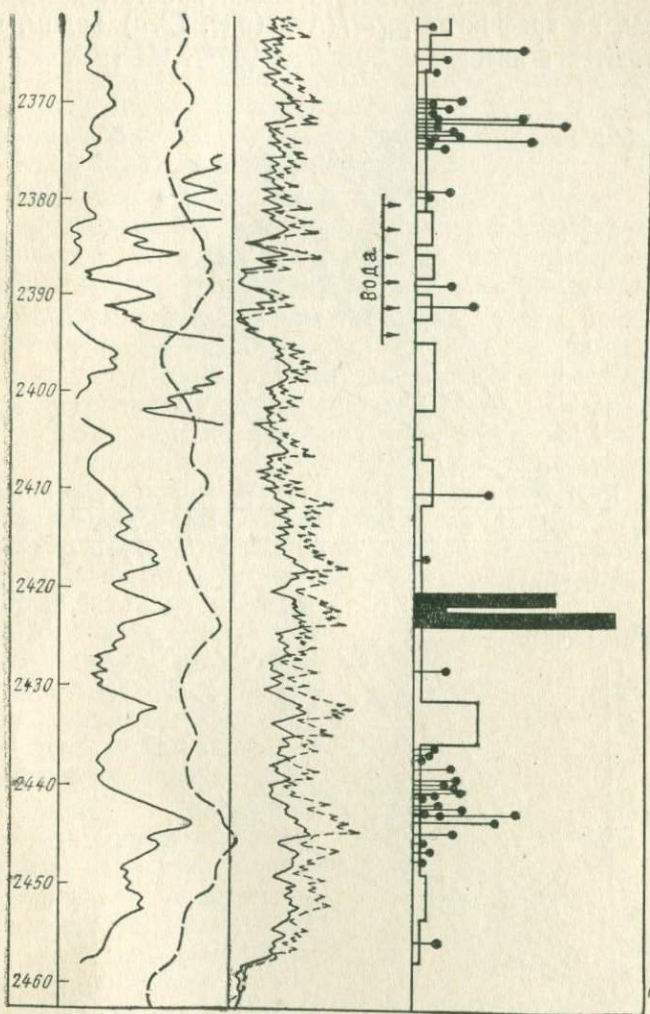


Рис. 71. Определение положения ВНК по изменению ка
Карабулак

К. Р. Дэвисом [43], аналогичный методу Вилли. Масштаб оси ординат выбран в виде функции $\sqrt{1/\rho_{II}}_{IM}$, который более удобен, чем логарифмический. По оси ординат откладывали величины удельных сопротивлений, полученные в результате интерпретации индукционного метода, а величины интервального



жущегося сопротивления пластов (скв. 154 месторождения -Ачалуки)

времени пробега упругих волн — в арифметическом масштабе по оси абсцисс.

Используя зависимости $\Delta\tau = f(k_{\text{п}})$ и $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$, построили линии равных водонасыщенностей, пересекающихся в точке с координатами $\rho_{\text{п}}_{\text{им}} = \infty$ и $\Delta\tau = 180$ мкс/м. Эта точка характе-

ризует удельное сопротивление и время распространения упругой волны в скелете породы.

После нанесения точек, соответствующих пластам исследуемой скважины, на график $\rho_{п\text{ им}} = f(\Delta\tau)$ (рис. 72, а) видим, что они располагаются в интервале $20 \leq k_n \leq 100\%$. На графике все

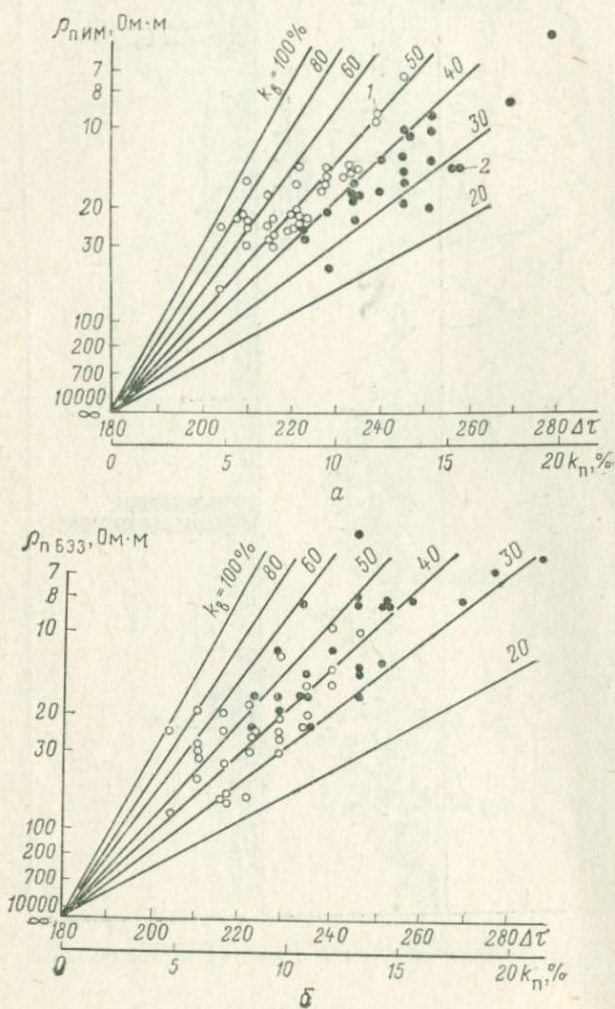


Рис. 72. Сопоставление интервального времени пробега упругой волны в известняках верхнего мела ЧИ АССР с их удельным сопротивлением, определенным по индукционному методу $\rho_{п\text{ им}}$ (а) и боковому электрическому зондированию $\rho_{п\text{ БЭЗ}}$ (б).

1 — вода; 2 — нефть

водонасыщенные пласты располагаются выше линии $k_B=40\%$, для нефтеносных пластов характерны $k_B < 40\%$. Таким образом, было получено довольно четкое разделение пластов по характеру насыщения.

При сопоставлении в этих же координатах величин удельных сопротивлений, определенных по БЭЗ, с данными ультразвукового метода не удалось добиться разделения пластов на нефте- и водонасыщенные (рис. 72, б).

Различие величин удельных сопротивлений, определенных по индукционному методу и боковому электрическому зондированию для большей части пластов, независимо от характера насыщения, по абсолютной величине не превышает 3—5 Ом·м.

В связи с этим возникает вопрос, в чем причина высокой эффективности индукционного метода? В результате анализа обнаружили, что в большинстве случаев в нефтеносных пластах удельные сопротивления, определенные по индукционному методу, выше, чем по боковому электрическому зондированию, а в водоносных пластах — наоборот (рис. 73). Однако это характерно лишь для пластов малой мощности ($h < 4$ м). В пластах большей мощности, как правило, отмечается хорошее совпадение сравниваемых величин $\rho_{п\text{ БЭЗ}}$ и $\rho_{п\text{ им}}$. Очевидно, это характеризует низкую эффективность оценки удельных сопротивлений по боковому электрическому зондированию в маломощных, неоднородных пластах, какими в большинстве являются пласты, выделяемые в разрезе верхнего мела.

Далее, поскольку нефтенасыщенные интервалы в разрезе данной скважины приурочены к породам с повышенной пористостью, для которых характерны трехслойные кривые зондирования с проникновением, повышающим удельное сопротивление пласта, показания индукционного метода в этом случае в большей степени зависят от $\rho_{п}$, чем от $\rho_{зп}$. Диаметр зоны проникновения для этих пластов в редких случаях превышает $8 d_c$, что соответствует $\sim 1,5$ м. (По-видимому, это фиктивный диаметр,

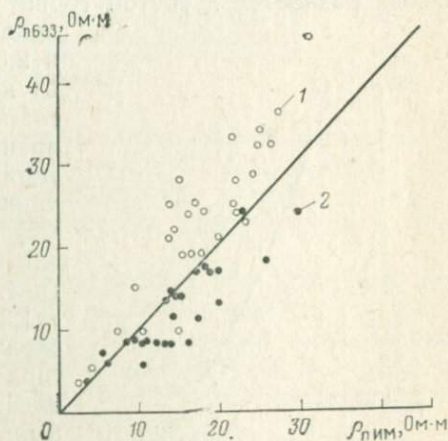


Рис. 73. Сопоставление удельных сопротивлений, определенных по боковому электрическому зондированию $\rho_{п\text{ БЭЗ}}$ и индукционному методу $\rho_{п\text{ им}}$ (скв. 154 месторождения Карабулак-Ачалуки). 1 — вода; 2 — нефть

так как действительный, характеризующий глубину проникновения фильтрата бурового раствора, может быть и больше).

Для водоносных пластов, где межзерновая пористость блоков низка, характерны двухслойные кривые зондирования. Учитывая довольно большой радиус исследования индукционного метода, справедливо предположить, что на величины сопротивлений, записываемых выбранным зондом, будут влиять трещины, которые на значительном удалении от ствола скважины заполнены более минерализованным фильтратом, что и приводит к снижению его показаний по сравнению с ρ_{Π} взз.

С целью определения критического значения остаточной водонасыщенности $k_{во}$ для коллекторов другого типа — кавернозно-межзернового — методика комплексной интерпретации данных сопротивлений и ультразвукового метода была опробована для межсоловых отложений месторождения Осташковичи. Сопротивление пластов бралось по данным экранированного зонда. При сопоставлении ρ_{Π} и Δt учитывалась сложная структура порового пространства изучаемых коллекторов. При построении кривых равного водонасыщения $\rho_{\Pi} = f(k_{в}, k_{\Pi})$, которые рассчитываются исходя из известных зависимостей $\Delta t = f(k_{\Pi})$, $P_{\Pi} = f(k_{\Pi})$, $P_{в} = f(k_{в})$, было рассмотрено несколько вариантов. С учетом структурных особенностей коллекторов в качестве основных брались: а) кривые зависимости $P_{\Pi} = f(k_{\Pi})$ для кавернозных разностей с учетом горного давления и структурными

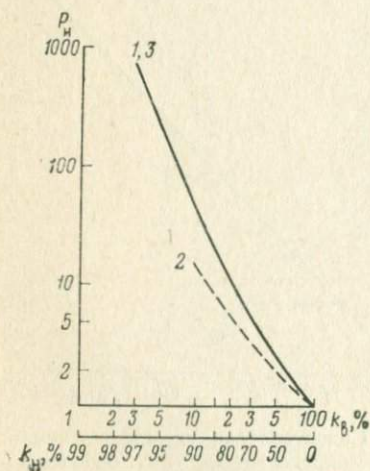


Рис. 74. Зависимость параметра насыщения P_{Π} от коэффициентов водонефтенасыщения $k_{в}$ и k_{Π} .

1 — кривая, построенная Г. Арчи; 2, 3 — кривые, построенные А. С. Пестриковым для кавернозных пород

показателями m , равными 2,3 и 2,6 (см. рис. 16, 26 раздел I); б) кривые зависимости $P_{в} = f(k_{в})$, полученные Арчи для преимущественно межзернового типа карбонатных пород (рис. 74, кривая 1) с показателем $n=1,8$ [35] и А. С. Пестриковым [75] для кавернозных разностей (рис. 74, кривые 2, 3) с $n=1,3—1,8$, причем для наиболее сложного кавернозного коллектора ближе к действительной является кривая 2 с $n=1,3$. Она была принята нами за основную.

Сопоставление $\rho_{в} = f(\Delta t)$ было проведено для нескольких скважин месторождения Осташковичи. Положение пластов относительно ВНК было известно. На рис. 75 приведено это сопоставление с серией кривых $k_{в}$, рассчитанных для двух наиболее характерных в рассматриваемых

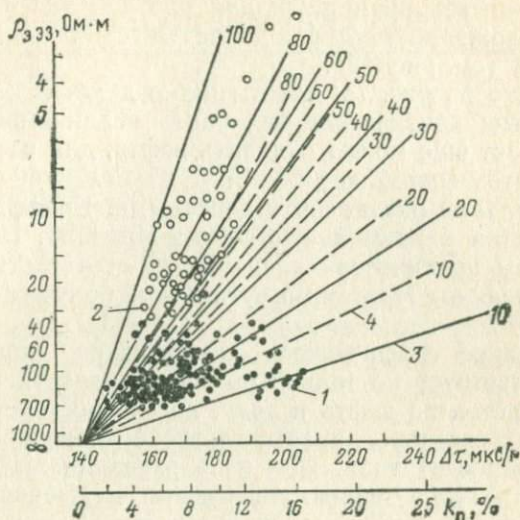


Рис. 75. Сопоставление удельных сопротивлений пород, определенных по экранированному зонду ρ_{33} ЭЗ, и интервального времени пробега упругой волны $\Delta\tau$ (месторождение Осташковичи, межселевые отложения, $\rho_c \approx \rho_B \approx 0,04$ Ом · м). 1 — нефть; 2 — вода; кривые равных водонасыщенностей k_B , построенные для коллекторов; 3 — межзерновых, 4 — кавернозных

условиях случаев: для межзерново-кавернозных разностей пород с учетом горного давления ($m=2,3$; $n=1,8$) и для крупно-кавернозных разностей доломитов ($m=2,6$; $n=1,3$).

Кривые равных водонасыщенностей пересекаются в точке $\rho_{II} = \infty$ и $\Delta\tau_{СК} = 138$ мкс/м.

Все точки, соответствующие водоносным и нефтеносным пластам, на графике $\rho_{33} = f(\Delta\tau)$ располагаются, как и следовало ожидать, в интервале $10\% \leq k_B \leq 100\%$, причем для большинства нефтеносных пластов характерны $k_B \leq 30\%$. Значительная часть точек оказалась в зоне $k_B = 10-15\%$, что свидетельствует о высокой нефтенасыщенности коллекторов.

Такие же высокие значения $k_{II} = 80-90\%$ были получены при подсчете запасов нефти по данному объекту при расчете k_{II} по параметру насыщения и по формуле

$$k_{II} = \frac{k_{II} - k_{II\text{мз}}}{k_{II}},$$

учитывающей сложное строение коллектора, его кавернозно-межзерновой тип. Общая пористость находилась по нейтронному гамма-методу. Для оценки $k_{II\text{мз}}$ использованы результаты

анализа керна. Значение $k_{по}$, определенное по кривой распределения открытой пористости для плотной части породы межсолевых отложений месторождения Осташковичи, составляет в среднем 3% (см. рис. 12).

Как видно из рис. 75, пласты четко делятся на нефтеносные и водоносные; критическая величина водонасыщенности, при которой пласт еще может отдавать нефть, для всех рассмотренных вариантов составляет 40—50%. При $k_v \geq 40—50\%$ практически все пласты оказались водоносными. Коэффициенты пористости пластов меняются от 3—4 до 16—17%. Полученная таким образом критическая величина k_v соответствует результатам опробования. Притоки нефти были получены в пластах с $k_v < 40—50\%$.

Проведенное графическое сопоставление параметров ρ_n и Δt свидетельствует не только об эффективности методики разделения пластов на нефть и воду, но способствует также выделению в разрезе пород преимущественно кавернозно-межзернового (смешанного) типа. При использовании любых вариантов модели коллектора — преимущественно межзернового, преимущественно кавернозного, смешанного типа — критическое значение водонасыщенности $k_{v\text{кр}}$ оставалось практически неизменным, хотя сами кривые равных k_v довольно существенно сдвигаются относительно друг друга.

IV. ИЗУЧЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ И НЕФТЕСОДЕРЖАНИЯ ПОРОД

1. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

При разведке новых месторождений использование промыслово-геофизических методов дает возможность решать широкий круг вопросов, позволяющих в конечном итоге выделять в разрезах скважин продуктивные пласты и оценивать их коллекторские свойства. Единственным способом проверки результатов интерпретации данных геофизики являются промысловые испытания изучаемых объектов. Они позволяют установить эффективность применяемого комплекса промыслово-геофизических исследований, а также тех методик, которые были использованы для оценки характера насыщения и коллекторских свойств пород, и дать рекомендации по повышению их результативности.

Совместный анализ промысловых и промыслово-геофизических данных показал, что отмечаются случаи, когда либо из пластов, охарактеризованных как продуктивные коллекторы, не получают притока нефти или газа, либо отдающей является незначительная доля мощности вскрытого коллектора. Об этом наглядно свидетельствуют данные дебитометрии (см. рис. 71). Особенно часты такие случаи в карбонатных коллекторах со сложным строением порового пространства, где притоки очень часто получают из участков разреза, относящихся к неколлекторам (см. рис. 71). В связи с этим представляется важным не только выделять в разрезе пласты-коллекторы и оценивать характер их насыщения, но и прогнозировать их продуктивность. Известно [82], что продуктивность коллекторов определяется их коллекторскими свойствами и, в первую очередь, проницаемостью. Следовательно, зная проницаемость, можно оценить продуктивность пласта. Проницаемость коллектора можно установить двумя способами: по образцам керна и данным промыслово-геофизических исследований. Использование керна в этом случае представляется неправомерным по следующим причинам:

1) при существующей технологии отбора образцов керна в скважинах процент выноса его на дневную поверхность, как правило, мал, особенно в высокопористых разностях пород, и, следовательно, такой керн нельзя считать достаточно представительным;

2) даже при 100%-ном выносе керна объем исследуемых образцов слишком мал, чтобы определенный по ним такой параметр, как проницаемость, мог быть распространен на весь объем пласта-коллектора, особенно карбонатного коллектора со сложным строением порового пространства;

3) лабораторные условия, в которых проводятся определения $k_{пр}$ на кернах, резко отличаются от скважинных условий.

Данные промыслово-геофизических исследований использовать для оценки проницаемости коллекторов более правомочно, поскольку они, как и гидродинамические методы, исследуют породы в больших объемах и в условиях их естественного залегания.

Поскольку непосредственная оценка проницаемости по данным промысловой геофизики в настоящее время является довольно сложной и часто практически почти невыполнимой задачей, с этой целью можно использовать исходные геофизические параметры (сопротивление и потенциалы собственной поляризации) пластов, отражающие проницаемость пород [32, 36]. В этом случае прогнозирование продуктивности коллекторов по данным промысловой геофизики можно осуществлять на основании сопоставлений достаточного количества результатов испытаний с различными геофизическими параметрами. Задавшись минимальными значениями продуктивности, при которой пласт считается промышленным объектом, можно выявить некоторые критические значения используемых геофизических параметров, которые позволят выделить такие объекты в исследуемом разрезе.

При выполнении сопоставлений в карбонатных отложениях с коллекторами смешанного типа необходимо учитывать следующие:

1) нефть может содержаться и в трещинах, и в блоках, проницаемость которых резко различна;

2) геофизические параметры пластов, такие, как интенсивность вторичного γ -излучения I_{γ} , удельное сопротивление $\rho_{п}$, относительная амплитуда СП α сп, часто характеризуют неодинаковые объемы пород, о чем говорилось ранее;

3) количество опробованных пластов может быть ограниченным при частых осложнениях в процессе бурения;

4) при испытаниях часто используется солянокислотная обработка, искажающая первоначальные характеристики коллектора и исключающая возможность сопоставления данных таких испытаний с данными геофизики;

5) продуктивность коллекторов может изменяться во времени, в связи с чем при сопоставлениях необходимо использовать данные только тех испытаний, которые были проведены приблизительно в одно время с промыслово-геофизическими исследованиями.

Надежным критерием продуктивности коллектора является удельный коэффициент продуктивности $K_{уд}$, определяемый количеством нефти, которое может отдать пласт мощностью в один метр за одни сутки при депрессии, равной 1 кгс/см². Величина удельного коэффициента продуктивности рассчитывается по формуле

$$K_{уд} = \frac{Q}{(\rho_{пл} - \rho_{заб}) h},$$

где Q — дебит нефти в т/с; $\rho_{пл}$, $\rho_{заб}$ — пластовое и забойное давление в кгс/см²; h — мощность перфорированного интервала в м.

При расчете $K_{уд}$ следует знать, что:

1) предложенная формула может быть использована только для потока однофазной жидкости;

2) при использовании в пределах одного месторождения перфораторов разного типа необходимо учитывать и количество отверстий, приходящихся на 1 м перфорированного интервала.

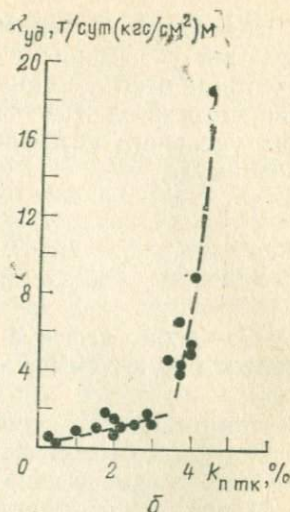
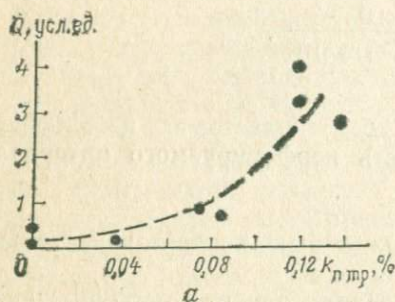
3) достоверным коэффициент продуктивности можно считать лишь в том случае, если величина его остается практически постоянной не менее чем на трех режимах испытаний.

Если с изменением депрессии на пласт коэффициенты продуктивности испытывают значительные изменения, во избежание возможного влияния турбулентного режима течения жидкости, возникающего при больших депрессиях, коэффициент продуктивности целесообразно определять при самых малых депрессиях, т. е. по начальному участку индикаторной кривой. Для этой цели лучше всего определять $K_{уд}$ при одном и том же малом штуцере во всех скважинах месторождения.

Для выполнения сопоставления промысловых и промыслово-геофизических данных из общей массы испытанных пластов необходимо выбрать лишь те, которые характеризуются по данным геофизики как наиболее однородные.

Геофизические параметры лучше всего рассчитывать как средневзвешенные по мощности. В отложениях верхнего мела ЧИ АССР, где исходные геофизические параметры $I_{л\gamma}$, $\rho_{п}$, α сп, ΔJ_{γ} характеризуют неодинаковые объемы породы, при сопоставлении с промысловыми данными использовались средневзвешенные по мощности величины общей $k_{п}$, блоковой $k_{п\text{мз}}$, трещинной $k_{п\text{тр}}$, трещинно-кавернозной $k_{п\text{тк}}$ пористости, относительного содержания нерастворимого остатка $\eta_{но}$. В результате была получена связь удельного коэффициента продуктивности с величиной трещинно-кавернозной пористости (рис. 76) и интенсивности притока жидкости в скважину, зарегистрированной дебитомером, с трещинной пористостью (см. рис. 76). Полученные связи позволили сделать вывод, что в разрезе верхнего мела

Рис. 76. Связь продуктивности известняков верхнего мела ЧИ АССР с трещинной $k_{п тр}$ (а) и трещинно-кавернозной $k_{п тк}$ (б) пористостью



проницаемость коллекторов связана с трещинами, пустоты выщелачивания развиты преимущественно по трещинам, а коллектором может быть любой пласт, для которого $k_{п тк} > 0$.

Вид связи $K_{уд} = f(k_{п тк})$ меняется в исследуемом диапазоне изменения вторичной пористости. При $k_{п тк} < 3-3,5\%$, т.е. (как было показано ранее) в коллекторах преимущественно трещинного типа, продуктивность низкая и растет медленно с увеличением $k_{п тк}$. В области, где $k_{п тк} > 3-3,5\%$, т.е. в коллекторах трещинно-кавернозного типа, отмечается резкое увеличение $K_{уд}$ с ростом $k_{п тк}$. Причины такого вида связи могут быть различны.

Он объясняется переходом ламинарного режима течения жидкости в турбулентный. Однако при этом в области высоких $k_{п тк}$ интенсивность роста $K_{уд}$ должна была бы быть еще меньше, чем в коллекторах с $k_{п тк} < 3-3,5\%$.

Более вероятным представляется влияние раскрытости трещин, по которым осуществляется фильтрация жидкости к скважине. Действительно, раскрытость трещин, контролирующая проницаемость и продуктивность коллектора, определяется, с одной стороны, механическими свойствами пород, а с другой — наличием процессов выщелачивания. Последние протекают наиболее интенсивно в чистых от примеси глин разностях и одновременно с образованием каверн приводят к расширению трещин.

Преимущественно трещинный тип коллектора развивается в более плотных и глинистых известняках, где с увеличением глинистости процессы выщелачивания незначительно меняют первоначальную раскрытость трещин. Трещинно-кавернозный тип развивается в высокопористых и слабogliнистых известня-

ках. В них трещины претерпевают значительные изменения, и с уменьшением глинистости резко растет их раскрытость.

Одновременное существование связей, представленных на рис. 76, свидетельствует о том, что между трещинной и трещинно-кавернозной пористостью в отложениях верхнего мела существует определенная зависимость, которая и обуславливает связь $K_{уд}$ с $k_{п\text{тк}}$. Поскольку трещинная пористость в значительной степени определяется раскрытостью трещин [7, 83, 85], существует связь раскрытости трещин с трещинно-кавернозной пористостью.

Получение связей, подобных представленным на рис. 76, б, для конкретных условий позволяет установить количественные критерии выделения в разрезах скважин продуктивных пластов и оценить их возможную продуктивность. Аналогичные зависимости могут быть получены и для терригенных отложений [24].

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО НЕФТЕСОДЕРЖАНИЯ ПОРОД

При подсчете запасов нефти и газа распространено построение карт по средним значениям параметров $h_{пп\ i}$, $k_{п\ i}$ и $k_{п\ i}$, входящих в формулу объемного метода. Однако такой подход не позволяет с достаточной полнотой проследить за характером изменения запасов по площади месторождения. Более точными, несущими объективную информацию о распределении запасов в изучаемом коллекторе, являются карты равного удельного нефтесодержания пород, построенные по параметру q_n , характеризующему удельное весовое количество товарной нефти в тоннах, приходящейся на 1 м² горизонтальной проекции нефтенасыщенной части коллектора [35].

Результаты проведенных исследований поставили под сомнение тезис о «стерильности» матрицы известняков верхнего мела. Применение нового методического подхода к оценке коэффициентов пористости и нефтенасыщения матрицы позволило перейти к изучению распределения нефтенасыщенных известняков по площади Малгобек-Вознесенского месторождения, чтобы в первом приближении оценить долю геологических запасов нефти в межзерновом пространстве блоков.

Эта задача была решена с привлечением результатов комплексной количественной интерпретации промыслово-геофизических данных по 26 скважинам месторождения. Для каждой скважины были получены следующие параметры: суммарная мощность пластов с нефтенасыщенной матрицей $h_{пп}$, средневзвешенные по мощности значения коэффициентов пористости $k_{п\text{мз}}$ и нефтенасыщенности k_n . Полученные данные использовали для построения карт равных нефтенасыщенных мощностей и равных нефтенасыщений, а также карты равного удельного неф-

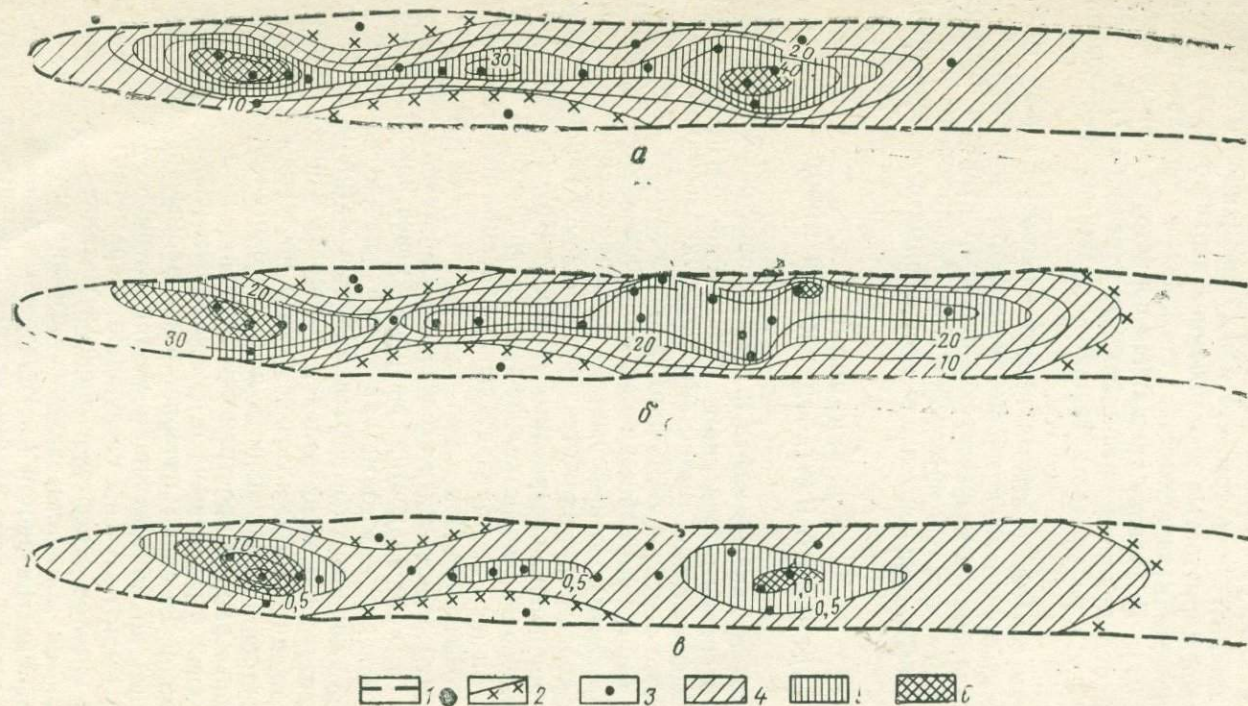


Рис. 77. Карты равных мощностей (*a*), равного нефтенасыщения (*б*) и удельного нефтенасыщения (*в*) для пластов с нефтенасыщенной матрицей по скважинам Малгобек-Вознесенского месторождения.

1 — внешний начальный контур нефтеносности; 2 — предполагаемая граница распространения высокопористых известняков ($k_{\text{пмз}} > 10\%$); 3 — скважина; *a* — 4 — $h < 20$ м, 5 — $h = 20 \div 40$ м, 6 — $h > 40$ м; *б* — 4 — $k_H < 20\%$, 5 — $k_H = 20 \div 40$, 6 — $k_H > 40\%$; *в* — 4 — $q_H < 0,5$, 5 — $q_H = 0,5-1$, 6 — $q_H > 1$

тесодержания по параметру q_n . Значения q_n для каждой скважины определяли по формуле

$$q_n = \delta_n \theta \Sigma h_{\text{шп}} i k_{\text{п мз}} i k_{\text{н}} i,$$

где δ_n — плотность нефти в поверхностных условиях; θ — пересчетный коэффициент.

Рассмотрение полученных карт (рис. 77) показывает, что характер площадного распространения величин $h_{\text{шп}}$, k_n и q_n находится в соответствии со структурным планом месторождения. Наибольшие значения данных параметров приурочены к скважинам, расположенным в сводовой части залежи. На крыльях и периклиналях наблюдается закономерное уменьшение этих величин, что вполне отвечает распределению запасов в условиях массивной залежи.

При более детальном рассмотрении характера площадного распространения параметров $h_{\text{шп}}$, k_n и q_n на представленных схематических картах можно выделить локальные участки, расположенные в пределах сводовой части структуры и характеризующиеся повышенными значениями изучаемых величин (с востока на запад районы скв. 808, 893, 843, 160, 840, 856).

Величина нефтенасыщения межзернового пространства блоков для большей части сводовых скважин составляет 35—40% и только в скв. 160 и 840 превышает 50%. Суммарная мощность пластов с нефтенасыщенной матрицей по сводовым скважинам изменяется от 22 до 50 м, в скважинах на крыльевых и периклинальных участках структуры, как правило, не превышает 10 м. Наибольшие запасы нефти также сосредоточены в скважинах, находящихся в пределах выделенных локальных участков.

Результаты выполненных исследований предполагают наличие резерва геологических запасов нефти, находящейся в межзерновом пространстве блоков верхнемеловых известняков, который необходимо учитывать при оценке суммарных геологических запасов Q_n по месторождению в целом. Наконец, полученная с помощью комплексного анализа данных промысловой геофизики картина распределения удельных запасов нефти позволяет более обоснованно подходить к вопросу максимального извлечения запасов из недр месторождения.

Обобщение опыта исследований карбонатных коллекторов с различной структурой порового пространства показывает, что необходимым условием для их всестороннего изучения является комплексное использование данных методов промысловой геофизики, гидродинамики и керна.

Основа для определения подсчетных параметров — это петрофизические связи, найденные на керне в лабораторных условиях. Получение достоверных петрофизических зависимостей для карбонатных коллекторов может быть достигнуто только при наличии представительного керна достаточно больших размеров, позволяющих сохранить естественную структуру порового пространства. Это особенно важно для кавернозных коллекторов, в которых должно быть сохранено соотношение межзерновых пор и каверн, имеющееся в природных условиях.

Физические свойства пород-коллекторов в значительной степени определяются геометрией порового пространства, количественным выражением которой служит параметр формы пор. Исследование взаимосвязей параметра формы пор с петрофизическими характеристиками карбонатных пород (плотность, пористость, проницаемость, удельное электрическое сопротивление и др.) позволяет разделять коллекторы на типы по структуре порового пространства.

Изменения давления всестороннего сжатия, пластового давления и температуры, связанные с отбором керна, сопровождаются деформацией карбонатных пород и изменением их физических свойств. Масштаб этих изменений зависит от глинистости и структуры порового пространства, характеризуемой трещинной, кавернозной и межзерновой пористостью.

В породах с однородной структурой порового пространства изменения петрофизических характеристик под воздействием термобарических факторов невелики и ими в первом приближении можно пренебречь. В коллекторах со сложной геометрией пор изменения более существенны и могут привести к систематической ошибке при определении коллекторских свойств по лабораторным зависимостям, полученным без учета пластовых давлений и температур.

Достоверная оценка параметров карбонатного коллектора

зависит от того, насколько правильно установлена принадлежность его к тому или иному типу. Для этого особенно эффективны методы, позволяющие исследовать процессы, происходящие в зоне проникновения во времени и при различных минерализациях фильтрата бурового раствора. К ним относятся методы «двух растворов», временных замеров удельного электрического сопротивления, разноглубинных фокусированных зондов и др.

Комплексирующие промыслово-геофизических и гидродинамических методов позволяет определить тип карбонатного коллектора, а также дать приближенную оценку его продуктивности.

Совместный анализ данных керна и геофизических методов исследования скважин дает возможность разделить породы на коллекторы и неколлекторы.

Одной из самых сложных задач в карбонатных разрезах является оценка характера насыщения. Положительные результаты в данном случае могут быть получены при совместной интерпретации ультразвукового и индукционного методов, ультразвукового, нейтронного гамма-методов и экранированного зонда, по способу «исследование — испытание — исследование», временным замерам экранированным зондом с дополнительным воздействием давления на пласт при повторной записи.

Изложенные в настоящей работе методические приемы позволяют повысить достоверность выделения и оценки продуктивных коллекторов, увеличить надежность определения их подсчетных параметров. Полученные положительные результаты свидетельствуют о возможности использования накопленного опыта при исследовании карбонатных коллекторов, аналогичных рассмотренным, в различных районах нашей страны.

1. Абдухаликов Я. Н. — Выделение карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства по комплексу «исследование — испытание — исследование», — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1974, № 9, с. 35—38 с ил.
2. Абдухаликов Я. Н., Кашик А. С. Некоторые вопросы выделения продуктивных карбонатных коллекторов девонских отложений Припятской впадины методами промысловой геофизики в условиях проводки скважин на высокоминерализованном растворе. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1971, № 2, с. 11—14 с ил.
3. Авдонина Л. И., Дахнов В. Н. Геолого-геофизическая характеристика трещинно-кавернозных коллекторов нефти и газа Меловой площади. — В кн.: Вопросы промысловой геофизики. М., «Недра», 1967, с. 98—104 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 67).
4. Авдусин П. П., Цветкова М. А. О классификации коллекторов нефти. Доклады АН СССР. Новая серия. Т. 41, вып. 2, 1943, с. 78—81 с ил.
5. Авчян Г. М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. М., «Недра», 1972. 144 с ил.
6. Александров Б. Л. Комплексное изучение юрских отложений Восточного Предкавказья в связи с оценкой их коллекторских свойств нефтегазонасыщенности. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук, Грозный, ГНИ, 1968. 21 с.
7. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1962, 572 с. с ил.
8. Арчи Г. Классификация пористых карбонатных пород и их коллекторские свойства. — В кн.: Вопросы промысловой геофизики. М., Гостоптехиздат, 1957, с. 8—26 с ил.
9. Африкян А. Н., Залуцкий А. М. Опыт применения больших потенциал-зондов при изучении карбонатных отложений Волгоградской области. — В кн.: Промысловая геофизика. М., Гостоптехиздат, 1963, с. 118—127 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 41).
10. Багов М. С., Инюткина А. В. Оценка избирательной смачиваемости пород нефтяных залежей. — В кн.: Разработка нефтяных месторождений с трещинными коллекторами. М., «Недра», 1967, с. 143—148 с ил. (СевКавНИИ. Труды. Вып. 3).
11. Багов М. С., Кузьмичев Д. Н., Инюткина А. В. Методы и результаты исследований некоторых физических свойств образцов нефтяных залежей, приуроченных к трещинным коллекторам. — В кн.: Разработка нефтяных месторождений и физика пласта. М., «Недра», 1970, с. 107—118 с ил. (СевКавНИИ. Труды. Вып. 6).
12. Басин Я. Н., Берман Л. Б., Нейман В. С. О возможности выделения кавернозных и трещиноватых известняков методами промысловой геофизики. — «Прикладная геофизика», вып. 39. М., «Недра», 1964, с. 153—166 с ил.
13. Безбородова И. В. Оценка перспектив нефтегазоносности карбонатных толщ. — В кн.: Вопросы геологии и нефтегазоносности Кавка-

за и Предкавказья. Сер. Геология. М., 1963, изд. ЦНИИТЭНефтегаз, с. 18—23 с ил.

14. Безбородова И. В. Литология верхнеюрской карбонатной толщи междуречья Кубань — Белая и сравнительная характеристика пластичности слагающих ее пород в связи с прогнозной оценкой трещиноватости. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук. М., МИНХиГП, 1968. 25 с.

15. Бендзко Карлхайц. О выделении в карбонатном разрезе трещинных коллекторов. — В кн.: Вопросы промысловой геофизики. М., «Недра», 1967, с. 86—92 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 67).

16. Булач М. Х., Каплан М. Е. О факторах, влияющих на коллекторские свойства верхнемеловых пород Северного Кавказа. — «Труды II Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа». М., «Недра», 1965, с. 91—96 с ил.

17. Булач М. Х., Узлянер В. П. Пространственное распределение и условия формирования карбонатных коллекторов верхнего мела Южного Дагестана. — В кн.: Трещинные коллекторы нефти и газа и методы их изучения. Л., «Недра», 1965, с. 229—272 с ил. (ВНИГРИ. Труды. Вып. 242).

18. Везирова А. Д. Верхнемеловые отложения Восточного Предкавказья в связи с проблемой большой мезозойской нефти. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1966. 174 с с ил.

19. Вендельштейн Б. Ю. Альбом номограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин. М., Гостоптехиздат, 1963. 62 с с ил.

20. Вендельштейн Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М., «Недра», 1966. 206 с с ил.

21. Вендельштейн Б. Ю., Золоева Г. М., Царева Н. В. Определение эффективной пористости коллекторов верхнего мела Восточного Предкавказья по данным промысловой геофизики. — В кн.: Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1971, с. 105—117 с ил.

22. Вендельштейн Б. Ю., Ларионов В. В. Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа. М., «Недра», 1964. 198 с с ил.

23. Вендельштейн Б. Ю., Манчева Н. В. О возможности комплексной количественной интерпретации диаграмм нейтронного гамма-метода и потенциалов собственной поляризации в карбонатном разрезе. — В кн.: Геофизические методы исследования скважин. М., «Недра», 1967, с. 113—140 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 56).

24. Вендельштейн Б. Ю., Царева Н. В. О критериях выделения коллектора по данным промысловой геофизики. — «Нефть и газ», 1969, № 6, с. 5—8 с ил.

25. Вилли М. Р. Д. Основы интерпретации данных электрического каротажа. — В кн.: Промысловая геофизика, вып. 3. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 3—94 с ил.

26. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. М., Гостоптехиздат, 1962. 276 с с ил. Авт.: А. Бан, А. Ф. Богомолова, В. А. Максимов и др.

27. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1963. 309 с с ил.

28. Гмид Л. П. Влияние литологических факторов на коллекторские свойства трещиноватых карбонатных пород. — «Труды II Всесоюзного совещания по трещиноватым коллекторам нефти и газа». М., «Недра», 1965, с. 51—56 с ил.

29. Гмид Л. П., Звоницкая И. В. Литолого-петрографические исследования карбонатных пород и формирование в них пористости. — В кн.: Трещинные коллекторы нефти и газа и методы их изучения. Л., «Недра», 1965, с. 49—73 с ил. (ВНИГРИ. Труды. Вып. 242).

30. Горюнов И. И. Удельное электрическое сопротивление трещиноватой породы. — «Прикладная геофизика», вып. 38. М., «Недра», 1964, с. 173—179 с ил.

31. Губерман Ш. А., Овчинникова М. И. Некоторые возможности использования статистических характеристик геологических разрезов. — «Изв. АН СССР. Сер. Геофизическая». М., изд. АН СССР, 1964, № 7, с. 87—94 с ил.

32. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Гостоптехиздат, 1962. 547 с. с ил.

33. Дахнов В. Н. Исследование фактора времени при интерпретации результатов исследования скважин методом сопротивления. — В кн.: Промысловая геофизика. М., Гостоптехиздат, 1963, с. 93—99 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 41).

34. Дахнов В. Н. К вопросу определения эффективной пористости карбонатных коллекторов верхнего мела Грозненского нефтепромыслового района. — В кн.: Петрофизика и промысловая геофизика. М., «Недра», 1969, с. 84—93 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 89).

35. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., «Недра», 1972. 365 с. с ил.

36. Дахнов В. Н., Долина Л. П. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. М., Гостоптехиздат, 1969, 268 с. с ил.

37. Дахнов В. Н., Лебедев А. П. Карстогенные коллекторы и их промышленное значение в нефтяной геологии. — В кн.: Сейсмические, гравиметрические и промыслово-геофизические исследования в нефтяной и газовой промышленности. М., «Недра», 1964, с. 215—223 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 50).

38. Дабранд Р. Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. Пер. с франц. М., «Недра», 1972. 288 с. с ил.

39. Дзевань И. П. О распространении упругих волн в трещиноватых и кавернозных средах. — «Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли». М., изд. АН СССР, 1970, № 10, с. 31—38 с ил.

40. Добрынин В. М. Исследование сжимаемости трещинно-кавернозного коллектора. — В кн.: Сборник материалов научно-технического совета по глубокому бурению, вып. 13. М., «Недра», 1969, с. 107—121 с ил.

41. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., «Недра», 1970. 236 с. с ил.

42. Добрынин В. М., Куликов Б. Н. Экспериментальное исследование влияния всестороннего сжатия и температуры на диффузионно-адсорбционную активность горных пород. — В кн.: Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1971, с. 89—93 с ил.

43. Дэвис К. Р. Графический метод анализа результатов акустического каротажа. Пер. с англ. М., изд. ГОСИНТИ, 1961. 28 с. с ил.

44. Ефремова Л. В. Изучение физических свойств карбонатных пород верхнего мела Чечено-Ингушской АССР. — В кн.: Геофизические методы исследования скважин. М., «Недра», 1966, с. 83—91 с ил.

45. Залаяев Н. З. Методика оценки нефтеносности карбонатных пород месторождений Татарии по данным комплекса индукционного, бокового и радиоактивного каротажа. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1966, № 7, с. 19—25 с ил.

46. Залаяев Н. З. Усовершенствование комплекса и методики промыслово-геофизических исследований карбонатных отложений юго-востока Татарии. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук. М., МИНХиГП. 1966. 27 с.

47. Залаяев Н. З., Масюков В. В. Оценка нефтеносности карбонатных отложений Припятской впадины по промысловой геофизике. — В кн.: Геофизические методы поиска и разведки нефти и газа в Припятской впадине. Минск, «Наука и техника», 1970, с. 80—91 с ил.

48. Иванов Т. В. Изучение карбонатных коллекторов мезозоя центральной, северной и северо-западной Болгарии методами промысловой гео-

физики. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук. М., МИНХиГП, 1966. 26 с.

49. Иванов Т. В. Некоторые особенности кавернозно-трещинных карбонатных коллекторов. — В кн.: Вопросы промысловой геофизики. М., «Недра», 1967, с. 115—120 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 67).

50. Калачева В. Н. Некоторые данные о трещиноватых породах нижнего кембрия Иркутского амфитеатра и их коллекторские свойства. — В кн.: Трещиноватые породы и их свойства. Л., Гостоптехиздат, 1958, с. 117—123 с ил. (ВНИГРИ. Труды. Вып. 121).

51. Калачева В. Н. Трещинные коллекторы нижнего кембрия юга Сибирской платформы и факторы, влияющие на их формирование. — «Труды II Всесоюзного совещания по трещиноватым коллекторам нефти и газа». М., «Недра», 1965, с. 103—106 с ил.

52. Калинин М. К. Некоторые вопросы классификации коллекторов нефти и газа и их поисков. — «Геология и геохимия». М., Гостоптехиздат, 1958, № 2 (VIII), с. 42—50 с ил.

53. Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1962. 490 с. ил.

54. Коваленко Э. К., Ильясов О. И. О возможности применения формул обобщенной проводимости для расчета трещинной пустотности образцов неоднородных пород. — В кн.: Разработка и увеличение нефтеотдачи нефтяных месторождений. М., «Недра», 1967, с. 19—24 с ил. (УФНИИ. Труды. Вып. 17).

55. Коныхов И. А., Пряхина Ю. А., Карньюшина Е. Е. Типы поровых пространств в верхнемеловых известняках Дагестана. — «Труды II Всесоюзного совещания по трещиноватым коллекторам нефти и газа». М., «Недра», 1965, с. 189—198 с ил.

56. Котяхов В. И., Мельникова Ю. С. Методика отдельного определения абсолютной емкости каверн и пор кавернозно-пористых пород. — «Нефтяное хозяйство», 1970, № 3, с. 37—39 с ил.

57. Криари А. И. Об унифицированной схеме классификации коллекторов нефти и газа. — «Геология нефти и газа», 1959, № 7, с. 21—25 с ил.

58. Кузьяный В. А., Коба В. И., Степанова Л. Н. Опыт работы по изучению карбонатных отложений Белорусской ССР методами промысловой геофизики. Минск, изд. БелНИИТИ, 1972. 45 с. ил.

59. Куликов Б. Н. Экспериментальное изучение влияния пластовых условий на сжимаемость, пористость и удельное сопротивление карбонатных пород. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1971, № 1, с. 31—34 с ил.

60. Куликова Н. Г. Способ насыщения порового пространства естественных и искусственных образцов пород. Авторское свидетельство 42ЖО1Н от 17.IX.1964 г. № 177675. — «Изобретения, промышленные образцы, товарные знаки», 1966, № 1, с. 125—128 с ил.

61. Ларионов В. В. Эталонирование радиометрической аппаратуры по результатам измерений в скважинах. — В кн.: Петрофизика и промысловая геофизика. М., «Недра», 1969, с. 115—121 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 89).

62. Ларионов В. В., Фарманова Н. В. Расчленение карбонатных коллекторов верхнемелового возраста Восточного Предкавказья по структуре порового пространства при помощи данных промысловой геофизики. — В кн.: Геофизические методы исследования скважин. М., «Недра», 1966, с. 153—161 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 56).

63. Ларионов В. В., Шварцман М. Д. Естественная радиоактивность карбонатных отложений верхнего мела Восточного Предкавказья. — В кн.: Геофизические методы исследования скважин. М., «Недра», 1966, с. 67—82 с ил. (МИНХиГП. Труды. Вып. 56).

64. Майдебор В. Н. Схема строения трещинной среды. — В кн.: Разработка нефтяных месторождений с трещинными коллекторами. М., «Недра», 1967, с. 57—59 с ил. (СевКавНИИ. Труды. Вып. 3).

зические исследования нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1971, с. 147—151 с ил.

106. Фролова Е. К. Установление связи распространения макро- и микротрещин в карбонатных породах палеозоя Куйбышевской области с их тектоническими и литологическими особенностями. — «Труды II Всесоюзного совещания по трещиноватым коллекторам нефти и газа». М., «Недра», 1965, с. 97—102 с ил.

107. Фурсова Н. П. О связи трещиноватости пород Ставрополя с их литолого-петрографическим и химическим составом. — «Геология нефти и газа», 1962, № 11, с. 17—23 с ил.

108. Хайбуллин А. Ш. Изучение коллекторских свойств карбонатных девонских отложений Припятской нефтеносной области по зоне проникновения. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук, Минск, АН БССР и БелНИГРИ, 1970. 26 с.

109. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., «Недра», 1969, 366 с с ил.

110. Черников О. Н. Методы изучения и оценки песчано-алевролитовых пород-коллекторов по комплексу их литологических особенностей. Автореф. дис. на соиск. уч. степени докт. геол.-минер. наук, М., ИГиРГИ, 1972. 30 с.

111. Шварцман М. Д. Естественная радиоактивность карбонатных отложений мезозойского возраста Восточного Предкавказья. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук, М., МИНХиГП, 1966. 26 с.

112. Шнурман Г. А. Исследование трещинно-кавернозных гранулярных коллекторов по комплексу геолого-геофизических данных. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук. Грозный, ГНИ, 1968. 23 с.

113. Щербакова Т. В. Изучение трещиноватых пород методами каротажа. — «Нефтегазовая геология и геофизика», 1964, № 10, с. 22—27 с ил.

114. Эйдеман И. Е., Финкельштейн С. Н. К вопросу об определении коллекторских свойств карбонатных пород геофизическими методами. — «Прикладная геофизика», вып. 28. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 145—154, с ил.

115. Эйдеман И. Е., Финкельштейн С. Н. О методах выделения и оценки газонефтеносности карбонатных коллекторов. — В кн.: Промысловая геология и геофизика. Саратов, изд. Саратовского университета, 1966, с. 254—269 с ил. (НВ НИИГГ. Труды. Вып. 4).

116. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород. М., «Недра», 1964. 232 с с ил.

117. Якушев В. П. Исследование влияния минералогического состава на механические свойства горных пород при вдавливании штампа. Автореф. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук, М., МИНХиГП. 1960, 25 с.

118. Wyllie M. R. J., Gregory A. R., Gradner Z. W. Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media. — «Geophysics», 1956, N 0,1. 21 p.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|-----|
| Предисловие | 3 |
| I. Петрофизические особенности карбонатных коллекторов | 5 |
| 1. Схема строения порового пространства карбонатных пород и факторы, влияющие на образование эффективных пор | 5 |
| 2. Характеристика коллекторских свойств пород | 15 |
| 3. Влияние пластовых условий на физические и коллекторские свойства | 31 |
| II. Выделение коллекторов и разделение их на типы по структуре порового пространства | 57 |
| 1. Методы выделения коллекторов | 58 |
| 2. Характеристика различных типов карбонатных коллекторов | 83 |
| III. Определение коллекторских свойств и характера насыщения карбонатных пород со сложной структурой порового пространства | 94 |
| 1. Общая пористость | 94 |
| 2. Межзерновая пористость | 118 |
| 3. Трещинная пористость | 131 |
| 4. Оценка характера насыщения | 141 |
| IV. Изучение продуктивности и нефтесодержания пород | 162 |
| 1. Прогнозирование коэффициента продуктивности карбонатных коллекторов | 161 |
| 2. Определение удельного нефтесодержания пород | 165 |
| Заключение | 168 |
| Список литературы | 170 |

ИБ № 807

**Галина Михайловна Золоева, Наталья Викторовна Фарманова,
Наталья Владимировна Царева, Борис Николаевич Куликов,
Лидия Васильевна Силина**

**ИЗУЧЕНИЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
МЕТОДАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ**

Редактор издательства Т. А. Петрова
Обложка художника Т. Н. Погореловой
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор В. В. Соколова
Корректор Л. М. Кауфман

Сдано в набор 8/XII 1976 г. Подписано в печать 8/VII 1977 г. Т-10660. Формат 60×90^{1/16}.
Бумага № 2. Печ. л. 11,0. Уч.-изд. л. 11,41. Тираж 1800 экз. Заказ 2590/6067-3. Цена 60 коп.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Московская типография № 6 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

