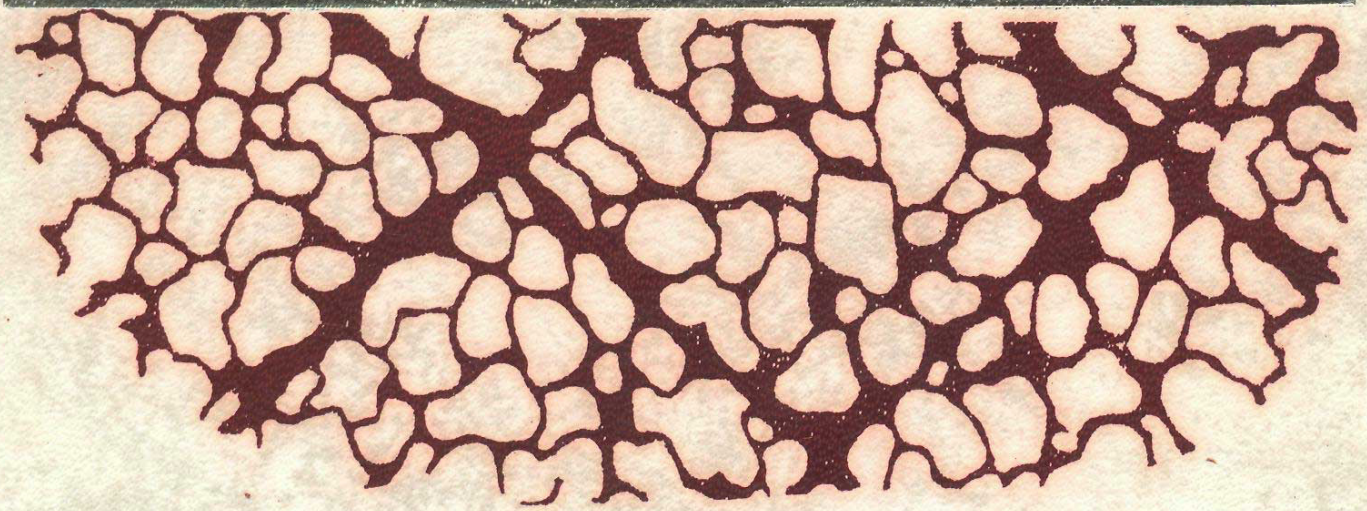
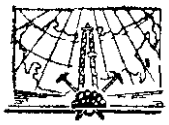
В.Н. КИРКИНСКАЯ Е.М. СМЕХОВ

Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа



В. Н. КИРКИНСКАЯ, Е. М. СМЕХОВ

Карбонатные породы — коллекторы нефти и газа



-4989-

ЛЕНИНГРАД «НЕДРА»
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
1981

УДК 553.98.061.43

[В. Н. Киркинская], Е. М. Смехов. Карбонатные породы — коллекторы нефти и газа.— Л.: Недра, 1981.— 255 с.

Книга посвящена проблеме карбонатных коллекторов. Она состоит из двух частей, органически связанных между собой. В первой части рассматриваются методы исследования карбонатных пород, их генезис, классификация и основные типы этих пород.

Во второй части критически рассмотрено состояние изученности проблемы карбонатных коллекторов. Приводится описание различных методов их исследования, в котором значительное место отведено методике изучения основных параметров трещиноватости и пористости карбонатных пород. Дано обоснование параметров к подсчету извлекаемых запасов нефти из карбонатных коллекторов. Рассмотрены некоторые типичные месторождения нефти, связанные с карбонатными коллекторами.

Книга предназначена для широкого круга геологов, литологов и инженеров-нефтяников, а также может быть полезна преподавателям и студентам старших курсов вузов.

Табл. 15, ил. 48, список лит. 118 назв.

Рецензент — чл.-кор. АН СССР, проф. *И. С. Грамберг*

К $\frac{20803-335}{043(01)-81}$ «Подписное» БЗ 27—139—1980 1904050000

© Издательство «Недра», 1981 г.

Предисловие

Как в нашей стране, так и за рубежом все чаще в последние годы при поисково-разведочных работах приходится иметь дело с плотными горными породами различного литологического состава, в основном с карбонатными, содержащими и отдающими нефть и газ. В недалеком прошлом такие породы, залегающие на больших глубинах, рассматривались как неколлекторы или в лучшем случае как так называемые «полуколлекторы» [Калинко М. К., 1958 г.].

В связи с указанным в существующие традиционные классификации коллекторов вносились различные поправки. Если ранее к разряду коллекторов нефти и газа относили породы с пористостью более 10 %, то в настоящее время нижним пределом ее принято считать примерно 5 % (и даже менее). Гораздо сложнее обстоит дело с проницаемостью, определяемой стандартными методами в лабораториях физики пласта. Значения ее столь малы, что кажется невероятным, каким же образом осуществляются промышленные притоки нефти (газа) из таких «непроницаемых» пород. Необычность таких коллекторов и неподготовленность ряда исследователей к их должной оценке, особенно в связи с подсчетом извлекаемых запасов нефти и газа, до сих пор затрудняют их изучение.

Работы многих исследователей за последние годы показали, что ведущая роль в условиях фильтрации в таких плотных горных породах-коллекторах обусловлена трещиноватостью, широко развитой в них. Многое в этой области сделано во ВНИГРИ, являющемся родоначальником рассматриваемых работ в нашей стране. Их результаты широко известны не только в нашей стране, но и за ее пределами.

В этих исследованиях первостепенное значение имеют разработанные наиболее вероятная модель трещинного коллектора и принципиальная схема классификации коллекторов, основанные на современных представлениях об их условиях фильтрации и емкости [99].

О настоятельной надобности развития указанных исследований свидетельствует, в частности, обнаружение залежей нефти в карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции. Такие данные известны по Возейской площади (семилукские слои верхнего девона), Усинской (фаменский ярус), Южно-Шапкинской площади (серпуховский надгоризонт нижнего карбона), а также по ряду других площадей (в верхнем карбоне и нижней перми).

Так, Т. М. Золоев и др. [1976 г.] указывает, что геологические запасы нефти в карбонатных породах нижней перми и в верхнем карбоне по Усинской площади оказались в несколько раз больше, чем в терригенных слоях среднего девона.

В Татарской АССР, согласно данным Р. Х. Муслимова [66], начиная с 1973 г., проводится ревизия геолого-геофизических данных по пробуренному фонду скважин с целью определения перспектив ранее пропущенных объектов карбонатных пород. В целом здесь в разрезе девонских и каменноугольных отложений было выделено 834 перспективных объекта. Из них 680 объектов приурочено к Ромашкинской и Елховской площадям. В обсаженных скважинах здесь широко применялись импульсные нейтронные методы, с помощью которых уточнялись данные о нефтеносности карбонатных пород. В 400 скважинах после испытания были получены притоки нефти от 0,5 до 50 т/сут. По Р. Х. Муслимову [66], в Татарии прирост запасов нефти в карбонатных коллекторах в по-

следние годы составил 70—80 % от общего объема, а в среднем за девятую пятилетку около 50 %, против 30 % в восьмой пятилетке.

В настоящее время проблемой коллекторов нефти и газа в карбонатных породах успешно занимаются многие исследовательские и производственные организации различных профилей, а также некоторые вузы (МИНХиГП, МГУ, Пермский университет, Казанский университет, Грозненский нефтяной институт и др.)

В последние годы опубликован ряд монографий, в которых рассматриваются различные аспекты проблемы карбонатных коллекторов нефти и газа К их числу принадлежат работы А М Иванова [1976 г.], К. И. Багринцевой [3], Ю. И Марьенко [1974 г.], Р. С Копыстянского [49], а также монография Е М. Смехова [92], в которои излагаются результаты методических и теоретических исследований закономерностей размещения карбонатных коллекторов

Значительный интерес вызывает серия опубликованных методических пособий по изучению карбонатных пород коллекторов нефти и газа, они будут рассмотрены ниже.

При изучении карбонатных коллекторов исследователь должен иметь четкое представление о карбонатных породах в целом, их свойствах, условиях образования и преобразований, формирующих их емкостные и фильтрационные свойства

Значительные успехи в области исследований карбонатных пород достигнуты в последние 20—30 лет, что позволяет во многом по-новому подойти к оценке имеющихся данных по карбонатным породам В связи с указанным в первой части книги приведены обзор состояния изученности карбонатных пород и методика их литолого-петрографических исследовании. Рассматриваются их генезис и классификация, основные типы карбонатных пород. Освещаются вопросы влияния условий седиментации и постседиментационных изменений карбонатных осадков-пород на формирование их коллекторских свойств

Во второй части книги излагаются современные данные о состоянии изученности проблемы карбонатных коллекторов и методах их исследования (литолого-петрографические, промыслово-геофизические и др.), а также методы изучения параметров (и их обоснование) к подсчету извлекаемых запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах. Приводятся также некоторые данные по отдельным отечественным и зарубежным месторождениям нефти и газа, связанным с карбонатными коллекторами.

Авторы стремились обобщить доступные им данные по проблеме карбонатных коллекторов.

Ввиду разносторонности рассматриваемой проблемы в работе (во второй части) имеются некоторые повторения. На наш взгляд, эти повторения совершенно необходимы для акцентирования внимания читателей на тех или иных частных вопросах общей проблемы.

Сведения, почерпнутые из работ, указанных в списке литературы и приведенных в тексте, существенно пополнили наши представления о современном состоянии изученности проблемы карбонатных коллекторов нефти и газа

Авторы выражают признательность члену-корреспонденту АН СССР, профессору И. С. Грамбергу, который рецензировал рукопись, за ряд весьма полезных замечаний, способствовавших ее улучшению.

Карбонатные породы, методы их исследования и классификация

ГЛАВА I. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ

Карбонатные породы представляют собой осадочные образования, сложенные на 50 % и более карбонатными минералами. В число последних входят кальцит (и арагонит) — $CaCO_3$, доломит — $CaMg(CO_3)_2$, а также значительно более редко встречаемые магнезит — $MgCO_3$, анкерит — $Fe, Ca(CO_3)_2$, сидерит — $FeCO_3$, стронцианит — $SrCO_3$ и др.

Из этих карбонатных минералов широко распространены в природе только кальцит и доломит, остальные встречаются в виде рассеянных выделений, отдельных линз, гнезд, редко образуя более или менее значительные сплошные скопления. В этих случаях они имеют важное практическое значение как минеральное сырье, используемое во многих областях народного хозяйства.

Кальцит и доломит, являясь основными породообразующими карбонатными минералами, слагают известняки, доломиты и породы смешанного известково-доломитового состава. Эти породы встречаются в отложениях различных тектонических структур (платформенных и геосинклинальных) и самого различного возраста, от докембрия доныне. Доля их в общей массе осадочных образований земной коры оценивается по-разному. По всей вероятности, значения около 20 % являются наиболее реальными.

Несмотря на широкое распространение, карбонатные породы до недавнего времени оставались относительно слабо изученными Как известно, огромную роль в развитии литологии как науки сыграла нефтяная геология. Открытие залежей нефти и газа в терригенных, алеврито-песчаных породах надолго приковало к ним основное внимание исследователей.

Карбонатные породы изучались ограниченно, главным образом как непосредственное минеральное сырье, используемое в различных областях промышленности в качестве строительных материалов, в металлургии, в химической промышленности и в стекольном производстве и т д В 20-х годах известняк, добываемый для строительных целей, составлял более половины всего добываемого его объема. Уже в наши дни 72 % общего потребления доломитов в СССР падает на черную металлургию [15]. Из-за такого применения к карбо-

натным породам предъявлялись различные технические требования в отношении их физико-механических свойств, химического состава, структурно-текстурных особенностей. Естественно, именно на них и обращали свое внимание исследователи, изучавшие карбонатные породы.

В 30-е годы нашего столетия, когда общие представления об этих породах заметно уточнились и определился стандарт их описания (окраска, кристалличность, наличие фауны, подразделение на известняки и доломиты), начали разрабатываться их классификационные критерии. Отличительной чертой последних являлась практическая направленность. Часть этих классификационных схем не потеряла своего значения до настоящих дней. Среди них можно упомянуть «диаграмму состава карбонатных пород» В. А. Кинда и С. Д. Окорокова, 1933 г.; схему С. В. Виноградова, 1937 г. и особенно схемы С. Г. Вишнякова, 1933 г., относящиеся к подразделениям карбонатных пород по составу карбонатного материала (кальцит, доломит) и по количествам терригенной примеси (глинистой, алевритовой, песчаной). С теми или иными изменениями эти схемы и в настоящее время применяются в практике геологических работ и используются при разработке любых общих классификационных подразделений карбонатных пород.

В 30-е годы начинаются первые более детальные исследования карбонатных пород с систематизацией сведений о них по отдельным районам и регионам. Это работы Н. А. Архангельской, 1934 г., по силурийским карбонатным образованиям Ленинградской области; Е. П. Александровой, 1938 и 1939 гг., по карбонатным породам западного склона Урала; Н. М. Страхова, 1939 г., по доманиковым фациям Южного Урала; В. Б. Татарского, 1939 г., по карбонатным породам Средней Азии и многие другие. Особо следует отметить обобщения материалов по карбонатным породам Франции Л. Кайе, 1935 г., изданное в виде монографии, и по породообразующим организмам карбонатных пород В. П. Маслова, представленное в 1937 г. в виде атласа, вновь переизданного в 1973 г.

В эти же годы начинаются исследования по выяснению условий происхождения карбонатных пород, в том числе по генезису доломитов [Кротов Б. П., 1925 г., Татарский В. Б., 1937 г., 1939 г.], по происхождению известняков Московской синеклизы [Швецов М. С., 1938 г.]. Появляются первые публикации о терминологии карбонатных пород [Теодорович Г. И., 1935 г.], по вопросам их классификации [Сермягин В. А., 1936 г.] и др.

После открытия в 30-х годах значительных скоплений нефти в карбонатных породах стран Ближнего Востока (Иран, Ирак и др.), а затем в конце 40-х годов — в девонских «рифах» Канады, карбон-пермских рифах США (Техас) и в карбонатных отложениях Советского Союза (Приуралье, Русская платформа) интерес к этим породам резко возрос. Они приобрели огромное экономическое значение как возможные нефтяные резервуары.

В результате указанного в 40—60-х годах карбонатным породам было уделено внимания гораздо больше, чем за все предшествующие годы, вместе взятые. Резко усилившееся изучение их пошло по разным направлениям.

С одной стороны, большой объем бурения на эти породы вызвал поступление огромного нового фактического материала. Систематизация его позволила делать более достоверные обобщения о различных свойствах карбонатных пород, которые затем использовались при разработках классификационных схем и терминологии в целом.

С другой стороны, усовершенствовались и разрабатывались новые методы изучения карбонатных пород, которые ранее ограничивались общим стандартным макро- и микроскопическим (в обычных шлифах) описанием, определением их нерастворимого остатка (и его механического состава) и химическим карбонатным анализом.

Начали разрабатываться методы определения структурных (и количественных) соотношений карбонатных минералов, слагающих эти породы (главным образом кальцита и доломита), с помощью их окрашивания в шлифах и пришлифовках. Для уточнения минерального карбонатного состава пород стали применяться методы термического и рентгенометрического анализов. Усовершенствовались методы химического карбонатного анализа.

При решении некоторых литолого-генетических задач стали использоваться геохимические методы — изотопный, спектральный анализы, а также радиоуглеродный метод определения абсолютного возраста пород. В последние годы в практику изучения карбонатных пород вошла электронная микроскопия.

Обобщенные сведения справочного характера о карбонатных породах приводятся в различных книгах по петрографии осадочных пород или литологии [Пустовалов Л. В., 1940 г.; Швецов М. С., 1948 г.; Рухин Л. Б., 1953 г.; Теодорович Г. И., 1958 г.; Методы изучения..., 1957 г.; Справочное руководство..., 1958 г., и др.]. В этих же справочных руководствах содержатся сведения о методах изучения карбонатных пород. Специально им посвящены работы В. Б. Татарского [1952 г., 1955 г.], Г. Л. Пиотровского [1956 г.], отдельные разделы второго тома книги «Карбонатные породы» [43] и др.

Структуры и текстуры карбонатных (и глинисто-карбонатных) пород рассматриваются Г. И. Бушинским [1947 г.], а также в работах [2, 98, 104], в статьях Г. И. Теодоровича [1941 г., 1948 г.].

Более ограниченна литература по вопросам общей классификации известняков и доломитов, или известково-магнезиальных карбонатных пород в целом. Различные варианты предлагаемых и используемых в практике классификационных схем приводятся в упомянутых выше руководствах по петрографии осадочных пород или литологии, а также и в атласах карбонатных пород [2, 26, 104]. Многочисленные попытки разработок общих классификаций этих пород нашли отражение в статьях П. А. Чистякова [1956 г.]; Г. И. Теодоровича [1945 г.]; В. К. Киркинской [1969 г., 1973 г.] и других.

Материалы по классификациям карбонатных пород, используемым в США, обобщены в трудах специального симпозиума, состоявшегося в 1962 г. [110], и частично отражены в монографии по карбонатным породам Дж. Чилингара, Г. Биссела, Р. Фейрбриджа [43].

Наряду с усиленным изучением карбонатных пород самого различного геологического возраста в эти же 40—60-е годы исследователи стали проявлять значительный интерес к современным карбонатным осадкам. Они изучаются в Каспийском и Черном морях, в оз. Балхаш, в целом ряде современных рек, озер и лагун. Полученные данные в сочетании с различными экспериментальными исследованиями немало способствовали выяснению условий и обстановок карбонатообразования геологического прошлого.

Изучение процессов современного карбонатообразования особенно усилилось в 50—60-е годы, когда стало развертываться морское бурение, связанное с выявлением морских нефтяных ресурсов. В эти же годы начались исследования океанических осадков. Первое совещание по современным морским осадкам состоялось в Москве в 1960 г. Начиная с этого времени в отечественной и зарубежной периодической печати появляются все более многочисленные публикации по вопросам современного морского, главным образом шельфового, и частично океанического седиментогенеза, в том числе и об образовании и накоплении карбонатных осадков. Данные зарубежных исследований современных доломитовых осадков были обобщены в 1970 г. Н. М. Страховым [96].

В связи с проблемой происхождения нефти начались исследования по выяснению нефтепроизводящих свойств карбонатных пород (Успенский В. А., Вебер В. В., Мишунина З. А., Хант Дж. М. и другие).

И, наконец, в 50-х годах исследования карбонатных пород как коллекторов нефти и газа обособились как самостоятельное направление. Это направление, оформившееся в «проблему трещинных коллекторов», было создано в Ленинграде во ВНИГРИ и продолжает развиваться здесь в настоящее время. Е. М Смехову и его сотрудникам принадлежат теоретические и методические разработки по различным вопросам изучения трещинных карбонатных коллекторов, создана их принципиальная классификация [62, 91, 99, 100 и др].

Эти исследования получили достаточно широкое признание. Проблемой трещинных коллекторов при изучении карбонатных пород сейчас занимаются многие научно-исследовательские и производственные геологические организации, так или иначе связанные с поисками нефти и газа.

Следует отметить ведущее место в этих исследованиях Советского Союза. Даже в такой «нефтяной» стране, какой являются США, изучение коллекторских свойств карбонатных пород ведется в основном с позиций «нормально-поровых коллекторов», трещиноватость их учитывается лишь в самой общей качественной форме [43, 110, 118 и др.].

Все указанные выше направления в изучении карбонатных пород продолжают развиваться и в настоящие дни. Углубляясь и расширяясь по мере накопления нового фактического материала, они во многом уточнили представления о карбонатных породах в целом, об условиях их образования и преобразований и о закономерностях их пространственных размещений. И особенно значительны успехи в отношении познания карбонатных пород как коллекторов нефти и газа. Вместе с тем нерешенных вопросов и проблем, связанных с карбонатными породами, в том числе и с карбонатными коллекторами, остается еще очень много.

Как будет видно ниже, значительные дискуссии вызывают вопросы происхождения доломитов и известково-доломитовых пород. Много неясного остается и в отношении генезиса известняков, особенно отдельных их типов. Отсутствует пока какая-либо общепризнанная классификация карбонатных пород ряда известняк-доломит. Во многом несовершенны и ограниченны методы их изучения. И плохо изучены изолирующие свойства карбонатных пород, хотя некоторые данные в этом отношении опубликованы Е. М. Смеховым [99].

ГЛАВА II. ПРОИСХОЖДЕНИЕ И ИЗМЕНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

СЕДИМЕНТОГЕНЕЗ

Карбонатными породами, как известно, нередко сложены значительные по мощности толщи. Принято считать, что исходным материалом для образования карбонатных пород служили растворенные в водах соли кальция и магния. При избыточном количестве последних в водной среде они начинают выделяться в осадок чисто химическим путем, либо при поглощении из водной среды живыми организмами эти соли попадают в осадок в виде карбонатных скелетных остатков. Вопросы генезиса известняков и, особенно доломитов и известково-доломитовых пород, до настоящего времени во многом остаются дискуссионными

Несомненным является наличие в этих породах трех генетических карбонатных составляющих: 1) биогенного, точнее органогенного, карбоната, преимущественно $CaCO_3$, в виде скелетных остатков различных организмов и водорослей, 2) хемогенного карбоната, осажденного непосредственно из водных растворов, и 3) обломочного карбоната, представленного различными по размерам (и форме) обломками карбонатных пород (или уплотненных карбонатных осадков). Количественные содержания этих карбонатных составляющих в породах (осадках) могут варьировать в очень широких пределах.

Соответственно процессы карбонатообразования могут быть органогенными, хемогенными и чисто механическими. Казалось бы, что расшифровка генезиса конкретных карбонатных пород или их отдельных типов не должна вызывать больших затруднений. Однако в действительности дело обстоит иначе. При обсуждении вопросов об условиях их образования и выделения их генетических типов высказываются самые различные, иногда диаметрально противоположные мнения.

Это обусловлено многими причинами: общей недостаточной разработанностью вопросов о физико-химических (и гидродинамических) условиях карбонатообразования; расхождениями в оценке косвенного влияния на эти процессы биогенного фактора, легкой подверженностью карбонатных осадков различным постседиментационным изменениям, огромным разнообразием карбонатных пород по вещественному составу и структурным особенностям; разнообразными условиями их нахождения (и форм залегания). Все это еще усугубляется практической невозможностью детального изучения тонкого карбонатного материала с размерами частиц менее 0,03—0,01 мм под микроскопом.

Общие теоретические представления о механизме карбонатообразования базируются в основном на данных о современных процессах карбонатонакопления, которые, как отмечает Н. М. Страхов [95, т. 1], в главнейших чертах были общими и для древнейших эпох, варьируя в относительно второстепенных деталях.

Главными факторами физико-химических (и гидродинамических) условий, контролирующими осаждение карбонатов, являются:

1) состав вод седиментационного бассейна — общая их минерализация и солевой состав, поскольку растворимость карбонатов в разных растворах солей (соответственно в водах разных водоемов) будет различной;

2) газовый фактор — практически количество растворенной в водах свободной углекислоты (CO_2), поскольку повышение или снижение его сдвигает карбонатное равновесие в ту или иную сторону, в частности, для $CaCO_3$: $CaCO_3 + H_2O + CO_2 \rightleftarrows \rightleftarrows Ca(HCO_3)_2$;

3) температура и давление, изменение которых вызывает изменение содержания в водах свободной CO_2. Повышение температуры (снижение давления) способствует удалению CO_2 из водной среды и, следовательно, выделению карбонатов в осадок. Наоборот, при понижении температуры вод (повышении давления) растворимость CO_2 в них возрастает, соответственно повышается растворимость $CaCO_3$, что препятствует его осаждению;

4) щелочной резерв (pH) водной среды — для возможностей садки карбонатов она должна быть щелочной, со значениями $pH \geqslant 8$, при этом не только в поверхностных, но и в придонных слоях бассейна, так как иначе отложения карбонатов вновь будут переходить из осадка в раствор;

5) гидродинамический режим водных бассейнов, который создается различными движениями вод — волновыми, течениями (со всегда присущей им турбулентностью) и в подчиненной степени приливо-отливными движениями и конвекционными потоками. Все эти перемещения, перемешивая водные массы, меняют физико-химические условия в различных участках седиментационного бассейна. Кроме того, они вызывают горизонтальные переносы осевшего на дно карбонатного материала, пока он еще не зафиксирован в осадок.

Характер влияния каждого из этих факторов на процессы карбонатообразования в общих чертах установлен. Однако в деталях оно во многом еще до конца не выяснено, и, главное, во многом неясными остаются результаты совместного их воздействия. Кроме того, значительно лучше изучены процессы карбонатообразования применительно к известковым осадкам, сложенным карбонатами кальция. Условия же образования доломитов не решены окончательно даже в самых принципиальных вопросах: 1) является ли доломит в породах первоначально хи-

мически осажденным минералом или он возникает в известковых илах за счет реакций последних с малоустойчивыми соединениями магния находящимися в осадке либо растворенными в иловых водах? Хотя и в том и в другом случае такие доломиты можно рассматривать как первичные (соответственно седиментационные и раннедиагенетические) и 2) каково соотношение таких первичных доломитов со вторичными, образованными за счет позднедиагенетической или эпигенетической доломитизации уже почти или полностью сформированных известняков?

Для суждения об условиях образования доломитов некоторые данные дают наблюдения над современным доломитообразованием, однако оно имеет весьма ограниченные масштабы. Образование доломитовых осадков происходит во многих современных соленых лагунах и озерах мира (оз. Балхаш, лагуны Персидского залива, озера и лагуна Курон в Южной Австралии и многие другие). Доломит здесь обычно ассоциирует с эвапоритами. В этих обстановках доломит образуется в условиях высокой солености вод (до 4—5 % и выше), высоких значений pH (9—10) и часто обильной растительности.

Вместе с тем в современных типично морских карбонатных осадках доломит отсутствует. Хотя Дж. Фридман и Дж. Сендерс [43] отмечают, что благодаря рентгеноструктурным исследованиям кристаллы доломита, несомненно первичные (седиментационные или раннедиагенетические), были обнаружены в ряде современных и плейстоценовых морских, главным образом прибрежно-морских, осадков. В древние же эпохи, особенно в позднем докембрии и раннем палеозое, доломитообразование было весьма распространенным и осуществлялось в широких масштабах. Доломиты в этих разрезах нередко слагают мощные, регионально выдержанные толщи.

Мало помогают в выяснении условий генезиса доломитов и различные экспериментальные работы, главным образом потому что условия лабораторных опытов весьма далеки от природных.

Весьма по-разному оценивается в процессах карбонатообразования роль биогенного фактора. Его прямое участие в формировании осадков путем захоронения карбонатных органогенных скелетных остатков не вызывает сомнений и может быть учтено количественно. Установление же косвенного влияния жизнедеятельности организмов на процессы карбонатообразования вызывает значительные затруднения, особенно при изучении конкретных карбонатных пород. Частично косвенное влияние биологического фактора выражается в избирательном биологическом извлечении организмами из морских вод различных элементов с последующим внесением их в осадок с раковинным (и тканевым) материалом. В частности, Н. М. Страхов [95] считает, что это один из путей концентрации в известковых илах углемагниевой соли. Факты наличия магния в известковых скелетах многих животных организмов и водорослей общеизвестны.

В то же время живые организмы (в том числе и бактерии) активно взаимодействуют с окружающей средой и заметно меняют ее физико-химические условия. А такие изменения могут способствовать выделению карбонатов в твердую фазу.

К. Х. Вольф и др. [43], в частности, указывают, что «некоторые неизвестковые водоросли, т. е. водоросли, не образующие карбонатного скелета, меняют химические условия водной среды таким образом, что может начинаться неорганическое осаждение карбонатов».

Все процессы химического осаждения карбонатов под косвенным воздействием организмов по существу являются в той или иной мере биохимическими. Практически установление наличия и характера косвенного влияния биологических факторов в конкретных случаях изучаемых пород весьма субъективно и не поддается количественной оценке.

Расшифровка генезиса карбонатных пород во многом затрудняется и тем, что они сильно подвержены различным постседиментационным изменениям вследствие относительно легкой растворимости карбонатных минералов. В результате этого выявление первичных структурных (и вещественных) признаков пород нередко является сложной задачей.

По-видимому, немалую роль в этом играет и возможный различный первичный состав карбонатных минералов. Как выяснилось в последние годы, в современных осадках карбонаты кальция могут быть представлены как арагонитом, так и высоко- и низкомагнезиальным кальцитом, в структуру которого магний входит в виде твердых растворов. Арагонит и высокомагнезиальный кальцит являются неустойчивыми, метастабильными минералами, и переход их в низкомагнезиальный кальцит сопровождается перекристаллизацией. Однако в древних карбонатных породах эти метастабильные карбонатные минералы обычно отсутствуют, в то время как многие известняки сохраняют первичную тонкозернистую структуру и не обнаруживают признаков перекристаллизации. Вместе с тем в таких известняках в целом ряде случаев наблюдаются известковые органогенные остатки резко различной сохранности. Наряду со скелетными остатками, хорошо сохранившими внутреннее строение стенок (и легко диагностируемыми), различаются «реликтовые», нацело перекристаллизованные. При сохранении формы они сложены мозаичным агрегатом мелко- или среднезернистого кальцита.

Объяснение такой избирательной перекристаллизации следует искать в первоначально ином метастабильном карбонатном составе. Как известно, многие группы современных организмов строят свои скелеты из арагонита и высокомагнезиального кальцита (в котором содержание $MgCO_3$ может достигать 30 %). Арагонитовые раковины широко распространены среди гастропод, многих пелеципод, некоторых брахиопод, мшанок. Из арагонита или высокомагнезиального кальцита состоят скелеты многих водорослей. При микроскопических исследованиях

(в шлифах) подобная избирательная перекристаллизация органогенных остатков служит вспомогательным признаком определения их групповой принадлежности.

Возможно, что перекристаллизация некоторых известняков (и доломитов), наблюдаемых в разрезах в чередовании с их неперекристаллизованными разностями, была вызвана первоначально метастабильным карбонатным составом. Как отмечает У. К. Тафт [43], вопросы условий образования метастабильных карбонатных минералов, и главное физических и химических изменений, сопровождающих их переход (перекристаллизацию) в стабильные, пока еще далеки от разрешения.

И, наконец, в числе причин, во многом тормозящих выяснение условий происхождения карбонатных пород, следует назвать «ограниченность» микроскопических методов их изучения. Разрешающая способность обычных поляризационных микроскопов не позволяет диагностировать мелкие карбонатные частицы, размерами менее 0,03—0,01 мм. Эти во многом объясняются различные оценки генезиса тонкозернистых карбонатных пород и тонкозернистого карбонатного материала. Последний обычно считается химически или биохимически осажденным [104, 110 и др.], иногда с допущением возможности частично обломочного его происхождения [2, 95, 110 и др.], либо полностью рассматривается как осажденная тонкая механическая взвесь, в составе которой могут участвовать и органогенные обломочные частицы.

Ограниченные возможности микроскопических методов изучения наглядно подтверждаются примером с писчим мелом. До недавнего времени во всех справочных руководствах по петрографии осадочных пород на основании макро- и микроскопических наблюдений писчий мел характеризовался как специфическая белая слабо сцементированная (рыхлая) тонкозернистая известковая порода с различными количествами органогенных остатков, главным образом фораминифер (глобигерин), с наличием кокколитов. При этом одни исследователи считали писчий мел в основном хемогенным, другие — в основном органогенным образованием. В последнем случае мелы определялись как фораминиферовые, глобигериновые известковые породы, содержащие редкие (или многочисленные, или переменные количества) кокколитофориды.

И лишь применение электронного микроскопа показало полностью органогенную природу породообразующего кальцита писчего мела [65, 118]. Как указывает В. А. Мощанский [65], подавляющее большинство частиц менее 0,01 мм в мелах принадлежит целым кокколитам (рис. 1, *а*), их обломкам и отдельным скелетным фрагментам — кристаллитам, образующим «порошковатый» кальцит (рис. 1, *б*). Хемогенные кристаллы кальцита присутствуют в мелах в незначительном количестве (до 3—4 %); на электронномикроскопических снимках (рис. 1, *в*, *г*) они легко различаются по форме (призмы и ромбоэдры, типичные для кальцита). Роль других породообразующих организмов

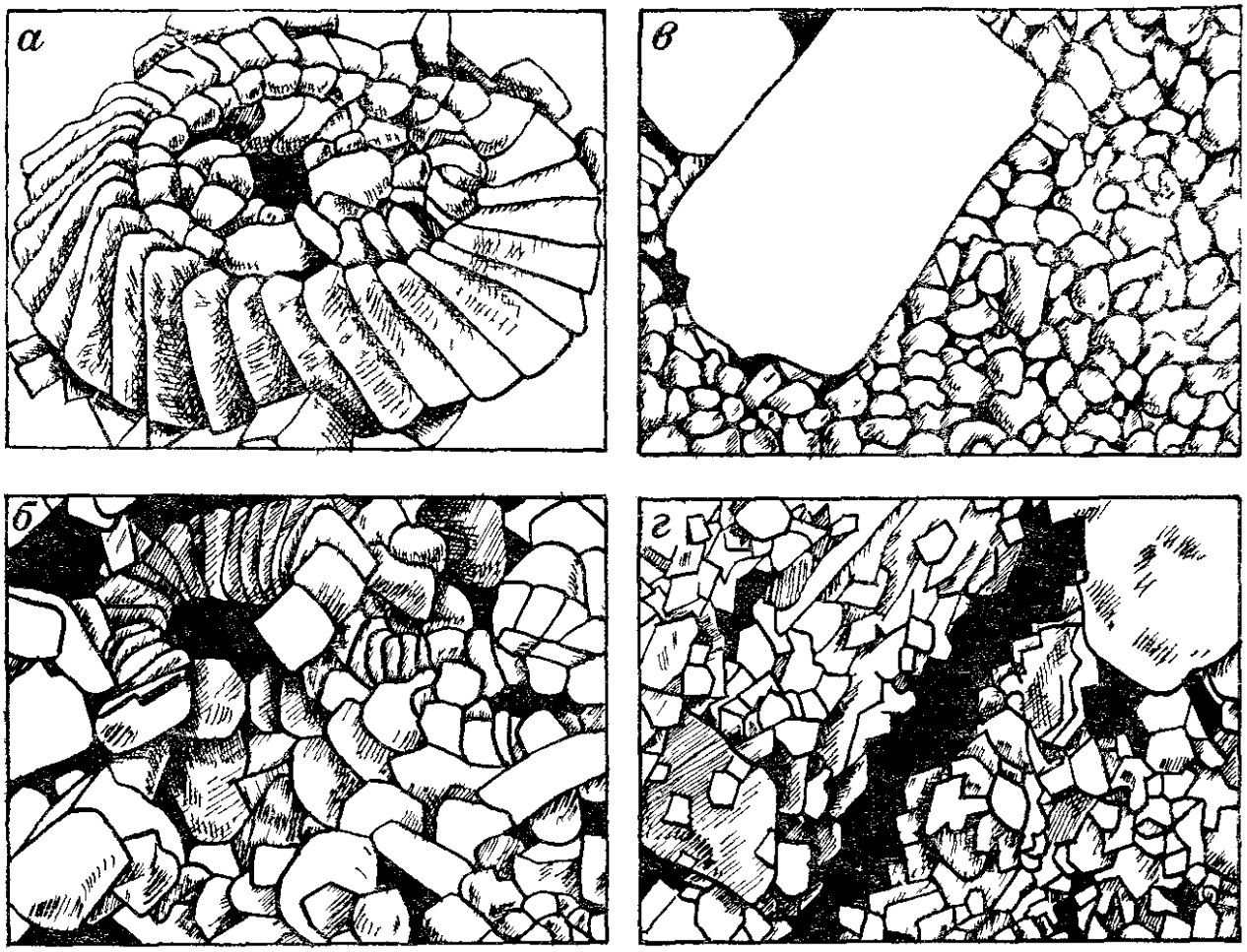


Рис. 1 Зарисовка скола естественной структуры мела [65]

а — сохранный кокколит ×7200 *б* — распад панциря кокколита на элементарные зерна (кристаллиты) ×6000 *в* — мел глинистый Внутренняя поверхность раковины фораминиферы с кристаллом кальцита (светлая пластинка) и с кокколитом (в левом верхнем углу) ×5000, *г* — мел чистый порошковатый с микротрещиной ×3000

обычно резко подчиненная, и только в некоторых нетипичных, так называемых фораминиферовых, иноцерамовых и других разностях мелов их бывает 20—30 % Соотношения «порошкового» кальцита и целых кокколитов в писчих мелах, по данным В. А. Мощанского, сильно варьируют — от 15 до 75 % для каждого В глинистых мелах сохранность кокколитов значительно выше, чем в чистых

Усиленный интерес к писчим мелам в последние годы вызван тем, что в Северном море, на Шотландском шельфе Канады и в штатах Техас и Колорадо США в них обнаружены промышленные скопления нефти и газа [118]. В целом представление о происхождении известняков и доломитов (и пород смешанного известково-доломитового состава) весьма различны

В отношении известняков, изученных значительно лучше, чем доломиты, все исследователи признают возможности их непосредственно хемогенного, биогенного (органогенного) и обломочного генезиса Однако роль процессов хемогенного, биогенного и механического (обломочного) осаждения $CaCO_3$ в общем балансе формирования известковых осадков-пород оценивается поразному Одни исследователи [Теодорович Г. И и другие] доми-

нирующей считают хемогенную садку $CaCO_3$, происходящую непосредственно из водной среды седиментационных бассейнов. По их мнению, осажденный $CaCO_3$ накапливается на дне этих бассейнов в виде сильно обводненных тонких пелитоморфных известковых илов (с размером зерен около 0,01 мм и менее). В дальнейшем за счет диагенетического и эпигенетического разрастания и перекристаллизации они могут превращаться в отчетливозернистые (мелко-, средне- и крупнозернистые) известковые массы Хемогенное осаждение $CaCO_3$ может сочетаться с накоплением органогенного или обломочного карбонатного (известкового) материала При значительных количествах последнего (50 % и более) химически осажденный $CaCO_3$ образует цементирующую их пелитоморфную (или отчетливозернистую) массу

Согласно другой точке зрения [Швецов М. Г. и др.], ведущая роль в образовании $CaCO_3$ принадлежит биогенным процессам. С одной стороны, организмы способны строить известковые скелеты даже в ненасыщенных водных растворах, таким образом концентрируя $CaCO_3$ в осадке в виде скелетного материала. С другой стороны, организмы (и бактерии) в процессе жизнедеятельности активно воздействуют на окружающую среду (при жизни — на водную среду бассейна, после отмирания — на среду осадка, в котором они, будучи захороненными, подвергаются разложению), создавая предпосылки для хемогенного (биохемогенного) осаждения $CaCO_3$ Косвенному влиянию жизнедеятельности организмов (и бактерий) на процессы известкового осадкообразования придается огромное значение.

Третью точку зрения о существенной роли механического осаждения $CaCO_3$ в известной мере отражают представления Н М Страхова [95] и усиленно развивают геологи американской школы [43, 110].

Н М Страхов, рассматривая процессы дифференциации веществ на земной поверхности, на путях их переноса, подчеркивает, что речные воды выносят $CaCO_3$ в конечные водоемы стока не только в виде истинных растворов, но и в виде механической взвеси (рис 2). Количества последней. более или менее умеренные в равнинных реках, в горных реках намного превышают растворенные (до полного их подавления). В седиментационных бассейнах разнос механической взвеси $CaCO_3$ и ее осаждение контролируются гидродинамическим режимом вод (главным образом течениями) Наряду с осаждением механической взвеси

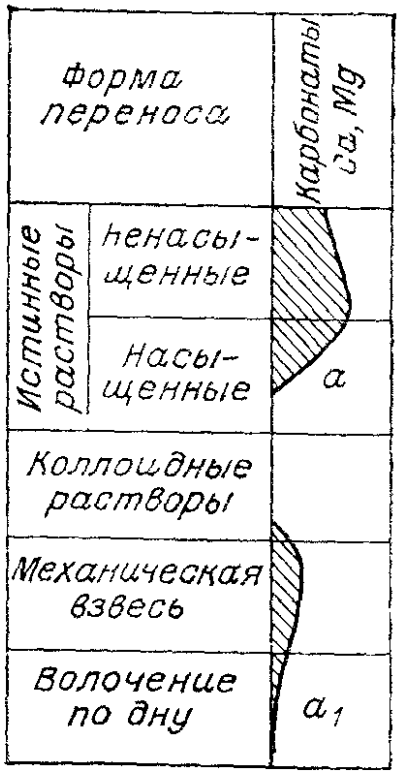


Рис 2 Формы переноса карбонатов в реках [95]

a — для рек в условиях засушливого климата a_1 — для горных рек

$CaCO_3$ в виде пелитоморфного известкового материала может происходить и его химическая садка. Однако возможности последней в океанических (и морских) водах Н. М. Страхов считает довольно ограниченными. Он указывает, что хотя поверхностные слои океанических и морских вод находятся в состоянии заметного пересыщения $CaCO_3$, ниже они в известной степени недосыщены ими и, таким образом, возможности химической садки карбонатов здесь заметно уступают возможностям его биогенной концентрации (и осаждения).

Таким образом, Н. М. Страхов считает, что образование и накопление известковых осадков в целом контролируется главным образом механическим и биогенным (органогенным) осаждением известкового материала.

Представления геологов США о происхождении известняков в значительной мере суммированы в работах по классификации этих пород [43, 110]. Американские геологи также признают возможности образования $CaCO_3$ в осадках за счет накопления органогенных остатков (как целых, так и их обломков), хемогенного или биогенного выделения его из водных растворов и за счет известняковых обломков — продуктов размыва уплотненных илов (интракласты) — либо плотных известняков на суше (экстракласты). Однако они считают, что все эти первичные элементарные известковые частицы, даже в случаях их осаждения, перед тем как быть зафиксированными в осадок, испытывают на дне бассейна под воздействием движения водных масс различные, преимущественно горизонтальные, перемещения. Таким образом, почти весь карбонатный материал известкового осадка рассматривается ими как механически перемещенный. Исключение делается лишь для органогенных известняков, образованных скелетными остатками организмов при их жизни, на месте их обитания (рифы, биогермы и т. п.).

На представлениях о механически отложенном характере основной части карбонатного материала и основаны разрабатываемые в США классификации известняков. Параметрами подразделения последних служат размеры, форма и сортировка известковых частиц Проводится полная аналогия их с обычным терригенным материалом — грубообломочным (рудит), песчаным (аренит), алевролитовым (силт) и пелитовым, алевропелитовым (лютит).

В американской литературе до сих пор фигурируют предложенные еще в 1913 г А Грэбо названия известняков (по размерам карбонатных частиц, зерен) — кальцирудиты, калькаренити, кальцисилтиты, кальцилютиты.

В настоящее время составные элементы карбонатного материала известняков классифицируются геологами США уже не по чисто размерным, а по «генетически размерным» признакам. Среди них различаются [110] «зерна» («grains») размерами, по Р. Фолку — более 0,004 мм, по М. Лейтону и С. Пендекстеру — более 0,03 мм (граница между мелким и крупным алев-

ритом). К ним относятся отдельные карбонатные зерна или их агрегаты («хлопья», сгустки, комки), «инкрустированные зерна» — оолиты, пизолиты и др., пеллеты, а также скелетные органогенные остатки и обломки карбонатных пород. Р. Фолк в целом объединяет их в группу «аллохемы», подчеркивая этим, что они являются «чужими» (аллотигенными) для места их захоронения в осадке, а не непосредственно химически осажденными здесь же.

Для более тонкого карбонатного материала с размером частиц менее 0,004 или менее 0,03 мм (микрит) предполагается быстрая химическая или биохимическая садка из водной среды бассейна с возможными последующими незначительными перемещениями на дне бассейна слабыми течениями.

Более яснозернистый (яснокристаллический) чистый кальцит с размером зерен более 0,01 мм (обычно до 0,1, но иногда до 1 мм и более), который цементирует указанные выше элементарные карбонатные частицы крупнее 0,004 (или 0,03) мм, рассматривается как осажденный из иловых вод уже в осадке, в его поровых пространствах. Р. Фолк именует этот яснозернистый кальцит «спаритом» и указывает, что нельзя исключать возможности его возникновения за счет перекристаллизации микрита и более мелких элементарных карбонатных частиц.

Таким образом, согласно представлениям геологов США, известняки в целом являются в основном механически отложенными осадочными образованиями, формирование которых в значительной мере контролируется гидродинамическим режимом водной среды бассейнов. Отсюда и возникает «гидродинамическое», или «энергетическое», направление разрабатываемых классификационных схем известняков.

Хотя эти представления во многом интересны, подавляющим большинством исследователей нашей страны они справедливо не разделяются. Во-первых, решающим для возможностей осаждения и накопления на дне бассейнов $CaCO_3$ во всех случаях остается физико-химическая обстановка седиментационных вод, в том числе в придонных слоях. Во-вторых, условно и слишком узко определение самого процесса перемещения и отложения карбонатных частиц. Он имеет мало общего с процессами транспортировки (и разноса в конечных водоемах стока) обычного терригенного материала — продуктов физической дезинтеграции различных материнских пород, слагающих сушу.

Некоторые исследователи в нашей стране пытаются заимствовать рассмотренные представления американской геологической школы Как правило, они поверхностно используют американские классификационные схемы, и в первую очередь классификации Р. Фолка. Однако такие попытки являются несерьезными и ничем не обоснованы (кроме известного удобства использования терминов «микрит» и «спарит» при строгом определении размерности этого зернистого карбонатного материала).

Значительно сложнее решаются вопросы о происхождении доломитов и пород смешанного известково-доломитового состава.

Как уже указывалось выше, основной причиной этого служит невыясненность возможностей широкой непосредственной седиментации доломита из водных растворов, особенно в морских и океанических бассейнах. Во многом неясны механизмы процессов эпигенетической, и особенно диагенетической, доломитизации известковых илов-пород и источники требуемых для этого огромных количеств магния. По-разному оценивается роль процессов диагенетической и эпигенетической доломитизации в образовании доломитов и пород известково-доломитового состава.

Согласно существующим в настоящее время представлениям среди доломитов различаются первичные седиментационные или седиментационно-диагенетические и вторичные диагенетические (позднедиагенетические) и эпигенетические. Образование первичных седиментационных доломитов обязано непосредственному химическому осаждению доломита из водной среды бассейнов, подобно наблюдаемому в настоящее время во многих соленых озерах и лагунах мира. Такие первичные седиментационные доломиты, как правило, ассоциируют в разрезах с различными эвапоритовыми осадочными образованиями, в первую очередь с сульфатами и каменной солью. Примерами их могут служить многие доломиты карбонатно-галогенной толщи нижнего кембрия Сибирской платформы. Возникновение первичных седиментационно-диагенетических доломитов объясняют [95 и др.] химической или биохимической концентрацией магния в известковых илах во время их седиментации в виде различных растворимых соединений, в первую очередь углемагниевых солей. Вступая в реакцию с $CaCO_3$, они могут частично или полностью видоизменять известковые осадки, превращая их в известково-доломитовые или доломитовые.

Вероятным источником магния в иловых водах известковых илов могут служить также ионы магния, поступающие вместе с диффундирующими наддонными водами бассейнов. Глубины проникновения их в осадок, как указывает Н. М. Страхов [95], могут достигать нескольких метров.

И в том и в другом варианте замещение $CaCO_3$ осадка доломитом происходит почти одновременно с седиментацией, в сильно обводненных известковых илах, во многих случаях практически на поверхности раздела осадок—морская вода. Зерна возникающего при этом доломита небольшие (тонкие, мелкие), неправильные и ромбоэдрические, как правило, по размерам мало отличаются от кальцитовых (если они сохраняются).

Первичные как седиментационные, так и седиментационно-диагенетические доломиты образуют более или менее мощные пласты, выдержанные по простиранию. Эти доломиты обычно пелитоморфные или мелкозернистые, иногда сгустковые (если они не перекристаллизованы), отличаются устойчивым содержанием доломита (более 80—90 %). Органогенные остатки в них крайне редки и однообразны (главным образом остракоды). Вместе с тем, как показывают наблюдения последних лет над

первичными доломитами верхнего докембрия и кембрия Сибирской платформы и других регионов, в них нередко, местами в значительных количествах (до 50 % и более), присутствуют различные водорослевые остатки — строматолиты, онколиты, микрофитолитовая проблематика.

Вторичные доломиты, часто именуемые «доломиты замещения» [2, 19] либо «метасоматические доломиты» [104], могут быть как диагенетическими (позднедиагенетическими), так и эпигенетическими. Их отличительными признаками служат весьма неправильные формы залегания — гнезда, линзы, линзовидные пласты (протяженностью иногда до нескольких сотен метров) — и большей частью массивное, однородное сложение (иногда с реликтовой слоистостью), с характерным сильно изменчивым содержанием доломита в разных участках (от 2—5 до 90 %). Вторичные доломиты всегда отчетливо кристаллически-зернистые, часто неравномерно или неоднороднозернистые. Размеры доломитовых зерен превышают 0,05 мм. Вторичные доломиты нередко кавернозно-пористые. В разрезах они, как правило, ассоциируют с известняками.

Происхождение вторичных доломитов связывают с избирательной доломитизацией уплотненных известковых осадков (позднедиагенетическая) либо уже сформированных известняков (эпигенетическая). В обоих случаях доломитизация происходит за счет поступающего извне магния, т. е. является процессом метасоматическим. Источником магния служат циркулирующие в породах (уплотненных осадках) подземные или грунтовые воды, обогащенные магнием, либо высококонцентрированные рассолы [19, 43].

Принципиальные возможности возникновения доломитов любым указанным выше способом признаются практически всеми исследователями, но значение этих процессов в доломитообразовании оценивается по-разному. Традиционно почти всеми исследователями резко ограничивается роль чисто химического осаждения доломитов. Некоторым исключением в этом отношении являются взгляды Дж. Фридмана и Дж. Сендерса [43]. Наиболее распространены представления о преимущественно седиментационно-диагенетическом (или раннедиагенетическом) формировании доломитов [95 и др.]. Эпигенетической же доломитизации в возникновении доломитов отводится то огромная роль [104 и др.], то умеренная, то весьма незначительная [95 и др.].

В США вопросы происхождения доломитов разработаны значительно слабее и во многом базируются на данных советских геологов, в первую очередь Г. И. Теодоровича. Исключение составляют относительно более высокая оценка возможностей химического осаждения доломитов, а главное — допущение (как и для известняков) большей роли механических перемещений доломитового материала на дне седиментационных бассейнов [43].

В заключение рассмотрения вопросов происхождения известняков и доломитов следует упомянуть о весьма своеобразных

и интересных воззрениях на проблему карбонатообразования, доломитообразования и галогенеза, в частности высказанных в последние годы Л. Н. Розановым [87]. Он полагает, что требуемое для этих процессов непрерывное пополнение вод седиментационных бассейнов растворенными солями кальция и магния в значительной части обусловлено эндогенными процессами. Он связывает формирование многокилометровых толщ карбонатных пород на обширных территориях геосинклиналей и впадин с поступлением высокоминерализованных вод из недр Земли. В таких же условиях, по мнению Л. Н. Розанова, происходит и вторичная минерализация карбонатных пород, в том числе эпигенетическая доломитизация известняков. В качестве примера приводится Русская платформа, где вследствие вторичной доломитизации изменены многие тысячи кубических километров известняков палеозойского возраста.

Представления Л. Н. Розанова о влиянии эндогенных процессов на осадочное карбонатное (и галогенное) минералообразование в известной мере наследуют взгляды Н. А. Кудрявцева, развиваемые им в последние годы в отношении генезиса каменной соли [54]. Несмотря на дискуссионность воззрений Л. Н. Розанова, они интересны и заслуживают внимания, и их следует учитывать при литологическом изучении отложений осадочного чехла. Эти воззрения в какой-то мере согласуются с новыми идеями глобальной тектоники и мобилизма, согласно которым в ходе геологической истории Земли происходит периодическое взламывание и раздвигание крупных плит земной коры. А последнее сопровождается подъемом глубинного вещества магмы и излияниями больших масс эндогенных растворов по трещинам рифтов.

ДИАГЕНЕТИЧЕСКИЕ И ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ОСАДКОВ-ПОРОД

Диагенетические изменения карбонатных осадков, так же как дальнейшие эпигенетические преобразования уже литифицированных карбонатных пород, во многом предопределяются условиями образования осадков — их вещественным составом и структурными особенностями.

В ходе диагенетических и эпигенетических преобразований оформляются коллекторские свойства карбонатных пород, поэтому изучение этих процессов при исследованиях карбонатных коллекторов, приобретает чрезвычайно важное значение. Ниже мы остановимся на этих процессах и признаках, помогающих их устанавливать, несколько подробнее.

В соответствии с представлениями Н. М. Страхова [95] диагенезом мы будем называть все процессы, происходящие в осадке сразу же после его образования (седиментации) до момента полной его литификации и превращения в породу. Глубины от поверхности осадка, на которых заканчиваются процессы его

диагенеза, не установлены и определяются различно, от десятков до первых сотен метров. По-видимому, в различных конкретных геологических условиях эта глубина будет варьировать. Но важно, что при всех вариантах ее положения диагенетические изменения осадков протекают при термодинамических условиях, близких к тем, при которых осадок формировался.

Различают стадии раннего и позднего диагенеза, хотя строгого критерия этого разграничения не существует. В раннем диагенезисе осадок представляет собой высокопористую, сильно обводненную, резко неуравновешенную, неустойчивую многокомпонентную физико-химическую систему легкоподвижных и реакционноспособных веществ. Специфический облик захороненных иловых вод, возникающий в основном за счет разложения органического вещества, деятельности организмов и растворения твердых фаз осадка, создает в последнем [95] «геохимический мир, резко отличный от мира соседствующей с ним наддонной воды». Кроме того, он все время как бы обновляется за счет диффузионных токов иловых вод в наддонные и обратных подтоков последних в иловые воды. В результате в осадке начинаются процессы различных минеральных новообразований. Таким путем может, в частности, идти образование в известковых илах доломита (рассмотренная выше раннедиагенетическая доломитизация их), происходить выделение карбонатного (кальцитового или доломитового) цемента в межформенных пустотах-порах и образование ряда таких аутигенных минералов, как сульфаты, пирит, лептохлориты и др.

Одновременно с физико-химическими превращениями меняются и физико-механические свойства осадка. Выделение минеральных новообразований и прогрессирующая нагрузка вновь образующихся слоев осадков вызывают отжимание иловых вод и перемещение их в более верхние горизонты и соответственно уплотнение осадка. Следует подчеркнуть, что восходящие движения иловых вод имеют весьма незначительную скорость. А они-то в основном и определяют подвижность иловых вод. Этим последние также резко отличаются от вод наддонных.

Реальным путем перемещения растворенных веществ в осадке в указанных условиях является диффузия ионов и молекул. А поскольку эти процессы замедленные, диагенетические преобразования илов являются в целом длительными и с глубиной затухающими.

Значительно более интенсивные преобразования осадков происходят в раннем диагенезе. Так, отмечается [36], что толщина слоя «илистых осадков», подвергающихся процессам, характерным для диагенеза, т. е. раннего диагенеза, вряд ли превышает 10—15 м. Однако на больших океанических глубинах, порядка 6 км, различаются осадки высокопористые (до 70 %), с высокой влажностью, в толщах мощностью в сотни метров.

На стадии позднего диагенеза процессы изменения осадков значительно замедляются и в конце ее осадок достигает

состояния внутренне уравновешенной системы, т. е. превращается в породу.

Дальнейшие изменения возникшей породы относятся уже к стадии эпигенеза. Можно различать эпигенез «прогрессивный» и «регрессивный». Для первого Н. Б. Вассоевич в 1957 г. предложил название «катагенез», получивший широкое распространение. В катагенезе преобразования пород происходят при постепенном погружении их на все бóльшие глубины. В условиях заметного возрастания температуры и давления породы, почти не меняя минеральный состав, испытывают значительное региональное уплотнение. Следствием его является перекристаллизация карбонатного материала (укрупнение зерен) с возможным образованием сложных, зубчатых контактов зерен. Имеющиеся в карбонатных породах поры, а также трещины при наличии в разрезах глинистых пород могут заполняться водами, при региональном уплотнении отжимаемыми из глин в больших количествах. Возможно «катагенетическое проникновение» в карбонатные породы вод и другого происхождения, в том числе эндогенного. Во всех случаях эти воды, мигрирующие со стороны, циркулируя в карбонатных породах обусловливают частичное растворение и переотложение минеральных компонентов породы и способствуют новому перераспределению веществ. В частности, это один из возможных путей эпигенетической доломитизации известняков.

Регрессивный эпигенез связан с противоположными по знаку перемещениями пород в силу различных геологических (тектонических) причин в зоны более низких температур и давлений, вплоть до выведения их на дневную поверхность. Естественно, в приповерхностных и поверхностных зонах процессы эпигенетических преобразований карбонатных пород будут наиболее интенсивными, смыкаясь здесь с процессами поверхностного выветривания. Активную роль в этих преобразованиях играют поверхностные и грунтовые воды, которые могут проникать на глубины до 500 м от поверхности. Эти воды химически весьма агрессивны по отношению к карбонатным породам, особенно в условиях влажного и жаркого климата. Воздействие их может приводить к усиленному выщелачиванию карбонатных пород, а также и к возможной последующей их минерализации, т. е. «запечатыванию» возникших пустот (и трещин), в целом весьма сильно влияя на формирование коллекторских свойств пород. По этой причине при исследовании карбонатных коллекторов особое внимание следует обращать на выявление в разрезах карбонатных толщ поверхностей различных, в том числе и внутриформационных, перерывов в осадконакоплении.

Остановимся несколько подробнее на тех основных процессах диагенетических и эпигенетических преобразований карбонатных осадков-пород, которые наиболее существенно отражаются на формировании их коллекторских свойств.

Процессы, которые могут происходить в карбонатных осадках в диагенезе и в карбонатных породах в эпигенезе, весьма сходны. К ним относятся уплотнение, цементация, доломитизация, перекристаллизация, сульфатизация, окремнение, кальцитизация, выщелачивание и др. Поэтому они будут рассматриваться совместно, с указанием признаков, по которым условно, а иногда более или менее достоверно можно отнести соответствующие изменения карбонатных пород к диагенетическим либо к эпигенетическим. Одновременно отметим, как могут сказываться эти изменения на коллекторских свойствах карбонатных пород.

Уплотнение и цементация

Общеизвестно, что уплотнение осадков в диагенезе связано с отжиманием из них захороненных вод, которое происходит в основном под влиянием все возрастающей нагрузки перекрывающих отложений. Естественно, уплотнение осадков приводит к уменьшению их влажности, возрастанию их плотности и, главное, к сокращению их пористости. По данным Р. Миллера [48], для осадков в целом характерны значения плотностей менее 2 г/см^3 и пористости более 30 %. Значения, соответственно равные 2—2,2 г/см^3 и не менее 30 %, отвечают уже состоянию породы, а не осадка.

Сведения о характере уплотнения карбонатных илов в диагенезе ограниченны и неоднозначны. В большинстве случаев оно признается значительным и, главное, происходящим очень быстро [95]. При этом считается, что основное уплотнение карбонатных илов происходит в их самых верхних слоях мощностью до 0,5—0,6 м. У. Х. Тафт [43] указывает, что современные карбонатные осадки Флоридского залива наиболее значительно уплотняются, судя по уменьшению их влажности, в верхнем (15—30 см) слое.

Некоторые исследователи ставят карбонатные породы по способности к диагенетическому уплотнению на второе место после глин или рядом с ними [48, 95 и др.]. Значительным уплотнением и быстрой литификацией объясняется основная потеря карбонатными осадками первоначально высокой пористости. В современных карбонатных осадках [122] она составляет в среднем 60—70 %, что резко контрастирует с пористостью древних карбонатных пород, которая обычно имеет значения около 2—3 % и менее, а в карбонатных пластах-коллекторах, содержащих залежи нефти и газа, в среднем 8—10 % и менее.

Однако существуют мнения о том, что в потере первоначальной пористости карбонатных осадков решающую роль играло не уплотнение, а «цементация», т. е. процессы минерального карбонатообразования [112, 118 и др.]. При этом отмечается, что потеря пористости карбонатными осадками, в частности писчими мелами, является прямой функцией глубины их погружения (исключая случаи возникновения в пластах АВПД, внедрения нефти

или проявлений тектонических напряжений) [118]. Таким образом, фактически и здесь налицо влияние на карбонатный осадок все возрастающей с глубиной нагрузки (давления), т. е. уплотнения.

Более интересны в этом отношении данные о том, что консолидация осадков в океанах завершается значительно позже, чем в эпиконтинентальных морских бассейнах [48]. В литоральной зоне последних жесткая структурная основа карбонатных осадков формируется сравнительно быстро, в то время как в океанических карбонатных илах уплотнение идет весьма замедленно. В частности, в Восточно-Тихоокеанской котловине по данным глубоководного бурения на глубине 700—800 м от поверхности дна фораминиферо-кокколитофоридовые илы сохраняют низкую плотность (1,7—1,9 г/см^3) и высокую пористость. Однако чисто кокколитовые илы в приповерхностной зоне осадков во многих местах имеют высокую плотность [48]. Этот парадокс глубоководного диагенеза объясняется физическими условиями накопления и существования осадков в глубоководной обстановке некомпенсированной седиментации (более сильное взвешивающее действие вод, затруднения с оттоком иловых вод и т. д.).

В значительной мере различия в оценках характера уплотнения карбонатных осадков и его влияния на сокращение их пористости объясняются тем, что наблюдения проводились над различными типами карбонатных пород (осадков).

Однородные пелитоморфные хемогенные и биохемогенные карбонатные илы, как правило, сильно обводненные, по физико-механическим свойствам действительно должны быть близки к глинистым осадкам. Быстрое сокращение их первоначальной высокой обводненности (и пористости) с глубиной вполне закономерно.

Быстрая литификация таких карбонатных илов косвенно подтверждается наличием среди карбонатных пород их тонкозернистых пелитоморфных разностей. Трудно допустить, чтобы они могли сохраняться в таком облике до состояния породы, если бы литификация их не наступала сразу же вслед за седиментацией. Иначе сохранение значительной первичной пористости и обводненности неизбежно привело бы на последующих этапах диагенеза к заметной структурной переработке. Доказательствами быстрого затвердевания химически осажденного карбонатного материала служат также факты наличия в глинах карбонатных конкреций с хорошо сохранившимися органогенными остатками, в то время как во вмещающих глинах вследствие их уплотнения последние заметно деформированы и раздроблены. О быстрой литификации химически осажденного пелитоморфного карбоната свидетельствуют также отсутствие следов сжатия оолитов, комков и других форменных образований, наблюдаемых в тонкозернистых известняках, и т. п.

Иначе обстоит дело с карбонатными осадками, значительную часть которых (40—50 % и более) составляют форменные карбонатные образования, независимо от того, будут то скелетные орга-

ногенные остатки, либо обломки карбонатных пород, либо комки, оолиты, пизолиты и т. п. Все эти форменные образования попадают в осадок в виде твердых или заметно уплотненных частиц. Соприкасаясь друг с другом, последние формируют сравнительно устойчивый скелет осадка, который уже в значительной степени способен противостоять воздействию нагрузок.

Межформенные (и внутриформенные) поры таких карбонатных осадков могут частично или полностью заполняться химически (биохимически) осаждаемым из седиментационных вод пелитоморфным карбонатом. Позднее, в диагенезе (и в эпигенезе), в межформенных (и внутриформенных) порах образуется уже яснозернистый карбонат с размерами зерен более 0,01 мм (и более 0,05 мм). В диагенезе его выделение происходит, скорее всего, за счет местного перераспределения (растворения и переотложения) карбоната; в эпигенезе (в позднем диагенезе) — в значительной части за счет поступления карбонатных растворов извне. В целом нельзя исключать и возможностей возникновения яснозернистого карбоната в межформенных (и внутриформенных) поровых пространствах за счет перекристаллизации выполнявшего их ранее пелитоморфного карбоната. Во всех случаях неполная цементация ведет к сохранению в карбонатных породах первичных седиментационных межформенных пор.

В этой связи интересны данные [4] относительно изменения пористости известняков турне Оренбургского свода с увеличением глубины их залегания. Среди этих известняков установлено два типа: «скелетные» и «бесскелетные». Первые отличаются преобладанием форменных элементов над цементирующим материалом и первичной цементацией порового и контактового типа. Во вторых преобладает базальная перекристаллизованная карбонатная масса, содержащая скелетные органогенные остатки. В «скелетных» известняках первичная пористость (внутри- и межформенная) высокая (5—10 %). С глубиной (до 4,5 км) изменения пористости, так же как и структуры порового пространства, не происходит. В «бесскелетных» известняках первичная пористость (внутриформенная и межзерновая) невелика (1—5 %) и с глубиной снижается (рис. 3). На глубине 4,5 км в этих известняках отмечаются лишь единичные внутриформенные поры. Приводятся доказательства тому, что их первичная пористость была почти уничтожена уже в раннем диагенезе за счет механического уплотнения осадков при малых давлениях нагрузки вышележащих слоев.

При микроскопическом изучении карбонатных пород в шлифах признаками, по которым можно судить о первичном седиментационном характере открытых межформенных пор, служат:

1) размеры пустот, которые не должны превышать размеров форменных образований. Л. П. Гмид и С. Ш. Леви [26] указывают, что размеры таких пустот обычно колеблются от 0,02 до 0,35 мм;

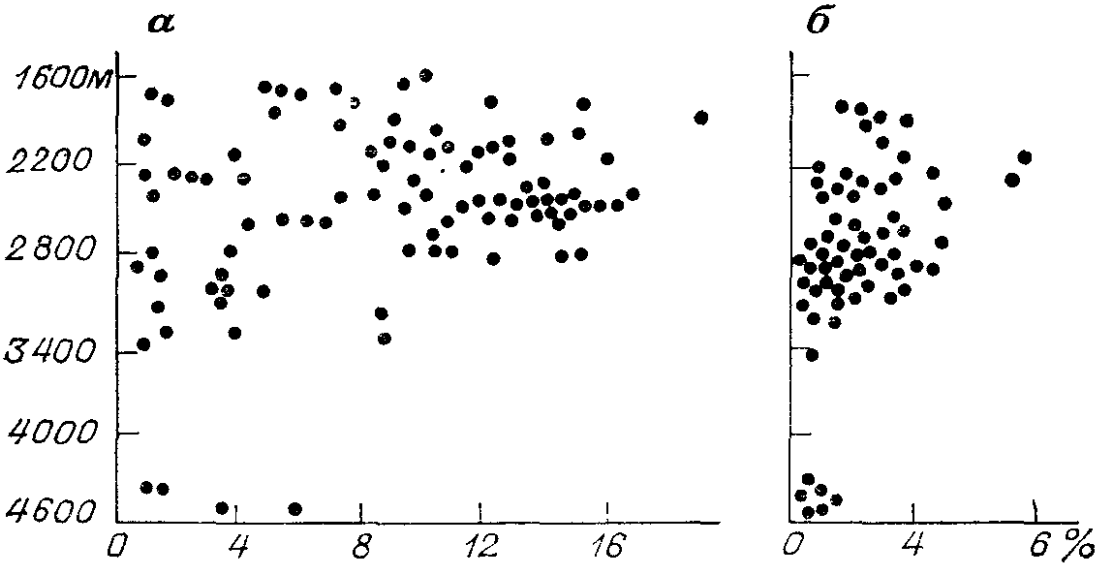


Рис. 3. Изменения открытой пористости $K_{п\ о}$, %, известняков с глубиной залегания [4].

а — для «скелетных», *б* — для «бесскелетных» известняков.

2) конфигурация межформенных пустот, обусловленная формой и характером упаковки форменных образований и четко ограниченная контурами последних;

3) более или менее равномерное распределение таких пустот (открытых и заполненных) в породе.

Расшифровка природы яснозернистого карбоната в межформенных порах остается в значительной мере условной. Можно полагать, что:

1) в случаях, когда этот карбонат мелкозернистый (0,01—0,05 мм), он явно является диагенетическим, вновь образованным либо возникшим за счет перекристаллизации первоначального тонкозернистого (<0,01 мм) карбонатного материала. В пользу последнего свидетельствуют более или менее равномерная зернистость мелкозернистого карбоната и наличие в нем остаточного тонкозернистого карбонатного материала. Диагенетическое новообразование мелкозернистого карбоната позволяют предполагать крустификационные каемки его вокруг форменных образований, а также зональное заполнение им межформенных пор с инкрустационными каемками, сложенными несколько отличными по размерам мелкими зернами (либо одинаковой зернистости, но разделенными тонкими каймами, пленками некарбонатного материала);

2) при наличии в межформенных порах более крупнозернистого карбоната — с размерами зерен более 0,05 мм и особенно более 0,1 мм — можно допускать, скорее всего, эпигенетическое происхождение. Оно может быть связано с перекристаллизацией имевшегося здесь ранее карбоната либо с его эпигенетическим новообразованием.

Еще более жестким каркасным основанием обладают «осадки» различных прижизненно возникавших органогенных карбонатных построек — биостромов, биогермов и рифогенных комплексов. Последние состоят из биогермных образований (остов рифа) и

сопутствующих биоценозов, обломочных накоплений продуктов их разрушения и химически или биохимически осажденного тонкого карбонатного материала. Уже на стадии седиментогенеза эти органогенные постройки были сформированы в основном как твердые карбонатные породы. Естественно, что и в диагенезе, и в эпигенезе уплотнение их могло быть лишь незначительным и на изменение их первоначальной пористости существенного влияния не оказывало.

По данным [109] для пермских отложений Южного Приуралья структура порового пространства всех разностей карбонатных биогермных пород очень устойчива и практически не нарушается при погружении на глубину в несколько километров.

Таким образом, в разных типах карбонатных пород уплотнение будет проявляться по-разному, соответственно по-разному отражаясь в изменении (снижении) первоначально высокой пористости осадков. Наиболее резко сказывается уплотнение на пелитоморфных карбонатных илах, значительно меньше — на карбонатных осадках, состоящих в основном (40—50 % и более) из форменных карбонатных образований; слабо подвергаются уплотнению карбонатные «осадки» — продукты различных прижизненных органогенных построек.

Перекристаллизация

Перекристаллизация — процесс роста кристаллических зерен, т. е. увеличение их размеров, которое согласно общепринятым определениям происходит без изменения их минерального состава. Однако в последние годы к перекристаллизации относят также и укрупнение зерен, происходящее при переходе неустойчивых метастабильных модификаций $CaCO_3$ (арагонита и высокомагнезиального кальцита) или $CaCO_3 \cdot MgCO_3$ (кальциевого доломита, или протодоломита) в устойчивые низкомагнезиальный кальцит и доломит.

В диагенезе перекристаллизация происходит за счет частичного растворения и переотложения растворенного карбоната захороненными в осадке иловыми водами. В эпигенезе она обусловлена в большей степени растворяющим влиянием давления (при катагенезе) либо воздействием циркулирующих в породе вадозных вод (при регрессивном эпигенезе). Общим правилом растворения является лучшая растворимость более мелких зерен, за счет которой и растут зерна, относительно более крупные.

Результатом диагенетической перекристаллизации служит частичное или полное преобразование пелитоморфной (коллоидной, тонкозернистой) карбонатной массы в мелкозернистую. Условно размер возникающих зерен ограничивается пределом 0,05 мм. Как правило, диагенетическая, особенно раннедиагенетическая, перекристаллизация, происходящая в заметно обводненном осадке, носит более или менее равномерный характер. При частичной перекристаллизации в мелкозернистой карбонатной массе сохра-

няется рассеянный остаточный тонкозернистый карбонат либо на фоне тонкозернистой карбонатной массы неясно обособляются участки мелкозернистого карбоната.

При эпигенетической перекристаллизации укрупнение карбонатных зерен происходит уже в плотной породе. Образованные зерна имеют размеры (условно) более 0,05, а часто более 0,1 мм. При этом они могут колебаться в широких пределах, обусловливая развитие неоднородных и неравномернозернистых структур. Эпигенетическая перекристаллизация нередко приводит к полной переработке карбонатного материала породы, уничтожая ее первоначальный облик, а иногда даже и следы относительно более ранних эпигенетических изменений. Их восстановлению помогают сохранившиеся в некоторых случаях реликтовые структурные признаки. Так, например, в известняках рифея Восточной Сибири на фоне полностью перекристаллизованной крупно-среднезернистой известковой массы удается различать следы оолитовых образований по реликтовым контурам первоначальной пигментации отдельных их концентров (рис. 4). Другим примером могут служить наблюдавшиеся в известняках этого же возраста реликты минеральных карбонатных трещин. При совместной перекристаллизации карбоната трещин и вмещающей породы возникала крупно-среднезернистая карбонатная масса. В шлифах под микроскопом, в скрещенных николях, она кажется весьма однородной. Однако в проходящем свете в ней отчетливо видны контуры бывших минеральных трещин благодаря реликтовой чистоте ранее заполнявшего их карбоната, в то время как карбонатная масса самой породы сохраняет свою загрязненность (рис. 5).

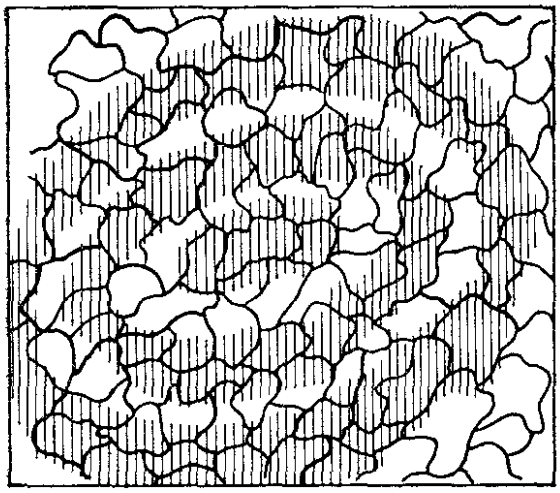


Рис. 4. Реликты оолита на фоне эпигенетически перекристаллизованной карбонатной массы, различимые благодаря реликтовой пигментации отдельных концентрических слоев светлым коричневатым органическим (?) веществом. Зарисовка, шлиф.

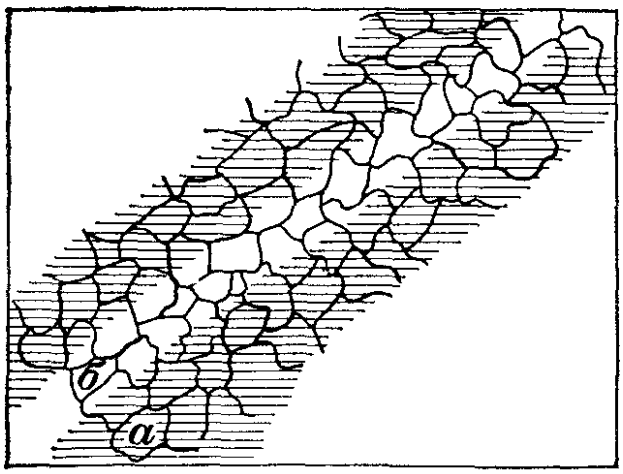


Рис. 5. Реликты минеральной карбонатной трещины, сохранившиеся после эпигенетической перекристаллизации породы.

а — реликтовая загрязненность первоначальных зерен карбонатной массы породы, *б* — реликтовая чистота карбонатных зерен, заполнявших трещину, до перекристаллизации породы Зарисовка, шлиф.

Перекристаллизация карбонатных пород может обусловливать развитие в них пор диагенетической и эпигенетической перекристаллизации. По данным Л. П. Гмид и С. Ш. Леви [26], размеры первых 0,01—0,05 мм, размеры вторых превышают 0,05 мм и зависят от размеров карбонатных зерен.

Оценки роли перекристаллизации в изменении пористости пород противоречивы. Как считают Г. А. Каледа и Е. А. Калистова [40], в большинстве случаев перекристаллизация снижает пористость, но иногда приводит к ее возрастанию. По мнению же К. Б. Прошлякова и др. [20], она увеличивает емкость известняков и доломитов.

Очевидно, влияние перекристаллизации на пористость в общем случае может выражаться по-разному:

1) пористость не будет меняться, если происходящее при перекристаллизации частичное растворение и переотложение карбонатных веществ будет сбалансированным;

2) пористость может ухудшаться при возникновении компактного сложения карбонатной массы, что довольно распространено при процессах диагенетической перекристаллизации;

3) пористость может возрастать в тех случаях, когда растворение карбонатного материала преобладает над переотложением, т. е. растворенный карбонат частично удаляется из породы (случаи, более типичные для эпигенетической перекристаллизации).

Пористость как диагенетической, так и эпигенетической перекристаллизации для различных известняков и доломитов обычно невелика: до 2—4, но иногда возрастает до 6—10 % [26].

Доломитизация

Доломитизация, которой подвергались известняки, может быть диагенетической и эпигенетической. Раннедиагенетическая седиментационно-диагенетическая доломитизация известковых илов, как уже указывалось выше, один из наиболее вероятных и наиболее распространенных путей формирования доломитов и первичных известково-доломитовых пород. Возникающий при этом доломит может быть как мелко-, так и тонкозернистым, с зернами (соответственно 0,01—0,05 и менее 0,01 мм), имеющими большей частью неправильные, изометрично-округленные или ромбоэдрические очертания.

На более поздних этапах раннего диагенеза — в позднем диагенезе формируются относительно более крупные зерна доломита, размерами до 0,05 и частично до 0,1 мм. В силу того, что доломит обладает более высокой кристаллизационной способностью, чем кальцит, зерна большей частью имеют отчетливую форму ромбоэдров.

Раннедиагенетический доломит, формируясь в рыхлом осадке, распределяется в известковой массе более или менее равномерно. При этом нередко в породах с комками, оолитами и другими

подобными карбонатными форменными образованиями последние сложены тонко- и мелкозернистым кальцитом и доломитом одновременно, как без резкого обособления их зерен, так и с раздельными преимущественными концентрациями их в отдельных участках или концентрических слоях.

Более поздний диагенетический доломит обнаруживает наклонность к избирательному развитию в отдельных участках тонкозернистой известковой массы. Нередко мелкие доломитовые зерна внедряются в периферийные участки скелетных остатков и других форменных образований (рис. 6).

При эпигенетической доломитизации известняков зерна доломита чаще всего имеют размеры более 0,1 мм (до 1—2 мм и более) и распределяются в известковой массе неравномерно. Обычно они имеют ромбоэдрическую форму, нередко обладая зональным строением. Иногда содержат микровключения кальцита. Они развиваются как в зернистой известковой массе, так и в остатках фауны и в других форменных образованиях, по периферии и внутри их (рис. 7).

Часто наблюдается локализация эпигенетических доломитовых зерен вдоль стилолитовых трещин (рис. 8), выполнение ими пустот выщелачивания и открытых трещин, а также развитие их вдоль поверхностей несогласий.

Распространено довольно тривиальное мнение, что доломитизация повышает пористость известняков, со ссылкой на то, что образование доломита за счет кальцита (молекула на молекулу) должно сопровождаться уменьшением объема на 12,3 %. Однако уже давно исследователи обращали внимание на тот факт, что геологических доказательств этому теоретическому расчету нет, что практически пористость известняков и доломитов одинакова.

Детальные микроскопические наблюдения последних лет позволили Л. П. Гмид и другим исследователям [26, 99] выявить, что влияние доломитизации на пористость известняков сложное и обусловлено сочетанием ряда причин: количественным содержанием доломита; характером распределения доломитовых зерен в известковой массе; размерами, формой и, главное, характером упаковки доломитовых зерен Так, рассеянные, «плавающие» зерна доломита и их сравнительно небольшие количества на пористость известняков никакого влияния не оказывают. Мало меняет их пористость и диагенетическая доломитизация, при которой размеры зерен доломита не превышают 0,05 мм. Заметно может отражаться на пористости известняков эпигенетическая доломитизация в тех случаях, когда она сравнительно интенсивная, а хорошо ограненные ромбоэдры доломита соприкасаются либо ребрами, либо вершинами с гранями (рис. 9) При такой упаковке между ними остаются свободными значительные, соизмеримые с зернами, межзерновые пространства; в результате пористость известняков заметно возрастает.

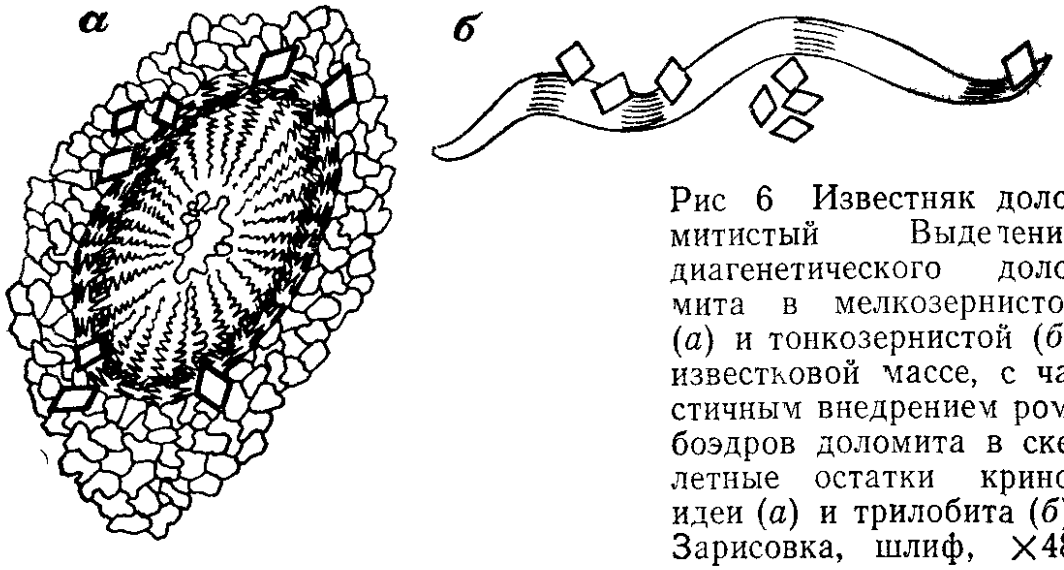


Рис 6 Известняк доломитистый Выделения диагенетического доломита в мелкозернистой (*а*) и тонкозернистой (*б*) известковой массе, с частичным внедрением ромбоэдров доломита в скелетные остатки криноидеи (*а*) и трилобита (*б*) Зарисовка, шлиф, ×48

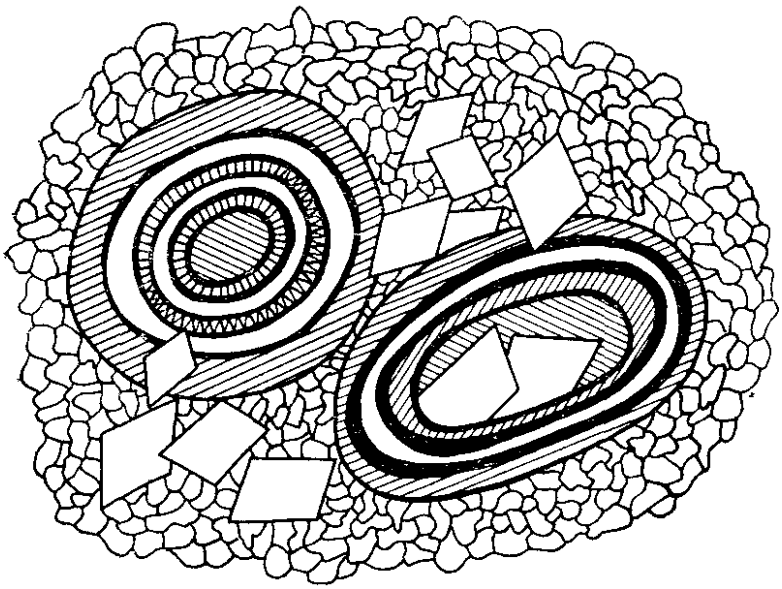


Рис 7. Известняк оолитовый, доломитизированный Ромбоэдры эпигенетического доломита развиваются в мелкозернистой известковой цементирующей массе и по оолитам Зарисовка, шлиф; ×32.

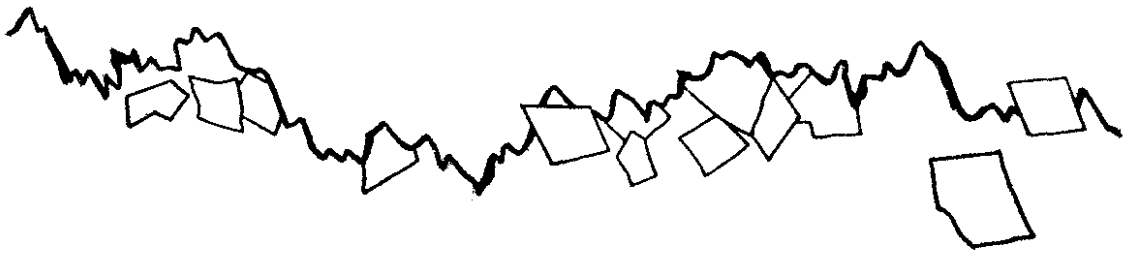


Рис 8 Развитие ромбоэдров доломита в тонко мелкозернистом известняке вдоль стилолитовой трещины Зарисовка, шлиф, ×48

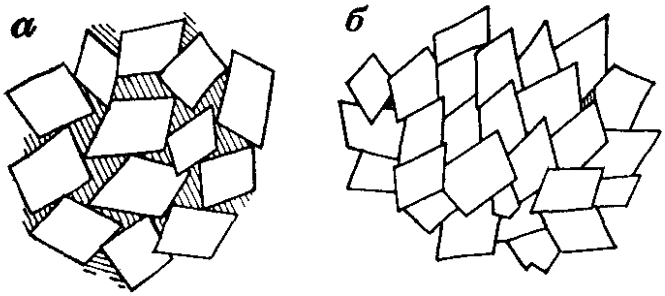


Рис 9 Характер упаковки доломитовых зерен.

а — соприкосновение ромбоэдров вершинами или ребрами с гранями, заштрихованное — открытые межзерновые поры, *б* — соприкосновение ромбоэдров по граням.

Выщелачивание

Выщелачивание — это процессы растворения веществ, сопровождаемые выносом растворенных компонентов. В породах оно находит отражение в образовании различных по форме и размерам пустот выщелачивания. Выщелачиванию могут подвергаться как карбонатные осадки (диагенетическое), так и карбонатные породы (эпигенетическое).

Диагенетическое выщелачивание карбонатных осадков в целом является довольно ограниченным. Условия их заметной обводненности, малой подвижности иловых вод и замедленности диффузионных перемещений веществ создают обстановку для преобладания в осадках процессов растворения, сопровождаемого местным, локальным переотложением растворенных компонентов. Возможности удаления последних ограниченны. Если же они все-таки возникают, в результате происходящего выщелачивания образуются мелкие неправильные пустотки, оконтуренные частично растворенными карбонатными зернами либо незначительно растворенными форменными образованиями. Суммарный объем возникших пустот невелик и практически мало отражается на изменении существующей пористости осадка.

Эпигенетическое выщелачивание в противоположность диагенетическому может приводить к весьма существенным изменениям пористости карбонатных пород и практически оказывает весьма сильное влияние на формирование их коллекторских свойств. Эпигенетическое выщелачивание обусловлено циркуляцией по карбонатным породам относительно быстро движущихся, агрессивных по отношению к ним вод, будь то воды ювенильные или наиболее распространенные вадозные. Естественно, что циркуляция последних возможна лишь при нахождении карбонатной породы в поверхностной или приповерхностной зоне, независимо от того, оказались ли породы здесь уже пройдя стадию катагенеза, либо сразу же после диагенеза.

При эпигенетическом выщелачивании растворению могут подвергаться и зернистая карбонатная масса, и различные форменные образования. Последние могут быть выщелочены как частично, так и полностью. Селективный характер выщелачивания контролируется особенностями строения породы. Конкретных сравнительных данных в этом отношении нет. Можно полагать, что весьма большую роль в этом играет характер пористости (размеры и форма пор и поровых каналов) и трещиноватости карбонатных пород, которые контролируют пути движения вод. В породах смешанного известково-доломитового состава различное сопротивление растворению могут оказывать кальцит и доломит, поскольку растворимость последнего (при равных прочих условиях) значительно (в 24 раза) меньше. По всей вероятности, по-разному будут реагировать на воздействие вод также и форменные образования различной степени плотности и т. д. И наконец, селективное растворение карбонатных пород, очевидно,

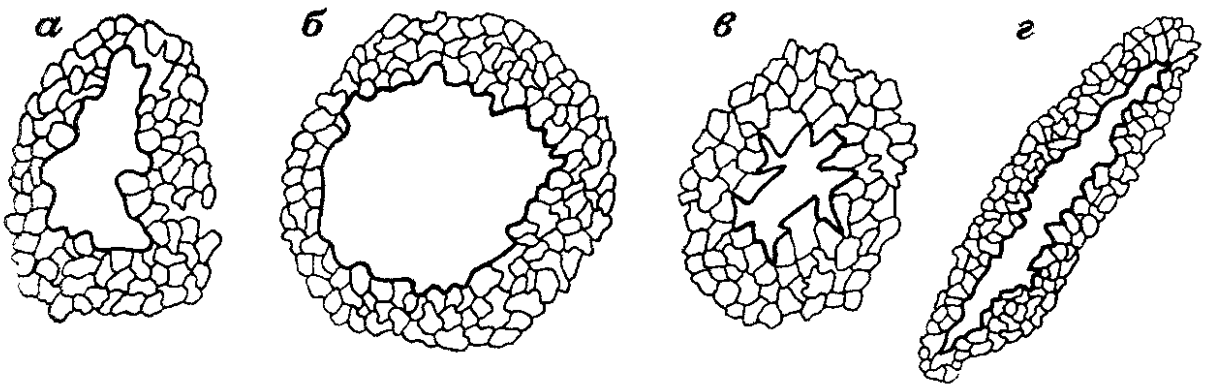


Рис 10 Различные формы пустот выщелачивания

а — неправильная, *б* — округло изометричная, *в* — заливообразная, *г* — щелевидная. Зарисовка, шлифы, ×16

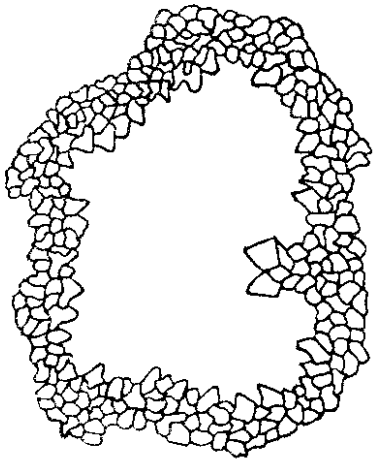


Рис 11. Мелкозернистая карбонатная порода. Пустота выщелачивания с развитием по ее периферии укрупненных ромбоэдрических карбонатных зерен с вершинами, обращенными внутрь пустоты. Зарисовка, шлиф; ×20.

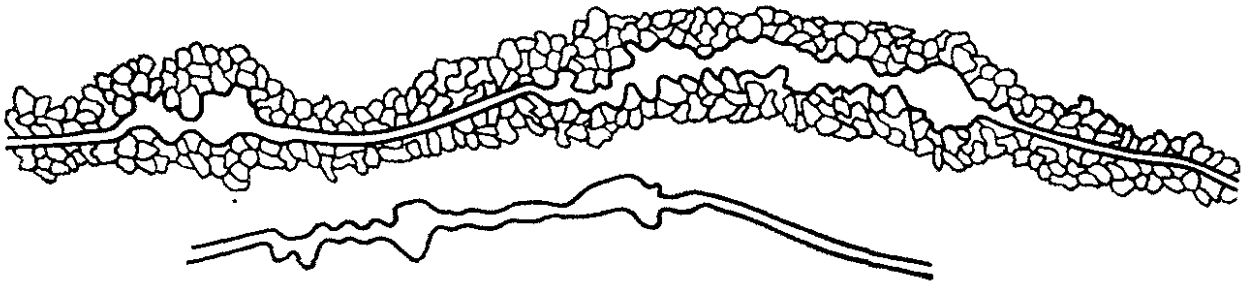


Рис 12 Пустоты выщелачивания, развивающиеся по ходу открытых трещин Зарисовка, шлиф, ×16.

будет зависеть и от характера (состава) циркулирующих вод и его изменений.

Результатом эпигенетического выщелачивания является возникновение пустот самых различных размеров: от мелких пор (до 1 мм) и каверн (более 1 мм) до крупных карстовых полостей, измеряемых метрами. Форма пор и каверн неправильная, округло-изометричная, удлиненная, щелевидная, заливообразная и т. д. (рис. 10). Часто по их периферии наблюдаются укрупненные зерна окружающего зернистого карбоната с весьма характерной обращенностью в пустоту сравнительно хорошо ограненных

ромбоэдрических концов (рис 11). Встречаются пустоты, сохранившиеся от выщелачивания различных некарбонатных минеральных выделений (ангидрит, галит и др.), с реликтовыми очертаниями их кристаллических форм.

Распределение вторичных пустот выщелачивания в карбонатных породах, как правило, весьма неравномерное, рассеянное, пятнистое, полосчатое, линейное и т. д. Иногда они различаются внутри минеральных трещин и стилолитов, часто развиваются по ходу открытых микротрещин (рис. 12).

Суммарный объем пор и каверн выщелачивания, если они не подверглись позднейшему «запечатыванию» минеральными новообразованиями, может быть значительным. Обусловленная им вторичная пористость карбонатных пород нередко превышает межзерновую пористость и служит основным видом емкости карбонатного коллектора.

Сульфатизация

Сульфаты (гипс, ангидрит) часто ассоциируют с карбонатными породами, в которых они могут быть генетически как первичными, так и вторичными.

Первичные седиментационно-диагенетические сульфаты (ангидрит) наблюдаются в доломитах эвапоритовых толщ, в разрезе которых наряду с солями образуют отдельные, иногда мощные пласты. В самих доломитах седиментационно-диагенетические выделения ангидрита наблюдаются в виде рассеянных мелких зерен и их агрегатных скоплений, образующих различные по размерам линзы, линзовидные пропластки и прослои.

Как известно, осаждение сульфатов из водной среды бассейнов возможно только химическим путем при высокой концентрации солей (минимум в 5 раз превышающую нормально морскую) в обстановках жаркого, засушливого климата. Оно зависит от многих причин: как от концентрации, так и от состава растворенных солей, от изменений температуры и др. В целом эти условия благоприятны и для химической садки доломита, которая предшествует сульфатной. В раннем диагенезе в обводненных осадках начинается активное перераспределение веществ, при котором значительно более неустойчивые, растворимые и подвижные сульфаты проникают в доломитовые илы, выделяясь в них там, где это возможно. Нередко это приводит к образованию пород смешанного ангидрит-доломитового состава.

Обычно седиментационно-диагенетические выделения ангидрита в доломитах представлены тонко- и мелкозернистыми агрегатами, иногда с отдельными более крупными призматическими и таблитчатыми зернами.

Известные сомнения вызывает время образования отдельных крупных хорошо ограненных призматических и таблитчатых зерен ангидрита, наблюдаемых на фоне тонко-, мелко- и среднезернистой доломитовой массы (рис 13) Правильная и хорошая кристаллографическая огранка таких зерен — кристаллов ан-

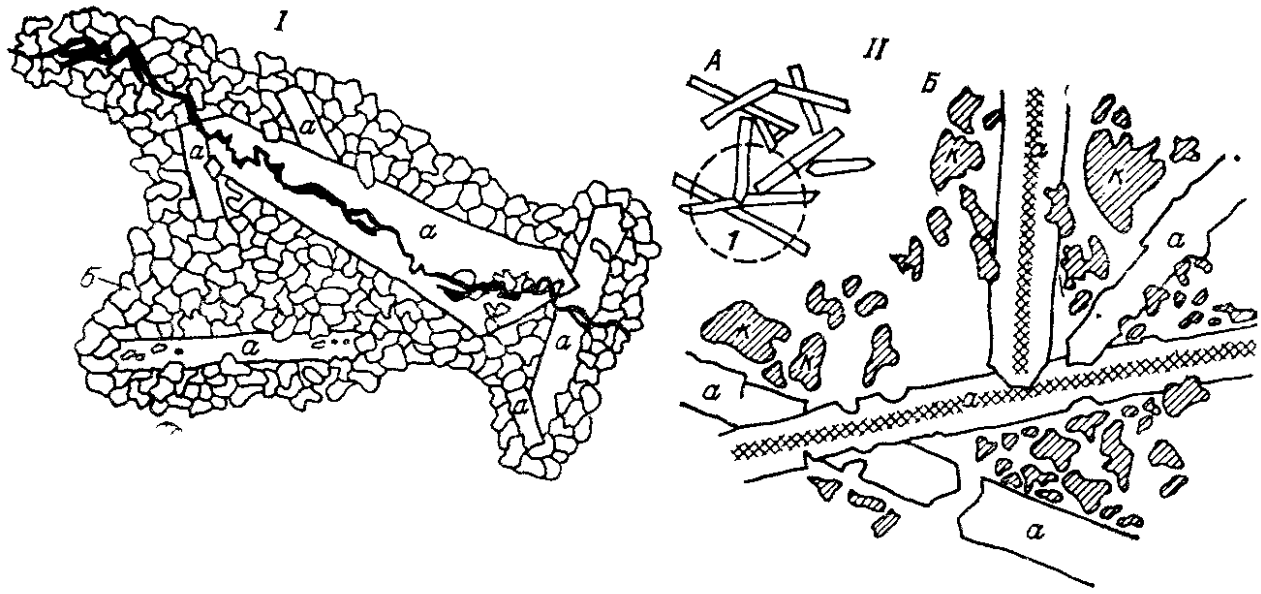


Рис. 13 Выделения крупных призматических и таблитчатых зерен ангидрита

I — в средне мелкозернистом доломите (*а* — ангидрит, *б* — доломит) *II* — в доломите с обильными пелитоморфными комками (*А* — нат вел., *Б* — деталь участка *I*, ×6) *к* — пелитоморфные доломитовые комки и сгустки

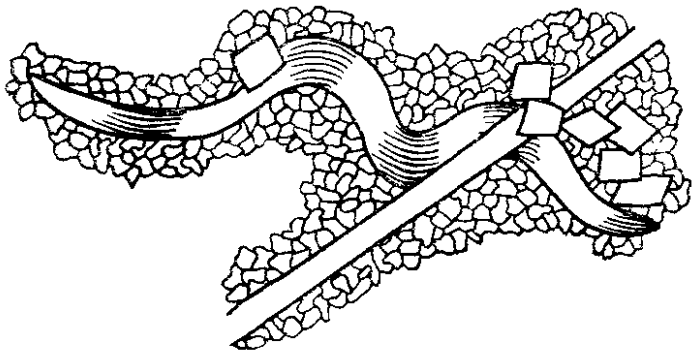


Рис 14 Выделения крупных кристаллов ангидрита в доломитизированном известняке, содержащем остатки фауны. Зарисовка, шлиф, ×16

гидрита позволяет предполагать их свободный рост в рыхлой среде обводненного осадка, в раннем диагенезе. Однако иногда такие же крупные (длиной до 1—2 мм и более), хорошо ограненные кристаллы ангидрита наблюдаются в доломитах и доломитизированных известняках, где они рассекают как зернистую карбонатную массу, так и присутствующие в ней различные форменные образования, в том числе и скелетные остатки фауны (рис. 14). В этих случаях приходится допускать несомненно более позднее метасоматическое развитие кристаллов ангидрита уже в литифицированной породе, в эпигенезе или в позднем диагенезе.

Вторичные, позднедиагенетические и особенно эпигенетические, выделения сульфатов (ангидрита и гипса) возможны в любых карбонатных породах, в самых различных типах доломитов и известняков. Обычно эти сульфаты ясно- и крупнозернистые. Их выделение происходит из подземных вод, циркулирующих по карбонатным породам. Сульфаты (особенно гипс) пойкилитово прорастают карбонатную массу, развиваются в межзерновых и межформенных порах, выполняют различные пустоты выщелачивания и открытые микротрещины. Во всех случаях сульфатная минерализация приводит к запечатыванию пустот и, таким образом, снижает пористость карбонатной породы.

Окремнение

Окремнение — образование в карбонатных породах кремнезема (халцедона или кварца) — возможно в диагенезе либо в эпигенезе. Одновременное с карбонатом химическое осаждение SiO_2 из водной среды маловероятно вследствие резко отличного отношения их к pH и температурным условиям. Как известно [95], при повышении температуры и pH растворимость SiO_2 растет, а $CaCO_3$ падает. Соответственно количество SiO_2 в водах все более удаляется от точки насыщения, а количество углекислой соли, наоборот, приближается к насыщению и даже пересыщению, обусловливая выпадение ее в осадок.

В раннем диагенезе локальные концентрации SiO_2 могут возникать в обводненных карбонатных илах, в их отдельных участках, точках, с относительно низким pH (около 7) за счет перемещения его из участков с повышенными значениями pH ($\geqslant 8$), благоприятными для растворения здесь кремнезема. Локализация кремнезема в отдельных участках осадка образует различные мелкие стяжения, конкреции, линзы, линзовидные пропластки.

В эпигенезе окремнение карбонатных пород происходит за счет выделения SiO_2 из кислых подземных вод, которые, циркулируя по карбонатным породам, одновременно осуществляют их частичное растворение. В этих случаях кремнезем метасоматически замещает отдельные участки карбонатной массы; нередко в пределах таких окремненных участков различаются реликтовые включения зернистого карбонатного материала либо карбонатных форменных образований. Кремнезем также может избирательно заполнять отдельные межзерновые и межформенные поры, выделяться в пустотах выщелачивания и в открытых микротрещинах.

Иногда в карбонатных породах наблюдаются отдельные новообразованные зерна кварца, которые выделяются относительно хорошей кристаллографической огранкой, а также регенерация присутствующих обломочных кварцевых зерен. Время формирования таких зерен кварца определить трудно, но, скорее всего, оно относится к позднему эпигенезу. Не исключена возможность возникновения их за счет гидротермальных растворов (как ювенильных, так и гидротермально-контактовых).

Во всех случаях окремнение карбонатных пород ухудшает их коллекторские свойства.

Кальцитизация

Термин кальцитизация в отношении карбонатных пород используется для обозначения процессов вторичного эпигенетического кальцитообразования.

Выделения такого кальцита из различных подземных вод, циркулирующих по карбонатным породам, заполняют как пустоты выщелачивания, так и открытые микротрещины. Этот вторичный кальцит, резко отличаясь от карбоната вмещающей массы своей

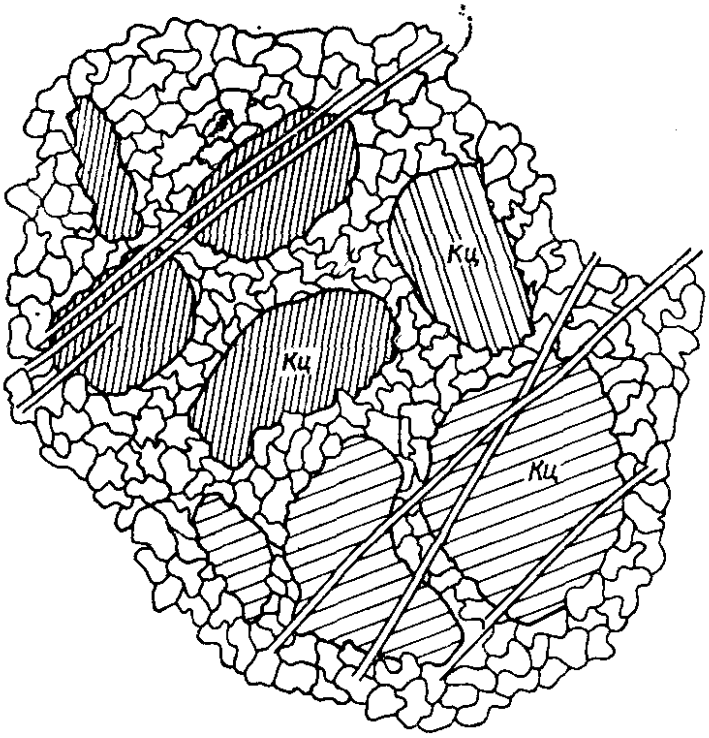


Рис. 15. Доломит среднезернистый, с реликтовой оолитовой структурой, кальцитизированный.

Оолиты, выделяясь реликтовой светло-коричневатой окраской (пигментация органическим? веществом), нацело замещены кальцитом (Кц). Крупные зерна последнего пойкилитово прорастают одновременно несколько оолитов Порода рассечена минеральными (карбонатными) трещинами Зарисовка, шлиф, ×32.

чистотой, может иметь самую различную зернистость — от мелко- до крупнозернистой.

Нередко, особенно в доломитах, отмечается метасоматическое замещение доломитовой массы зернами кальцита. Последние, всегда более крупные (чем доломитовые), при этом нередко пойкилитово прорастают доломитовую массу, замещая как зернистый карбонатный материал, так и форменные образования (рис. 15). Замещение доломита кальцитом (процесс раздоломичивания или дедоломитизации доломитов) в конечном итоге может привести к образованию вторичных известняков (дедоломитов). Их отличают, как правило, крупно- и крупно-среднезернистое строение, а иногда и реликты первоначально доломитовой породы.

На формирование коллекторских свойств карбонатных пород кальцитизация оказывает отрицательное влияние.

* * *

Резюмируя приведенные выше данные относительно происхождения карбонатных осадков-пород, о процессах их диагенетических и эпигенетических изменений и их влиянии на формирование коллекторских свойств этих пород, подчеркнем следующее.

1. Формирование емкости карбонатных пород во многом предопределяется условиями карбонатного осадкообразования. Диагенетические преобразования отдельных типов карбонатных осадков заметно различны.

2. В числе основных типов карбонатных осадков, возникающих при седиментогенезе, можно выделить: а) химически и биохимически осажденные пелитоморфные карбонатные илы; б) карбонатные осадки, в значительной части или преимущественно (40—50 % и более) сложенные различными форменными образованиями (скелетными остатками, оолитами, сгустками и комками и т. д.); в) различные органогенные карбонатные постройки, возникшие за счет жизнедеятельности организмов при их жизни, на местах их обитания.

3. Различный характер этих трех основных типов карбонатных осадков и последующих диагенетических, главным образом раннедиагенетических, их преобразований определяет различный характер их первичной пористости:

а) пелитоморфные карбонатные илы уплотняются (и литифицируются) весьма быстро, при этом резко снижается пористость. Сохранившаяся ее доля незначительна и обусловлена почти исключительно межзерновыми порами, по размерам очень небольшими;

б) карбонатные осадки, существенно или преимущественно состоящие из форменных образований, имеют более жесткую каркасную основу и реагируют на уплотнение заметно слабее. Их пористость обусловлена меж- и внутриформенными пустотами, межзерновые поры играют подчиненную роль. Сохранение первичной пористости таких карбонатных осадков во многом зависит от количества химически или биохимически осажденного пелитоморфного карбоната и интенсивности диагенетической цементации;

в) прижизненно возникавшие органогенные карбонатные постройки уже на стадии седиментогенеза имели жесткий, устойчивый каркас, как правило, высокопористый. Уплотнению они почти не подвергаются. Сохранение в диагенезе их значительно высокой пористости (главным образом внутриформенной, частично межформенной и межзерновой) определяется в основном процессами диагенетической минерализации.

4. Окончательное оформление коллекторских свойств карбонатных пород происходит в эпигенезе в результате развития тектонической трещиноватости и процессов эпигенетического выщелачивания и минералообразования.

Трещиноватость и выщелачивание способствуют возрастанию проницаемости и пористости карбонатных пород. Процессы сульфатизации, окремнения и кальцитизации снижают пористость (и проницаемость) последних. Эпигенетическая перекристаллизация и доломитизация могут оказывать на изменение этих параметров различное влияние, соответственно улучшая или ухудшая коллекторские свойства пород.

ГЛАВА III. КЛАССИФИКАЦИЯ И ТЕРМИНОЛОГИЯ

До сих пор не существует единой общепринятой классификации ни для карбонатных пород в целом, ни для наиболее распространенных известково-доломитовых карбонатных пород в частности. Поскольку коллекторами нефти и газа являются именно последние, ниже мы ограничимся обсуждением вопросов терминологии и классификаций карбонатных пород только известково-доломитового ряда.

Следует напомнить, что классификационная схема является той базой, на основе которой характеризуются (и сравниваются) карбонатные породы: определяются вещественный состав и структурные особенности, генетическая принадлежность, седиментационные признаки, характер и последовательность их диагенетических и эпигенетических преобразований. Особо важное значение имеет выявление этих характерных черт при исследованиях карбонатных коллекторов, поскольку коллекторские свойства, во многом предопределяясь первичными особенностями пород, окончательно формируются в основном на стадии эпигенеза.

Применительно к карбонатным породам известково-доломитового ряда имеется немало классификационных схем, однако ни одна из них пока не может быть признана общепринятой. И во многом они отличаются друг от друга. И терминология, используемая для карбонатных пород, как будет показано ниже, весьма запутана. Причинами этому служит все еще недостаточная изученность карбонатных пород при весьма большом их разнообразии. Выше, в гл. II, была показана значительная дискуссионность вопросов о происхождении карбонатных пород, так же как и об условиях их постседиментационных преобразований.

При разработке классификационных схем (и терминологии) известково-доломитовых карбонатных пород более или менее общепризнанными в настоящее время являются два положения:

1) к ним могут относиться только такие породы, которые на 50 % и более состоят из карбонатного материала;

2) если этот карбонатный материал представлен в основном карбонатом кальция (кальцит, частично, возможно, арагонит), породы именуются известняками *, если же он принадлежит доломиту ($CaCO_3 \cdot MgCO_3$), породы называются доломитами.

Следует заметить, что некоторые исследователи отмечали известное неудобство применения одного и того же термина — доломит — для обозначения породы и минерала. В этой связи они предлагали для породы несколько иные наименования. В частности, Л. В. Пустовалов [1940 г.] ввел для нее название доломитолит (соответственно называя известняк кальцитолитом), а Р Шрок — название долостоун (dolostone). Однако эти названия в геологической практике не привились, так как из контекста обычно ясно, идет ли речь о породе или о минерале.

Все разнообразие классификационных схем карбонатных пород известково-доломитового ряда, на наш взгляд, можно свести к трем типам:

1) чисто формальные, или описательные;

2) чисто генетические;

3) смешанные формально-генетические.

Чисто формальные, или описательные, классификации базируются на тех или иных признаках, свойственных карбонатным

* В американской литературе все известково-доломитовые карбонатные породы в целом ранее вообще именовались «limestone», т е известняками.

породам в их современном состоянии, безотносительно условий их образования и постседиментационных изменений.

С таких классификаций, по существу, начались первые попытки систематизации известных сведений о карбонатных породах. Разработке классификаций немало способствовали и требования, предъявляемые к карбонатным породам промышленностью. Указанным обстоятельством в немалой степени объясняется и то, что подобные формальные классификации известково-доломитовых карбонатных пород продолжают разрабатываться и усовершенствоваться до настоящего времени.

Примером подобных, чисто технических формальных классификаций может служить «Диаграмма состава карбонатных пород» В. А. Кинда и С. Д. Окорокова [1933 г.], предназначавшаяся для оценки карбонатных пород при производстве вяжущих цементов (рис. 16).

Многие формальные классификации карбонатных пород имеют более общий характер, в известной мере отражая их генетические особенности, и некоторые из них весьма широко распространены в геологической практике. К таким классификациям прежде всего относятся подразделения карбонатных пород ряда известняк — доломит в зависимости от содержания в них кальцита ($CaCO_3$) и доломита ($CaCO_3 \cdot MgCO_3$). Первая из них была предложена еще в 1913 г. М. Э. Ноинским (табл. 1). Позднее, в 1933 г, она была детализирована С. Г. Вишняковым (табл. 2). Схема С. Г. Вишнякова послужила основой для всех даль-

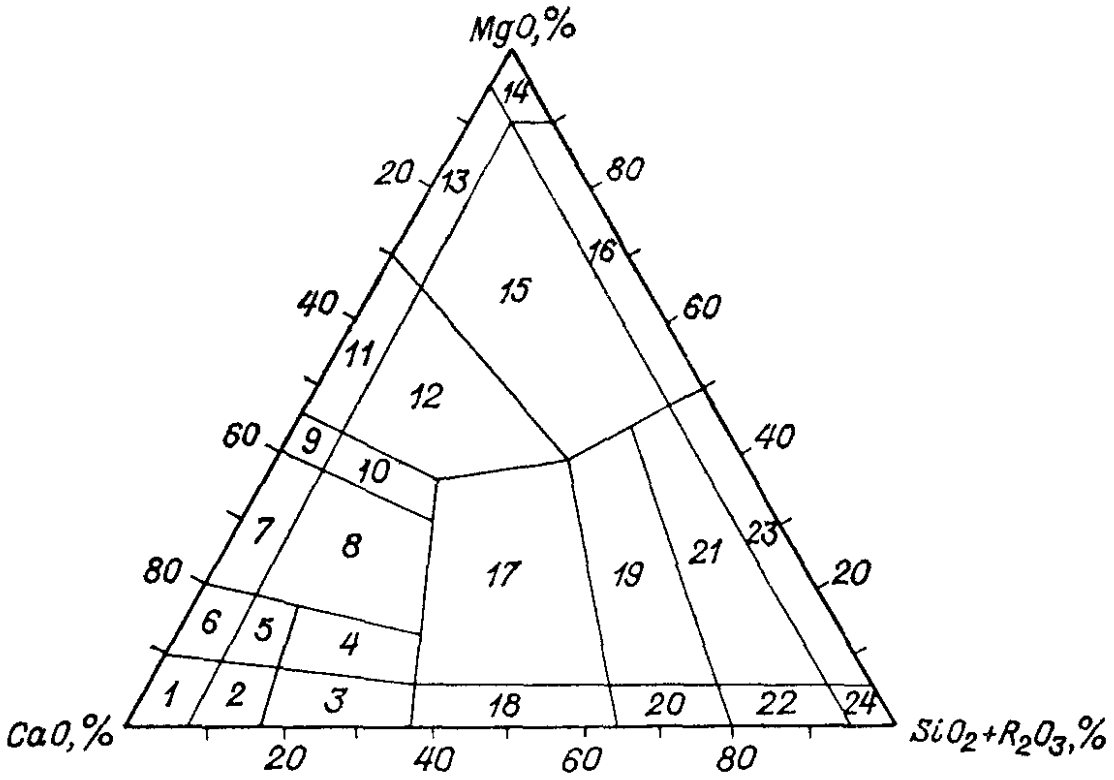


Рис 16 Классификационная схема известково-магнезиально-глинистого сырья (по В А Кинду и Д С Окорокову [1933 г])

Поля на диаграмме *1* — известняк, *2* — известняк глинистый, *3* — мергель известковый, *4* — мергель магнезиально известковый, *5* — известняк магнезиальный, глинистый, *6* — известняк магнезиальный, *7* — доломит известковый, *8* — доломит глинисто-известковый, *9* — доломит, *10* — доломит глинистый, *11* — доломит магнезиальный, *12* — доломит глинисто магнезиальный, *13* — магнезит известковый, *14* — магнезит, *15* — магнезит глинисто известковый, *16* — магнезит глинистый, *17* — мергель магнезиальный, *18* — мергель, *19* — мергель магнезиально глинистыи, *20* — мергель глинистый, *21* — глина магнезиально-известковая, *22* — глина известковая, *23* — глина магнезиальная, *24* — глина

Таблица 1 **Классификация пород ряда известняк—доломит (по М. Э. Ноинскому, 1913 г.)**

Содержание, %		Порода
$CaCO_3$	$CaCO_3$ $MgCO_3$	
100—95	0—5	Известняк
95—50	5—50	Известняк доломитовый
50—5	50—95	Доломит известковистый
5—0	95—100	Доломит

Таблица 2 **Схема разделения пород ряда известняк—доломит (по С. Г. Вишнякову, 1933 г.)**

Содержание, %		Порода
$CaCO_3$	$CaCO_3$ $MgCO_3$	
100—95	0—5	Известняк
95—75	5—25	Известняк доломитизированный (доломитистый)
75—50	25—50	Известняк доломитовый
50—25	50—75	Доломит известковый
25—5	75—95	Доломит известковистый
5—0	95—100	Доломит

нейших подразделений карбонатных пород известково-доломитового ряда по минеральному составу карбонатной части.

Согласно чисто технической классификации С. С. Виноградова [1961 г.], известняки при содержании MgO менее 1,2 % считаются чистыми, от 1,2 до 4,0 % — слабо доломитизированными, от 4 до 10 % — доломитизированными независимо от времени (очередности) образования кальцита и доломита.

На отношении Ca/Mg построена классификация известково-доломитовых пород Дж. Чилингара [43]. В соответствии со значениями отношения Ca/Mg он различает: кальцитовый известняк (>105), слабо доломитовый (или магнезиальный известняк (105—60), доломитовый известняк (60—16), сильно доломитовый известняк (16—4,74), сильно известковый доломит (4,74—3,5), известковистый (кальцитовый) доломит (3,5—2,0), слабо известковистый доломит (2,0—1,7), доломит (1,7—1,5) и магнезиальный доломит (1,5—1,0).

Все рассмотренные и другие подобные им классификации карбонатных пород по минеральному составу не являются строго минералогически количественными. Они базируются на данных химических анализов с последующими пересчетами определенных анализами количеств CaO и MgO на минеральные формы карбонатов $CaCO_3$ и $CaCO_3 \cdot MgCO_3$. Таким образом, количества последних в известной мере условны. Более строгим является чисто химический критерий подразделения карбонатных пород: отношения CaO/MgO или Ca/Mg. Именно поэтому он и вводится дополнительно в некоторые классификационные схемы.

Кроме того, все эти минералогические классификации характеризуют современное состояние карбонатных пород, без учета того, что слагающие их карбонатные минералы могут быть не только первичными (седиментационными или диагенетическими), но и вторичными, эпигенетическими В результате названия, даваемые породам, остаются формальными Так, например, порода, получившая название доломитовый известняк, в действительности может принадлежать как первичной доломито-известковой породе, так и эпигенетически доломитизированному известняку или сильно кальцитизированному доломиту

По существу формальными являются и классификации известково доломитовых пород в зависимости от содержания некарбонатного — глинистого или терригенного (алевритового, песчаного, гравийного) — материала Таких классификационных схем существует достаточно много Как правило, они объединены с минералогическим подразделением карбонатных пород в соответствии с вышеприведенными минералогическими классификациями Часто такие классификационные схемы изображаются с помощью треугольных диаграмм В вершинах треугольников располагаются кальцит, доломит, глина (алеврит, песок), по длине каждой из сторон — содержания соответствующего компонента от 100 до 0 %. Линиями, проведенными через те или иные значения, площадь треугольника разбивается на ряд полей, каждое из которых отражает определенные сочетания количественных содержаний рассматриваемых компонентов породы Порода для каждого поля диаграммы получает соответствующее наименование

В качестве примера таких схем можно привести диаграммы С Г Вишнякова [1933 г] (рис 17) и Н Моллазала [1961 г] (рис 18) Принцип построения обеих схем диаграмм одинаков, однако содержание их различно

В схеме С Г Вишнякова [1933 г] отражено принятое в СССР подразделение осадочных пород на типы (карбонатные, глинистые, песчаные и т д) по принципу преобладания в их составе (50 % и более) соответствующего осадочного материала Кроме того, к чистым разностям рассматриваемых пород отнесены те, в которых содержание иного, постороннего материала не превышает 5 % И наконец, границей раздела заметного и высокого содержания постороннего материала принято содержание равное 25 % Соответственно линии содержаний, которыми разбит треугольник и которые ограничивают выделенные поля, отвечают 5, 25, 50 75 и 95 % При этом логично породы содержащие более 50 % глинистого (или терригенного) материала отнесены к семейству глинистых (или терригенных, песчаных) пород

Таким образом, на схеме треугольнике С Г Вишнякова можно различать три крупные области семейств известковых, доломитовых и глинистых (или алевритовых, песчаных) пород (рис 17) Более мелкие пронумерованные поля внутри треугольника отвечают породам того или иного семейства с определенным количественным содержанием породообразующих компонентов кальцита, доломита или глины, алеврита, песка

На схеме диаграмме Н Моллазала [43] основные линии состава, разделяющие треугольник, проведены через 20 % (?) и вся площадь его разбита на 20 трапецоидов и 1 треугольник Поле каждого трапецоида отвечает породам с определенным процентным соотношением рассматриваемых слагающих компонентов Так, например, поле *5* заключает породы, которые состоят на 75 % (60—80 %) из кальцита и содержат 18 % (16—24 %) доломита и 7 % (4—

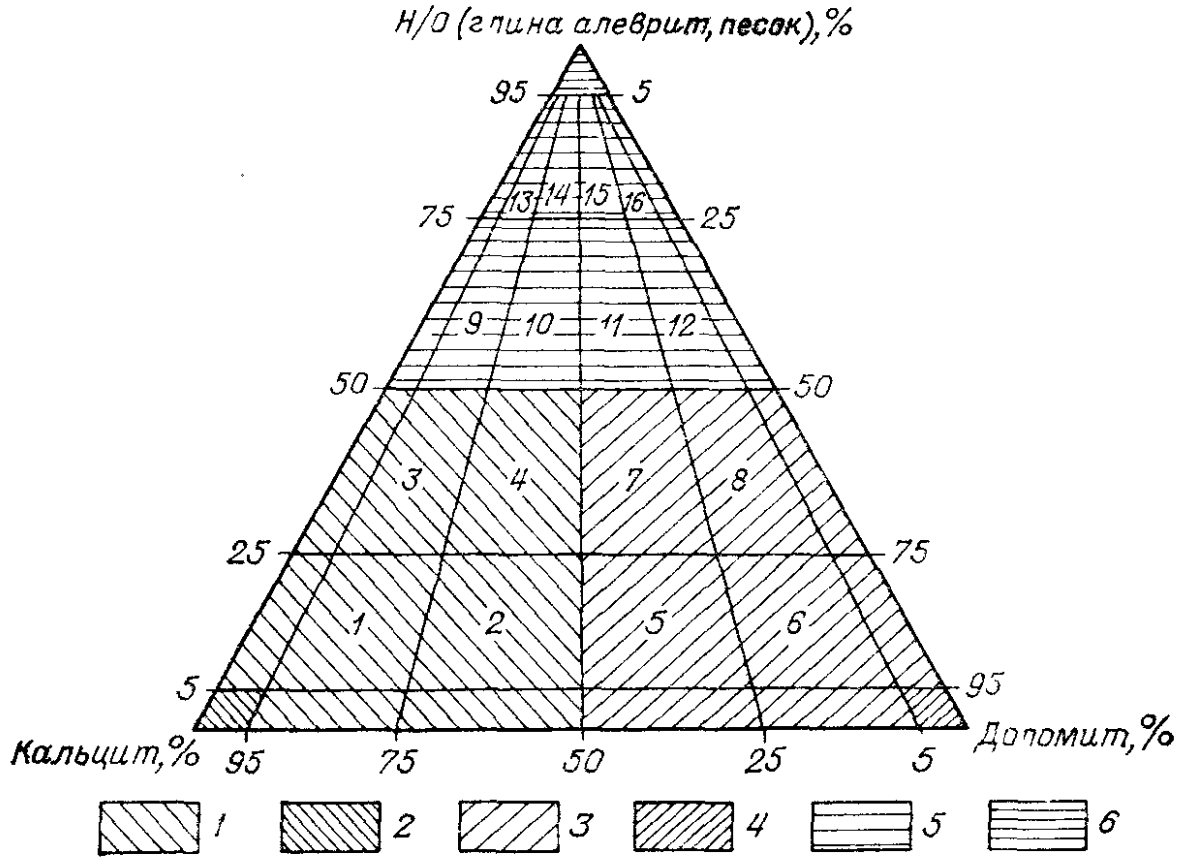


Рис 17 Схема подразделения карбонатных пород (по С Г Вишнякову [1933 г])

1 — поле семейства известковых пород *2* — чистые известняки *3* — поле семейства доломитовых пород *4* — чистые доломиты *5* — поле семейства глинистых (алевритовых песчаных) пород *6* — чистые глины (алевриты песчаники)
Цифры на диаграмме — разновидности карбонатных пород внутри выделяемых семейств

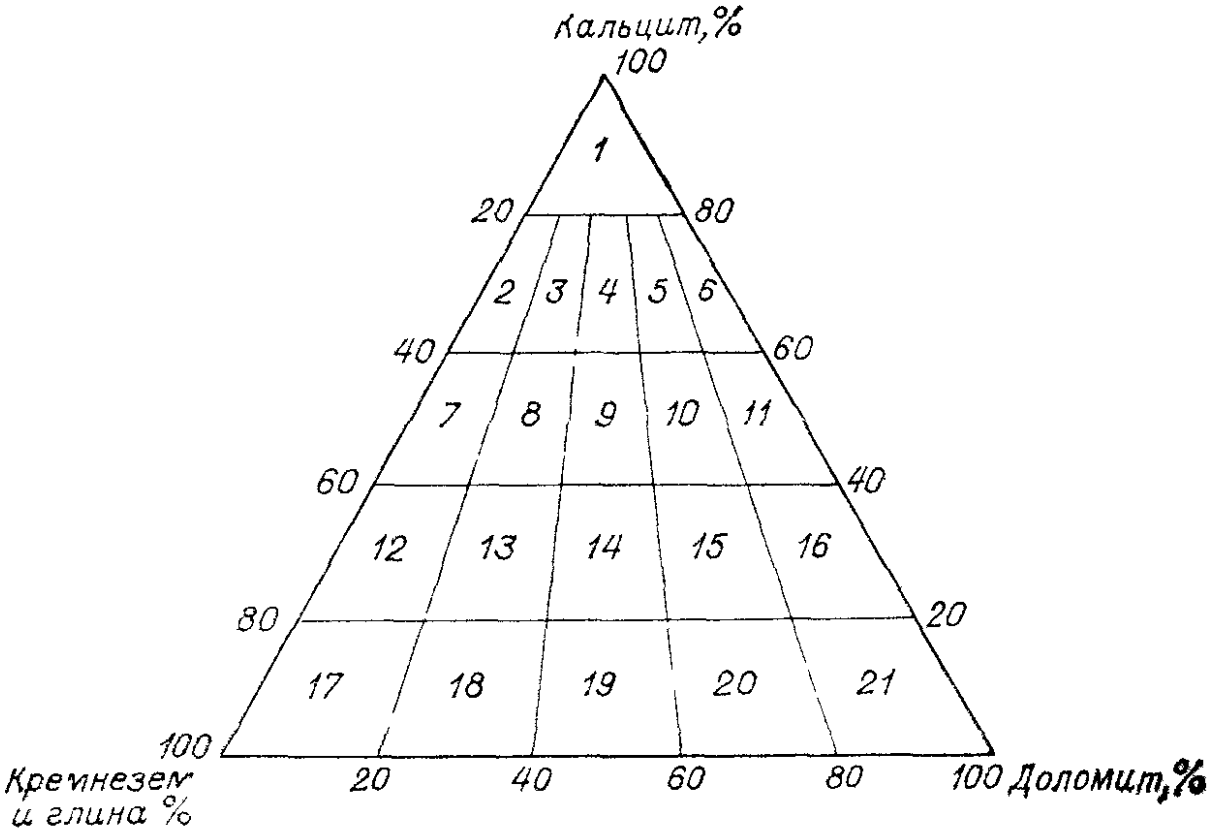


Рис 18 Классификация карбонатных пород (по Н Мотлазалу [43])

16 %) кремнезема и глины и т. д. Поля *1*, *17* и *21* соответствуют чистым разностям известняка, кремнезема и глины, доломита.

Выделенные таким образом поля чистых известняков (доломитов, кремнисто?-глинистых пород) ограничены линиями 20 %, т. е. допускают в них количества посторонних примесей до 20 % По существу, нет и четкого подразделения основных типов рассматриваемых пород, остается непонятным, к какому типу (известняк, доломит, глина) следует относить породу при содержании соответствующего материала, равном 40—60 %.

Возвращаясь к схемам подразделения глинисто-карбонатных пород, следует напомнить, что карбонатные породы со значительным содержанием глинистого материала (более 25—30 %), так же как и глинистые породы со значительным содержанием карбонатного материала (более 25—30 %), получают особое название — мергели. При этом первые именуются просто мергели, а вторые — глинистые мергели.

Основные применяемые в СССР классификации пород смешанного глинисто-карбонатного состава приводятся в целом ряде работ. Их различия заключаются в разном установлении границ выделяемых подразделений. Почти единогласно принимается, что при содержании глинистой примеси менее 5 % карбонатные породы являются чистыми, при количествах более 5 % — глинистыми. Однако нижний предел процентного содержания глинистого материала в глинистых разностях карбонатных пород определяется по-разному: то как 25 % [104], то как 10 % [Г. И. Теодорович, 1958 г., и др.], либо 30 %. Соответственно пределами содержания глинистого материала в группе мергелей принимаются либо 25—50, либо 30—50 %. Породы, в составе которых глинистый материал уже преобладает (50—75 %) над карбонатным, относятся к глинистым мергелям.

Однако некоторые исследователи, в частности А. И. Осипова, такого подразделения мергелей не производят, выделяя их единую общую группу (от 30 до 70 % глинистого материала), таким образом смешивая генетически разные группы карбонатных и глинистых пород.

Резко отличается от рассмотренных чисто техническая классификация доломитов по «глинистости» С. С. Виноградова [15]. По его определениям, при содержании глинистого материала от 0 до 2 % доломиты относятся к чистым, от 2 до 8 % — к слабо мергелистым, от 8 до 13,2 % — к мергелистым, от 13,2 до 22,3 % — к сильно мергелистым. Эта сугубо частная классификационная схема прикладного значения предназначается для оценки доломитов, используемых в металлургии и в производстве вяжущих веществ. Этим оправдываются и дробность предлагаемых подразделений, и граничные значения количеств присутствующего в доломитах глинистого материала. Однако никак нельзя признать удачной терминологию, используемую С. С. Виноградовым (а также и многими другими геологами). Мергелистый дословно означает карбонатно-глинистый (или глинисто-карбонатный). Таким образом, название мергелистый доломит фактически определяет породу как доломит карбонатно-глинистый (или глинисто-карбонатный), что явно лишено смысла. Еще более лишены смысла определения слабо (или сильно) мергелистый доломит, из которых никак не выяснишь, что под этим подразумевается: доломит слабо (сильно) глинистый, карбонатный или глинистый, слабо (сильно) карбонатный?

Применяемое в США подразделение глинисто-карбонатных пород, по данным Ф. Петтиджона [1949], существенно отличается от наших отечественных как иными границами, так и другими названиями выделяемых подразделений. Из-за невозможности точного смыслового перевода английских терминов приведем их в оригинале. Напомним, что известняками (limestone) он именует все известково-магнезиальные породы, включая доломиты. Согласно Ф. Петтиджону,

при содержаниях глинистого материала от 0 до 5 % известняки именуются чистыми (pure limestone), от 5 до 15 % — мергелистыми (marly limestone), от 15 до 25 % — мергель-известняк (Marl — Limestone), от 25 до 35 % — мергель известковый (limey marl) и от 35 до 65 % — просто мергель (marl).

Меньше разногласий вызывает подразделение карбонатных пород по составу и количеству присутствующего терригенного материала, главным образом алевритового и песчаного; гравий и гальки встречаются в них сравнительно редко. Во всех таких классификационных схемах породы, содержащие 50 % и более тирригенного материала, относятся уже к собственно обломочным терригенным породам (алевролитам, песчаникам и т. д.). Чистыми карбонатные породы считаются при наличии терригенной примеси менее 5 либо менее 10 %.

Сугубо формальный характер имеют в подавляющем большинстве случаев структурные классификации кристаллическизернистых карбонатных пород (или карбонатного материала) по размерам зерен. Во всех этих классификациях механически заимствуются размерные градации обломочных частиц *, ставшие привычными, поскольку обломочные, терригенные породы изучены значительно раньше и лучше карбонатных. Невзирая на общую исходную позицию размерные группы карбонатных зерен и их наименования устанавливаются по-разному. В результате указанного структурная терминология зернистости карбонатных пород (карбонатного материала) оказалась весьма запутанной.

В наших отечественных классификациях принято подразделение зернистости карбонатного материала по размерам зерен на грубо-, крупно-, средне- и мелкозернистый, кроме которых выделяются еще микро- или тонкозернистый, а иногда криптозернистый, пелитоморфный, коллоидальный. В оценке грубо- (>1 мм) и крупно- (1—0,5 мм) зернистых размерных градаций мнения исследователей совпадают. Однако уже к среднезернистой градации относятся зерна размерами то 0,5—0,25 [104], то 0,5—0,1 мм [Швецов М. С., 1948 г.]. Л. В. Пустовалов [1940 г.] вообще выделяет единую размерную группу от 1 до 0,1 мм как мезокристаллическую.

Еще больше разных пониманий размерных группировок более мелких карбонатных зерен. При размерах от 0,25 до 0,1 мм они относятся то к мелкозернистой [104], то включаются в группу среднезернистую [Швецов М. С., 1948 г.]. Размерные градации от 0,1 до 0,01 мм именуются то тонкозернистыми [104], то мелкозернистыми [М. С. Швецов, 1948 г.], а некоторыми исследователями — криптокристаллическими. Для градации $<0{,}01$ мм предлагаются наименования пелитоморфный (или иловатый) и микрозернистый. Нижний предел микрозернистой размерности устанавливается при этом как 0,0001 [Швецов М. С., 1948 г.] либо как 0,005 мм [104]. Структуры, сложенные более мелкими зернами, именуются соответственно коллоидальной и пелитоморфной.

---

* Согласно принятой в СССР десятичной классификации они подразделяются на грубообломочные (>1 мм), крупно- (1—0,5 мм), средне- (0,5—0,25 мм) и мелко- (0,25—0,1 мм) песчаные, алевритовые (0,1—0,01 мм) и пелитовые ($<0{,}01$ мм).

При рассмотрении этих данных бросается в глаза, что одни и те же размерные группировки карбонатных зерен именуются по-разному и в то же время одинаковые названия употребляются для обозначения разных размерных групп.

В полной мере все сказанное выше относится и к американским структурным классификациям зернистых карбонатных пород. Аналогичная путаница усугубляется здесь еще и тем, что эти классификации базируются на сравнениях то с десятичной размерной классификацией обломочных частиц [43], то с классификацией, разработанной в 1922 г. К. Уэнтвортом * [43, 110].

Классификации чисто генетического типа относительно редки (как правило, они, скорее, являются не чисто, а преимущественно генетическими). Из самого определения следует, что они предусматривают подразделение карбонатных пород по условиям их образования.

Примеры подобных классификаций ограниченны. К ним, в частности, принадлежит классификация доломитов С. С. Виноградова [15], которая подразделяет их на две группы эндогенные (гидротермальные и гидротермально-метасоматические) и экзогенные, в свою очередь делящиеся на хемогенные, диагенетические, биогенные и эпигенетические.

Генетической (преимущественно генетической) является классификация известняков Ф. Петтиджона [1949 г.] Среди известняков (в которые включены известково-доломитовые породы и доломиты) он выделяет четыре группы: 1) аккреционные или автохтонные; 2) обломочные или аллохтонные; 3) хемогенные; 4) доломитизированные или метасоматические.

К первой группе он относит известняки, образованные in situ путем постепенного нарастания карбонатного материала на какой-либо твердой основе, главным образом на органических остатках. Таковыми известняками он считает рифы и биогермы (клинтиты) и сравнительно редкие пелагические известняки, состоящие в основном из скелетных остатков пелагических организмов. В отличие от них к обломочным или аллохтонным отнесены известняки, образованные за счет накопления карбонатного органогенного детрита, возникшего в основном при подводной эрозии известковых осадков, особенно рифов. В группу хемогенных известняков включены породы, сложенные $CaCO_3$ (и $MgCO_3$), химически осажденным из морских вод. В качестве метасоматических известняков рассматриваются породы, образованные за счет частичного или полного метасоматического замещения первичного кальцита другими минеральными соединениями, в первую очередь доломитом, SiO_2, сидеритом, лимонитом и др. По заключению Ф. Петтиджона, большинство доломитов принадлежит к группе метасоматических известняков.

Возможно выделение среди известково-доломитовых пород морских (прибрежно-морских, мелководно-морских и т. д.), лагунных, озерных и других генетических типов.

Создание любых чисто генетических классификаций карбонатных пород теоретически вполне оправданно и полезно. Однако, к сожалению, такие классификации не могут быть применены непосредственно к породам, поскольку генезис последних выявля-

---

По классификации К. Уэнтворта к грубообломочным относятся обломочные частицы крупнее 2 мм; к песчаным — от 2 до 0,0625 мм, с подразделением их на грубо- (2,0—1,0 мм), крупно- (1,0—0,5), средне- (0,5—0,25), мелко- (0,25—0,125) и очень мелко- (0,125—0,0625) песчаные; к алевритовым — частицы от 0,0625 до 0,004 мм и, наконец, к пелитовым — менее 0,004 мм.

ется только после их изучения, по различным характерным их признакам.

Классификации известково-доломитовых пород третьего типа — *смешанные формально-генетические* (описательно-генетические) — наиболее отвечают требованиям геологической практики. И в настоящее время внимание геологов и литологов обращено на разработку именно таких классификаций с конечной целью возможного создания универсальной классификации карбонатных пород.

В чем же заключается преимущество смешанных формально-генетических классификаций перед чисто генетическими или чисто формальными?

Как уже указывалось, чисто формальные классификации, как правило, «игнорируют» генетические особенности карбонатных пород, группируя их по тем или иным признакам чисто формально, механически. При сугубо практической направленности они классифицируют карбонатные породы в соответствии со специфическими требованиями потребляющих отраслей народного хозяйства.

Геологические же исследования, имеющие дело с карбонатными породами, направлены в целом на поиски полезных ископаемых. В числе последних первое место занимают нефть и газ, коллекторами которых эти породы являются. Такие научно обоснованные поиски возможны лишь при установлении характера и особенностей карбонатных пород, развитых в исследуемом районе (регионе), и последующем выявлении общих закономерностей их пространственного размещения и изменений, которые, как известно, контролируются условиями их образования и дальнейших преобразований.

Таким образом, при геологических исследованиях необходимой является генетическая классификация карбонатных пород. Однако чисто генетические классификации, как отмечалось выше, имеют существенный недостаток: при геологических исследованиях они не могут быть применены практически, так как генезис породы может быть установлен только после окончания ее изучения А поскольку он устанавливается на основании различных формальных признаков, то становятся очевидными практические преимущества, которые предоставляют классификации карбонатных пород смешанного формально-генетического типа.

Основные положения, которые должны учитываться при разработках таких классификаций, сводятся к следующему:

1) достижение максимально возможной генетической группировки формальных признаков карбонатных пород;

2) учет специфических особенностей карбонатных пород, отличающих их от других пород осадочного генезиса (главным образом от обломочных и глинистых). Главными из этих особенностей являются: а) внутрибассейновое происхождение; б) большая прямая или косвенная зависимость формирования карбонатных осадков от активности органической жизни; в) контроль осаждения и накопления карбонатных осадков главным образом физико-

химическими условиями водной среды бассейна, в то время как основным регулирующим фактором формирования обломочных (и глинистых) осадков служит гидродинамический режим бассейна; г) легкая подверженность карбонатных осадков-пород различным постседиментационным изменениям вследствие относительно хорошей растворимости карбонатных минералов (особенно в водах, обогащенных свободной углекислотой и широко распространенных в природе), а также различной растворимости арагонита, низко- и высокомагнезиального кальцита и доломита;

3) соответствие требованиям формально-генетических классификаций; разрабатываемые классификации должны отражать возможно более широкий спектр разностей карбонатных пород и должны быть просты и максимально удобны для практического использования;

4) четкость терминологии со строгим исчерпывающим объяснением, которое не допускало бы возможностей свободного пользования ею и разных толкований.

Смешанных формально-генетических классификационных схем известково-доломитовых карбонатных пород имеется немало. Основными параметрами, обычно используемыми в таких схемах, являются следующие.

Формальные признаки: 1) вещественный (минеральный) состав карбонатного материала; 2) структурные особенности — главным образом размер и форма карбонатных зерен и различных форменных элементов, хемогенных, органогенных и обломочных.

Генетические признаки: 1) генетическая принадлежность составных карбонатных частиц (зерна, хемогенные или биогенные?, биохемогенные стяжения, органогенные остатки, обломки пород); 2) первичные, седиментационные и диагенетические признаки; 3) признаки вторичных, эпигенетических, преобразований пород.

Количество и характеристика присутствующих некарбонатных компонентов.

Большинство формально-генетических классификаций карбонатных пород имеет ограниченное значение, в основном из-за того, что они разрабатывались для отдельных конкретных районов с более или менее ограниченным набором карбонатных пород. Достаточно детальный обзор развития классификационных подразделений карбонатных пород, происходившего по мере возрастания их изученности, дан Г И. Ершовой и В. Л. Либрович [2]. Упомянем лишь, что в основе большинства современных классификаций лежат структурные подразделения, предложенные в 1932 г. А. Н. Заварицким. Он выделил для карбонатных пород следующие структуры 1) кристаллическизернистую или мраморовидную, 2) тонкозернистую или иловую; 3) сгустковую (различимую под микроскопом среди тонкозернистой массы); 4) оолитовую; 5) обломочную; 6) органогенную и 7) инкрустационные и крустификационные

Не останавливаясь на этих схемах, рассмотрим более общие современные классификации карбонатных пород, распространенные в Советском Союзе. В их числе следует назвать классификации Г. И. Теодоровича [1950 г.], И. В. Хворовой [104], а также Г. И. Ершовой, В. Л. Либровича и Е. В. Дмитриевой [2] и клас-

сификацию, принятую в лаборатории петрографии ВНИГРИ [45]. Эти классификации обобщали и систематизировали все известные данные по карбонатным породам, учитывая опыт предшествующих частных и общих классификационных схем. Они широко используются в настоящее время в практике геологических исследований, будучи во многом сходны и в то же время заметно отличаясь друг от друга.

Г. И. Теодорович предлагал две самостоятельные раздельные классификации — для известняков и для доломитов. Отмечая, что структурные особенности карбонатных пород лучше всего отражают их происхождение, он называет свои классификации «структурными», хотя по существу они являются структурно-генетическими.

Классификационная схема известняков является весьма детальной. Эти породы подразделены на две группы. В первой преобладает «цементируемый карбонатный материал», по генетической принадлежности которого выделяются известняки явно органогенные, хемогенные и биохемогенные и обломочные. Вторую группу составляют известняки с преобладанием «цементирующего карбонатного материала». Генетические подгруппы для них не устанавливаются, но они подразделяются на известняки со значительным (от 10 до 50 %) либо с незначительным (от 10 до 0 %) содержанием «цементируемого материала». Уместно заметить, что указанные подразделения известняков по соотношению «цементируемого» и «цементирующего (зернистого)» карбонатного материала были заимствованы из практики работ лаборатории петрографии ВНИГРИ, в которую были введены Е. П. Александровой.

Дальнейшее подразделение каждой подгруппы известняков осуществляется по особенностям карбонатной части, определяющей породу. В целом рассмотренная классификация известняков Г. И. Теодоровича привлекает внимание генетическим подходом к истолкованию структур, но, как справедливо было отмечено в 1958 г. В. Н. Домиников ским, «в деталях своих она громоздка и несколько искусственна».

Значительно менее удачна структурная классификация доломитов. Прежде всего, в ней на равном основании оцениваются структурные признаки доломитов явно первичные (седиментационные, диагенетические) и явно вторичные (эпигенетические). Это, в частности, привело к совершенно неоправданному выделению наряду с двумя группами доломитов с преобладанием «цементируемого» и «цементирующего» карбонатного материала третьей группы явно эпигенетически измененных «кавернозно-пористых доломитов с отрицательной реликтовой структурой, с преобладанием цемента». И в целом рассматриваемые доломиты, почти все, за малым исключением, принадлежат известнякам, в различной степени диагенетически и эпигенетически доломитизированным. К собственно доломитам, т. е. первичным (седиментационным или диагенетическим) доломитам, в этой схеме могут быть отнесены

только «доломиты с обломочной структурой» и «доломиты микро- и яснозернистые». Совершенно не обосновано отнесение всех оолитовых, сферолитовых, комковатых и т. п. образований в доломитах к реликтовым. Это справедливо лишь в отношении органогенных, к тому же только зоогенных органогенных остатков. В целом классификация доломитов Г. И. Теодоровича в отличие от классификации известняков не нашла повсеместного практического применения.

Более обоснована классификация карбонатных пород, предложенная в 1958 г. И. В. Хворовой [104]. Во-первых, она базируется не только на структурных особенностях, но и на вещественном (минеральном) составе карбонатной части пород, что позволяет учесть значительно более широкий спектр их генетических разностей. Во-вторых, эта классификационная схема является единой для известняков и доломитов. В-третьих, она в целом более логична и детальна с генетической стороны и содержит весьма дробное подразделение группы органогенных известняков.

Недостатки классификационной схемы И. В. Хворовой: 1) ограничение хемогенных известняков (и доломитов) только оолитовыми и микрозернистыми разностями и отсутствие яснозернистых известняков даже в группе криптогенных пород, т. е. пород неясного происхождения;

2) заметное ограничение всего генетического многообразия доломитов. Согласно этой схеме первичными доломитами могут являться только обломочные и частично микрозернистые (с зернами менее 0,01 мм), включенные в группу хемогенных. Все остальные доломиты (чистые, известковистые, известковые), так же как и доломитовые известняки, рассматриваются автором как продукты диагенетической доломитизации известковых илов. Естественно, с таких позиций все многообразие этих метасоматических доломитов будет определяться различиями исходных известковых илов и интенсивностью процессов доломитизации.

Отмеченные недостатки схемы И. В. Хворовой легко объясняются тем, что она разрабатывалась для средне-верхнекаменноугольных отложений Русской платформы, для которых весьма характерны широкое распространение органогенных известняков, интенсивные процессы их доломитизации (не только диагенетической, но и эпигенетической), а также почти полное отсутствие первичных доломитов.

Попутно следует отметить весьма неудачное, на наш взгляд, использование И. В. Хворовой, а также и многими другими исследователями [2 и др.] термина «порфиробластовая структура» применительно к нормально осадочным карбонатным породам, не претерпевшим никакого метаморфизма. По всей вероятности, он механически заимствован из атласа структур горных пород Ю. Ир. Половинкиной и других [1948 г.], прекрасного в отношении пород магматических и метаморфических, но крайне неудачного для осадочных пород (т 2) Напомним, что все «бластовые» или «бластические» структуры возникают в результате перекристаллизации в твердом состоянии, под влиянием температуры или давления (при процессах контактового либо локального и регио-

нального динамотермального метаморфизма). Все эти структуры вторичные и характеризуют метаморфические или сильно метаморфизованные горные породы. Порфиробластами при этом называют различающиеся на фоне кристаллической массы породы более крупные порфировидные выделения вновь образованных метаморфических минералов (граната, ставролита и др.) Чисто внешняя аналогия — наличие крупных (обычно эпигенетических) кристаллов карбоната на фоне более мелкозернистой карбонатной массы — не позволяет переносить название этой типично метаморфической структуры на нормально осадочные породы.

Классификационная схема известняков, приведенная в атласе [2], базируется на схеме Г. И. Теодоровича [1950 г.], но существенно ее изменяет. Прежде всего она отличается более генетическим характером и более логичным построением. Все семейство известняков подразделено в ней на три основные генетические группы: органогенную, хемогенную и обломочную. Первая из них объединяет органогенные и биохемогенные известняки схемы Г. И. Теодоровича. Группа явно обломочных пород в свою очередь подразделяется (по условиям возникновения карбонатных обломков) на механокластиты, био- или органокластиты и вторичные механокластиты. В группу хемогенных пород объединены хемогенная подгруппа пород с преобладанием «цементируемого материала» и все породы с преобладанием «цементирующего материала» схемы Г. И. Теодоровича. Дальнейшее более дробное подразделение этих пород в обеих схемах в общих чертах совпадает.

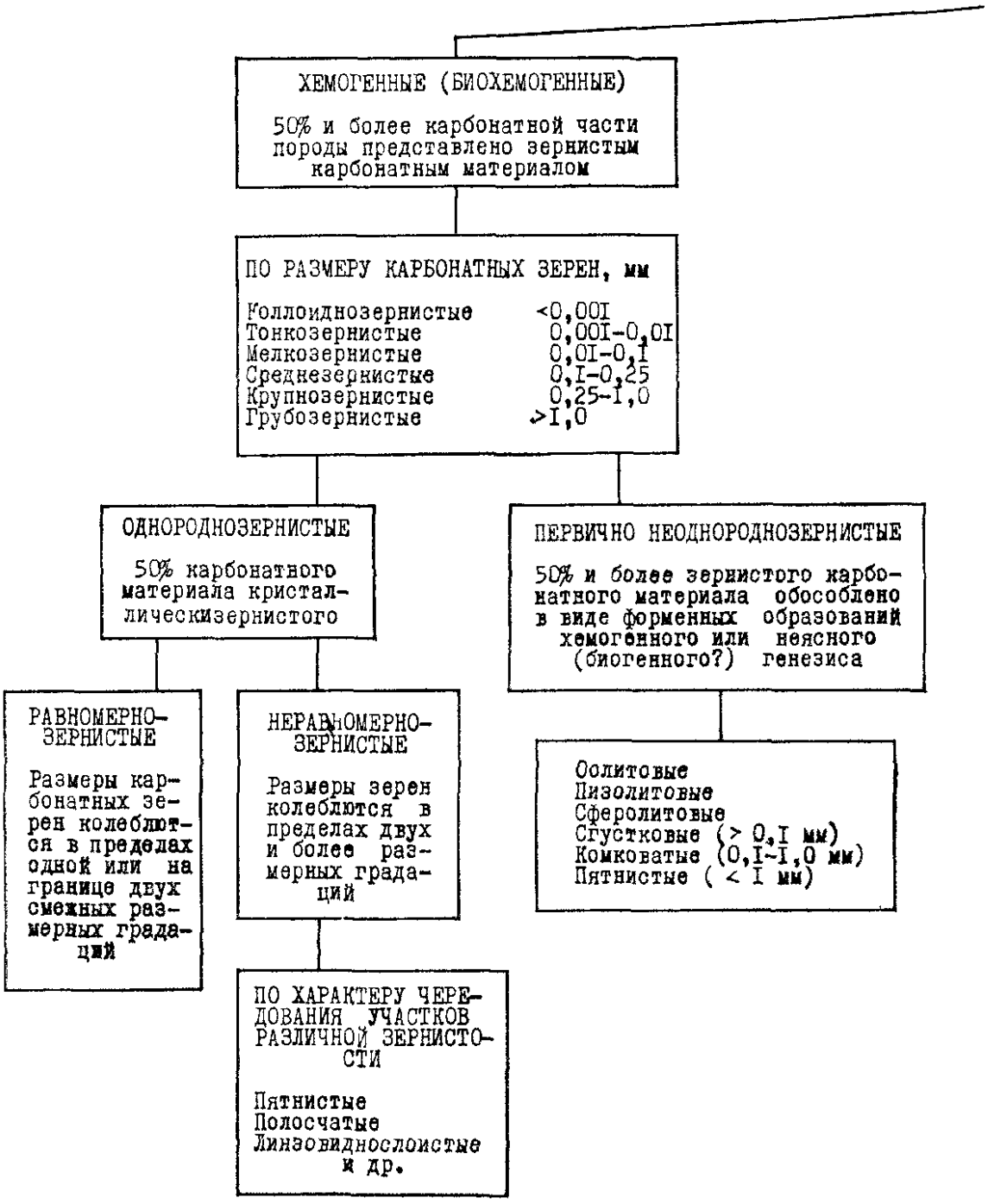
Эта схема, предложенная Г. И. Ершовой и другими [2], гораздо более проста, логична и более удобна для практического применения, чем схема Г. И. Теодоровича. К тому же она сопровождается детальным пояснительным текстом и таблицами, которые значительно облегчают пользование ею.

К сожалению, для доломитов подобная классификационная схема в атласе [2] отсутствует. Не находя возможности использовать «громоздкую» и не во всем правильную схему Г. И. Теодоровича [1950 г.], авторы не предлагают и своей собственной. Они ограничиваются выделением среди доломитов четырех типов: 1) кристаллически-зернистые, в том числе оолитовые, сферолитовые, инкрустационные, 2) органогенные (преимущественно доломиты замещения), 3) комковатые, сгустковые и 4) обломочные.

Классификационная схема карбонатных пород лаборатории петрографии ВНИГРИ составлена на основе схемы, разработанной в 40-х годах Е. П. Александровой. В дальнейшем эта схема усовершенствовалась по данным наблюдений над карбонатными отложениями различных районов Советского Союза, в том числе и над мощными существенно доломитовыми толщами верхнего докембрия и кембрия Восточной Сибири. Учтены в ней [45] и материалы других отечественных классификаций.

В основе генетическая, она базируется на данных о вещественном минеральном составе и текстурно-структурных особенностях пород и является единой для известняков и доломитов (схема).

Классификационная схема известково-доломитовых пород (Киркинская В. Н., 1978 г.)



КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ ИЗВЕСТКОВО-ДОЛОМИТОГО РЯДА

50% и более породы принадлежит карбонатным минералам: $CaCO_3$ – кальциту (Кц) или (и) $CaCO_3 \cdot MgCO_3$ – доломиту (Д)

По содержанию Кц и Д, %, в карбонатной части породы

Известняки, Кц > 50 (Д < 50)			Доломиты, Д > 50 (Кц < 50)		
Чистые	Доломитистые	Доломитовые	Известковые	Известковистые	Чистые
Кц = 100÷95 Д = 0÷5	Кц=95÷75 Д=5÷25	Кц=75÷50 Д=25÷50	Д=50÷75 Кц=50÷25	Д=75÷95 Кц=25÷5	Д=95÷100 Кц=5÷0

ОРГАНОГЕННЫЕ

50% и более карбонатной части породы принадлежит органогенным остаткам

ЗООГЕННЫЕ

Органогенные остатки принадлежат скелетам животных организмов

ПО ЦЕЛОСТНОСТИ И РАЗМЕРАМ ОРГАНОГЕННЫХ ОСТАТКОВ

цельнораковинные (или биоморфные)
биоморфно-детритовые

Детритовые (>0,1 мм)
Шламовые (<0,1 мм)

ПО ГРУППОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ОРГАНОГЕННЫХ ОСТАТКОВ

Фораминиферовые
Пелециподовые
Криноидные
Полидетритовые
Копрогенные и др.

ФИТОГЕННЫЕ

Органогенные остатки принадлежат растительным организмам

ПО ГРУППОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ОРГАНОГЕННЫХ ОСТАТКОВ

Собственно водорослевые (литотамниевые, ортонелловые, кодиевые, кокколитовые и др.)
Строматолитовые
Онколитовые
Микрофитолитовые

ФИТО-ЗООГЕННЫЕ

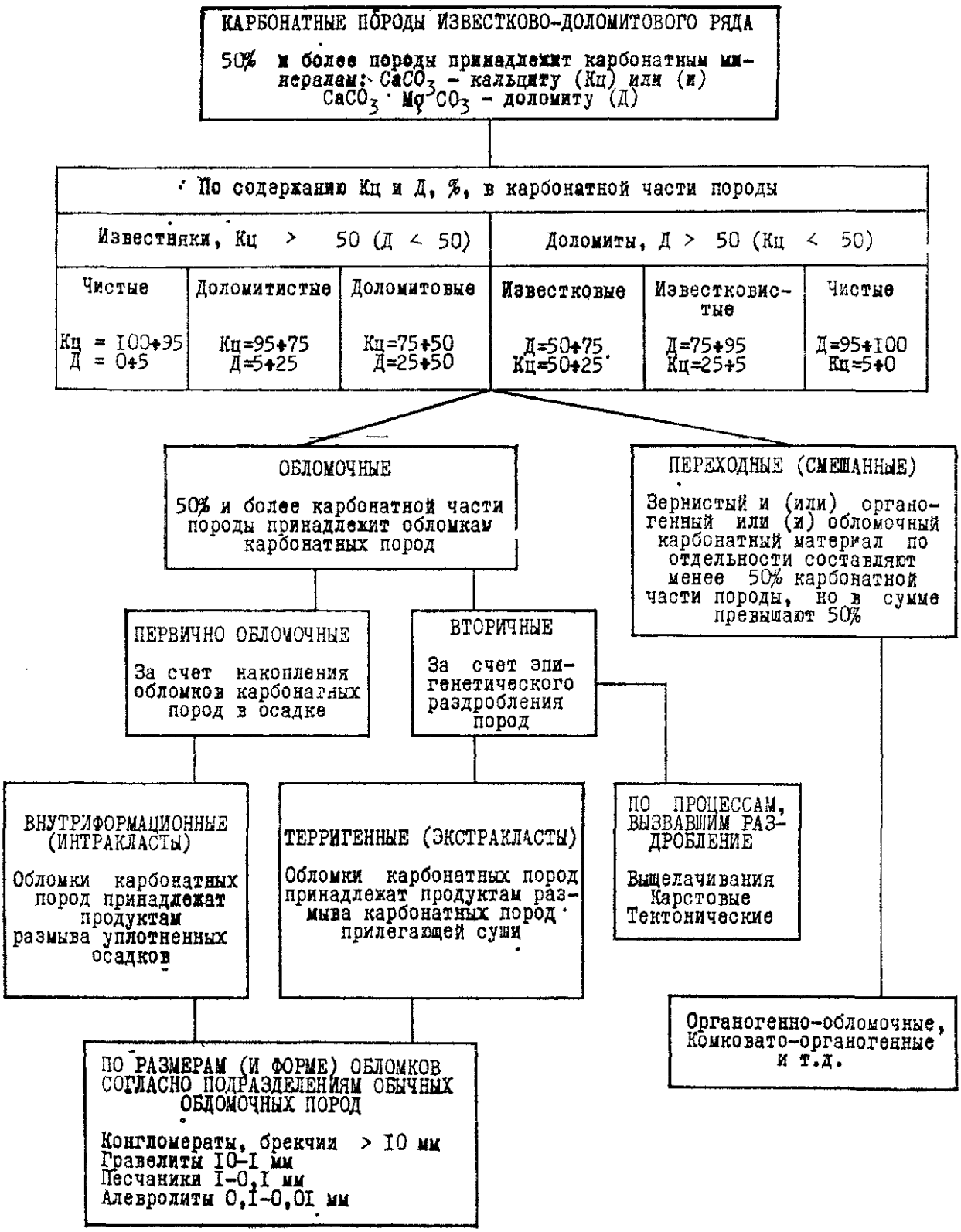
Органогенные остатки принадлежат скелетам животных организмов и растений

ПО ЦЕЛОСТНОСТИ, РАЗМЕРАМ И ГРУППОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ОРГАНОГЕННЫХ ОСТАТКОВ

Биоморфные, археоциато-водорослевые;
детритовые водорослево-мшанковые и т.д.

См продолжение схемы

Продолжение схемы



Как известно, кальцит и доломит в карбонатных породах могут иметь как первичное (седиментационно-диагенетическое), так и вторичное (эпигенетическое) происхождение. Подразделение карбонатных пород по вещественному, минеральному составу в обсуждаемой схеме учитывает состав только первичных карбонатных минералов. Это предусматривает обязательное микроскопическое изучение карбонатных пород в шлифах, окрашенных ализарином красным. Данные химических или термических, рентгеноскопических анализов в этом отношении бесполезны, так как они констатируют количественные содержания кальцита и доломита в породе, безотносительно их генезиса.

Наличие в породе вторичного, эпигенетического, кальцита или доломита обязательно учитывается и отражается в ее окончательном названии (кальцитизированная, доломитизированная).

Вне зависимости от минерального состава все карбонатные породы известково-доломитового ряда, как и в других классификационных схемах, подразделяются на хемогенные (биохемогенные), органогенные и обломочные. Принадлежность к ним устанавливается по преобладанию (50 % и более) в карбонатной части породы соответствующего карбонатного материала: хемогенного (биохемогенного), т. е. зернистого, либо органогенного или обломочного.

В тех случаях, когда ни одна из этих генетически различных групп карбонатного материала не преобладает, но все они присутствуют в породе в значительных, более или менее соизмеримых количествах, она относится к четвертой группе переходных (смешанных) пород.

Отличает рассматриваемую классификацию несколько иное подразделение карбонатного материала по размеру зерен. Оно производится в соответствии с размерными градациями, предложенными в 1959 г. В. Б. Татарским (табл. 3).

Таблица 3. **Размерные градации карбонатных зерен, (по В. Б. Татарскому [1959 г.])**

Размеры зерен, мм	Название размерности зернистого карбонатного материала
$<0{,}001$	Коллоиднозернистый
0,001—0,01	Тонкозернистый
0,01 —0,05	Мелкозернистый
0,05 —0,25	Среднезернистый
0,25 —1,0	Крупнозернистый
$>1{,}0$	Грубозернистый

Как отмечалось выше, основным принципом выделения размерных группировок карбонатных зерен во всех остальных классификационных схемах служит чисто механическое заимствование размерных градаций, устанавливаемых для терригенных обломочных частиц Это объясняется соображениями «практического удобства» и стремлением создать «единство» классификационных структурных признаков кристаллически-зернистых карбонатных и обычных терригенных

пород [104 и др.]. Однако такое «единство» лишено генетического смысла и является сугубо формальным.

Выше, в гл. II, рассматривая специфические особенности карбонатных пород, мы подчеркивали, что факторы, контролирующие осаждение и накопление зернистого карбонатного и терригенного обломочного материала, резко различны

Сортировка и осаждение терригенных частиц, как известно, регулируются гидродинамическим режимом вод. Осаждение карбонатного материала контролируется в основном физико-химическими условиями водной среды. Кроме того, в дальнейшем, в диагенезе (и в эпигенезе), размеры терригенных частиц уже не меняются, в то время как тонкий пелитоморфный карбонатный материал илов продолжает раскристаллизовываться (и перекристаллизовываться). А это может существенно укрупнить размер первоначальных карбонатных зерен.

Сказанное делает очевидным невозможность полной аналогии в выделении размерных групп карбонатных зерен и обломочных терригенных частиц. Очевидно также и то, что характер зернистости карбонатного материала является генетическим признаком карбонатных пород. Он определяется условиями седиментации карбонатного материала и дальнейшего его преобразования в диагенезе и эпигенезе.

В. Б. Татарский придал границам выделяемых размерных классов карбонатных зерен генетическое обоснование. Он считает, ссылаясь на многолетние наблюдения, что коллоидно- и тонкозернистые структуры карбонатного материала образуются на стадии седиментогенеза, а мелкозернистые — в диагенезе. Крупно- и грубозернистые структуры в свою очередь являются типично вторичными, возникая в результате эпигенетической перекристаллизации карбонатного материала и частично (особенно грубозернистые структуры) за счет метаморфических процессов. Следует иметь в виду, что крупнозернистый карбонат может быть и «первичным» при явно вторичных (по отношению к породе) условиях его образования. Он может возникать в поверхностных условиях при выделении из водных растворов в трещинах и различных пустотах выщелачивания пород, а также при нарастании на твердых поверхностях в виде различных крустификационных и инкрустационных корок. Однако вторичная эпигенетическая по отношению к породе природа таких выделений карбоната обычно определяется без затруднений.

Известные сомнения возникают в отношении среднезернистых карбонатных структур. В. Б. Татарский полностью отнес их к эпигенетическим, хотя и оговорил возможность образования зерен, по размерам близким к нижнему пределу среднезернистой градации (т. е. 0,05 мм), в диагенезе. Наши наблюдения показывают, что зерна размерами 0,05—0,1 мм, особенно доломитовые, нередко возникают при диагенетических процессах, особенно при позднедиагенетических.

Вопрос о генетическом структурном подразделении карбонатных зерен нельзя считать окончательно решенным. Более строгое обоснование размерных границ зерен, возникающих на разных стадиях литогенеза, нуждается в дальнейших специальных наблюдениях и исследованиях, в том числе, по-видимому, и экспериментальных.

Известную условность в классификационной схеме лаборатории петрографии ВНИГРИ имеет выделение в группе хемогенных (биохемогенных) подгруппы «первично неоднороднозернистых карбонатных пород». В нее включены породы, карбонатная часть которых на 50 % и более представлена различными форменными образованиями, типа оолитов, пизолитов, сферолитов, а также сгустков, комков и «пятен». Генезис этих форменных образований до конца не выяснен и трактуется исследователями по-разному.

Характеристика оолитов, пизолитов и сферолитов общеизвестна. Она приводится почти во всех справочниках и руководствах по петрографии осадочных пород и дается более или менее однозначно. И генетически они рассматриваются как хемогенные (биохемогенные) карбонатные образования, возникающие в мелких и динамически активных, подвижных водах.

Однако уже давно отмечалось большое сходство оолитов и онколитов, желваков несомненно органического происхождения, образованных облекающими обломок слоями разной структуры. Онколиты условно считаются постройками сине-зеленых водорослей. В последнее время часть оолитов переведена в разряд проблематических органогенных (водорослевых) остатков — микрофитолитов, в группу так называемых озагий. Четких критериев отличия их от оолитов нет, хотя и указывается наличие на внешней оболочке таких образований, относимых к озагиям, как выемки, а во внутреннем теле — следов радиальных каналов (или столбиков).

Еще хуже обстоит дело со сгустками и комками. Неясен не только их генезис, но и само их определение. Так, М. С. Швецов [1948 г.] форменные образования подобного типа называл «псевдоолитами» в случаях внешнего их сходства с оолитами (по форме и размерам) при отсутствии каких-либо следов внутреннего строения и «комочками микрозернистого карбоната» — в случае неправильной их формы. Отмечая, что происхождение таких образований не вполне ясно, М. С. Швецов указывал, что они могут принадлежать окатанным обломкам карбонатного ила, разрушенным ядрам мелких организмов, хемогенным образованиям, гранулированным оолитам и, наконец, копролитам.

Более детально описываются подобные форменные образования в атласе [2]. Комки определяются здесь как мелкие (диаметром менее 1—2 мм) округлые комочки микрозернистого и пелитоморфного карбоната с четкими контурами, а сгустки — как комочкоподобные тела пелитоморфного карбоната с расплывчатыми очертаниями. Таким образом, основным признаком, отличающим комки от сгустков, служит четкость контуров, с чем трудно согласиться *.

---

* В схеме лаборатории петрографии ВНИГРИ сгустки и комки подразделяются по размерам: менее 0,10 и 0,10—1,0 мм. Более крупные комки условно именуются «пятнами», название явно малоудачное, нуждающееся в замене.

Отдельно в атласе рассматриваются сферы и копрогенные образования. К первым относятся сферические тела, диаметром 0,03—0,15, иногда до 1 мм, состоящие из оболочки и полостей, заполненных микрозернистым карбонатом. Указывается, что сферы, по-видимому, имеют органогенное происхождение (радиолярии?, фораминиферы?, водоросли?).

Копролиты, т. е. фекальные комочки карбонатного осадка, переработанного организмами, характеризуются как мелкие и разнообразные по форме микрозернистые карбонатные комки. Внутри они иногда содержат органогенные обломки, иногда — продольные просветы.

Из изложенного выше видно, что определенных признаков, по которым можно различать сферы и копролиты, а также копролиты и комки (и сгустки), не существует. Это вынуждены отмечать и сами авторы атласа, которые пишут [2, с. 90]: «...абсолютно надежных критериев отличия копролитов от комков и некоторых водорослевых образований пока нет». Одновременно авторы атласа высказывают сомнения в органической природе некоторых сгустков и комков, относимых к микрофитолитам, в частности к так называемым катаграфиям [Рейтлингер Е. А., 1959 г. и др.].

В практике петрографических исследований при изучении карбонатных пород в шлифах исследователь обычно достаточно легко выделяет подобные форменные образования — небольшие по размерам и разнообразные по форме микростяжения (т. е. сгустки и комки) тонкого, пелитоморфного карбоната. Однако установление природы таких образований, как правило, весьма затруднительно, а в подавляющем большинстве случаев и невозможно.

Как показывают наши наблюдения над докембрийскими и нижнепалеозойскими карбонатными породами Восточной Сибири и ряда других регионов Советского Союза, нередко более или менее уверенно можно определять принадлежность таких форменных образований к микрофитолитам. Не вдаваясь в обсуждение того, являются ли последние непосредственными остатками водорослей (и какими именно) либо продуктами их жизнедеятельности, отметим несомненную связь их с пластами (и телами) водорослевых и строматолитовых карбонатных пород.

Отличительными признаками, по которым можно выявлять принадлежность сгустков и комков к микрофитолитам, как показали наши наблюдения, служат:

1) как правило, разнообразие таких форменных образований в породе (в пределах шлифа) по размерам;

2) наличие у них очень тонкой, более темной оконтуривающей каемки тонко-коллоиднозернистого карбоната;

3) нередко весьма причудливые, «узорчатые» очертания («катаграфии»), трудно допустимые для обломков или хемогенных стяжений;

4) наличие выемок на внешней оболочке оолитоподобных образований (озагий), уже упоминавшееся выше.

Косвенным подтверждением принадлежности комков и сгустков к микрофитолитам могут служить данные макроскопических наблюдений в обнажениях (или в керне) о наличии в породах специфических водорослевых (или строматолитовых) текстур и форм залегания.

Для более или менее достоверного отнесения комков и сгустков к копролитам можно использовать признаки, указанные в новом издании «Атласа породообразующих организмов» [1973 г.]:

1) более или менее правильная, округлая или эллипсоидальная форма (в последних случаях с округлым поперечным сечением);

2) различные размеры, как правило более 0,1 мм, и четкие контуры;

3) нередкие включения мельчайших минеральных частиц и органогенного шлама;

4) базальная вмещающая микрозернистая известковистая масса, в которой копролиты «плавают», не соприкасаясь друг с другом, либо яснозернистый цементирующий кальцит.

В классификационной схеме карбонатных пород лаборатории петрографии ВНИГРИ учтены эти трудности расшифровки природы подобных форменных образований — сгустков, комков и оолитов. В тех случаях, когда они составляют значительную часть породы (50 % и более) и более или менее уверенно диагностируются как микрофитолиты или копролиты, порода относится к группе органогенных (микрофитолитовые и копрогенные разности). Во всех остальных случаях подобные форменные образования условно рассматриваются как хемогенные (биохемогенные). Естественно, что при этом исключается явная принадлежность их к обломкам пород либо к затертому органогенному шламу и детриту.

Более подробно классификационная схема лаборатории петрографии ВНИГРИ обсуждается ниже, в гл. IV, где рассматриваются основные типы карбонатных пород.

В заключение разбора классификационных схем карбонатных пород необходимо кратко упомянуть о классификациях, разрабатываемых в последние годы американскими геологами. Тем более, что они неоправданно рекламируются некоторыми советскими геологами.

Вопросам классификаций карбонатных пород в США сейчас уделяется много внимания. В 1962 г. по этому поводу даже состоялся специальный симпозиум [110]. Среди американских классификаций, разработанных в основном для известняков, наиболее интересны предложенные Р. Фолком, а также В. Пламли и др., М. Лейтоном и С. Пендекстером [110].

Авторы этих классификаций одинаково исходят из представлений о том, что карбонатообразование является в основном процессом механического накопления обломочных карбонатных частиц и, таким образом, по условиям образования карбонатные породы сходны с песчаниками и глинами. Хемогенной садке

карбонатов отводится резко ограниченная роль. В соответствии с этим основным принципом построения рассматриваемых (и других американских) классификаций является «энергетический», отражающий гидродинамический режим водной среды седиментационного бассейна (силу волновых движений и течений). Соответственно основными параметрами подразделения известняков служат их структурные признаки, главным образом размерность и сортировка карбонатных частиц, вспомогательными — их генетическая принадлежность, количественные соотношения (и окатанность).

Р. Фолк, который начал разрабатывать свою классификацию с 1948 г. [110], различает в составе карбонатного материала известняков три группы частиц:

1) аллохемы — т. е. собственно обломочные частицы, аналогичные таковым в песчаниках и гравелитах. Они в свою очередь подразделяются на: а) интракласты — обломки, возникшие за счет размыва слабо уплотненных, полузатвердевших карбонатных илов, размерами от мелкопесчаных до гравийных и галечных, угловатые и окатанные; б) оолиты; в) скелетные органогенные остатки; г) пеллеты — округлые агрегаты микрозернистого (<0,004 мм) кальцита, диаметром 0,03—0,15 мм, лишенные внутренней структуры, которые Р. Фолк считает фекальными остатками организмов. Он отмечает возможность присутствия и некоторых других частиц, как, например, пизолиты, сферолиты и др., но они редки, и поэтому отдельно им не выделяются;

2) микрокристаллический кальцитовый ил (микрит), представленный карбонатными частицами около 0,001—0,004 мм. Они подобны пелитовым частицам глинистых пород. Этот карбонатный материал является продуктом очень быстрого химического или биохимического (с участием органогенной скелетной «пыли») осаждения, который в дальнейшем испытывает небольшие перемещения под воздействием слабых течений;

3) яснокристаллический кальцит (спарит), представленный обычно чистыми зернами, размерами более 10 мкм, который образуется путем обычного химического осаждения (так же как и в цементе песчаников).

Перечисленные компоненты могут присутствовать в известняках в самых различных пропорциях. По количественным соотношениям их Р. Фолк подразделяет известняки на три семейства:

1) аллохемовые, спаритовые (со спаритовым цементом) — *отложения относительно подвижных, «высокоэнергетических» вод* (сильные течения), способных удалять микритовый карбонатный материал. Поры между частицами аллохемов позже заполнялись спаритом;

2) *аллохемовые, микритовые, со спаритом в цементе или без него*, с содержанием аллохемов более 10 %. Отложения слабо подвижных вод;

3) микритовые (при содержании аллохемов от 0 до 10 %) — отложения спокойных вод. В случае наличия следов нарушений, вызванных деятельностью роющих организмов либо постседимен-

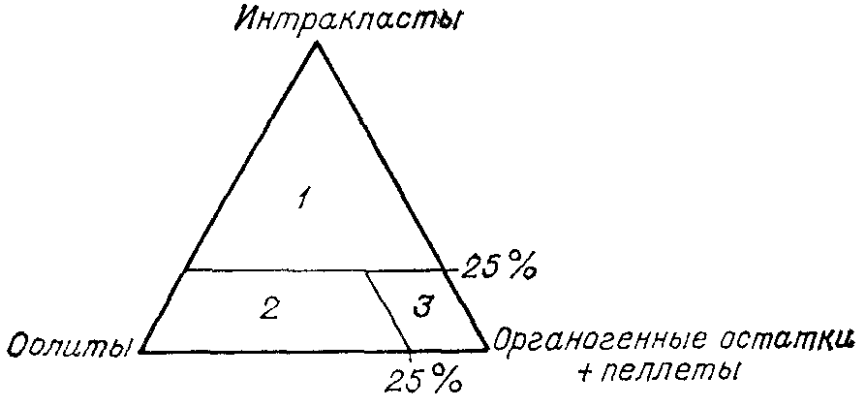


Рис 19 Классификация семейства аллохемовых известняков (по Р Фолку [110]).

1—3 — известняки *1* — интракластовые, *2* — оолитовые, *3* — органогенные

тационными деформациями, эти микритовые породы Р. Фолк предлагает называть дисмикритами.

Дальнейшее подразделение аллохемовых известняков основано на количественных соотношениях аллохемовых компонентов (рис. 19) *, а также и на соотношении микрита и спарита с учетом количества аллохемов (табл. 4) и может быть еще более дробным.

Таблица 4. **Подразделение известняков (по Р. Фолку [110])**

Соотношение микрита и спарита	Количество, %, или сортировка аллохемов	Название породы
Более $^2/_3$ микритовая основная масса	0—1	Микрит (и дисмикрит)
	1—10	Микрит с органогенными остатками
	10—50	«Плавающий» биомикрит
	>50	«Упакованный» биомикрит
Примерно равные количества микрита и спарита		Плохо отмученный биоспарит
Более $^2/_3$ спаритовый цемент	Плохо отсортированные	Неотсортированный биоспарит
	Хорошо отсортированные	Отсортированный биоспарит
	Окатанные и отшлифованные	Окатанный биоспарит

Помимо рассмотренных Р. Фолк различает еще четвертое семейство «биолитовых известняков», которые представляют собой органогенные массивы, образованные организмами при жизни, на месте их обитания (рифы, биогермы). Эти породы также могут подразделяться более детально (в частности, водорослевые, коралловые и т. д.), но вопросами классификации их автор не занимался.

В принципиально сходной классификации М. Лейтона и С. Пендекстера [110] подразделение известняков также основано на

* В группе органогенных известняков по соотношению органогенных остатков и пеллет (ОО/П) Р. Фолк выделяет биогенные (>3,1), биопеллетовые (3,1—1,3)и пеллетовые (<1,3) разности

соотношении основных структурных элементов. В их число входят: 1) обломки (<0,03 мм), которые включают а) обломки пород, как терригенные, так и интракласты, б) скелетные обломки, в) пеллеты, г) комки и д) «отороченные» зерна (оолиты, пизолиты, зерна, инкрустированные водорослями); 2) микрит (с размером зерен менее 0,03 мм); 3) химически осажденный яснокристаллический кальцит и 4) пустоты (поры). Основным параметром подразделения известняков в этой классификации служит отношение зерна/микрит (GRM), дополнительными параметрами — количества и соотношения различных типов обломков. В окончательном наименовании породы учитываются цемент, поровое пространство и перекристаллизованный кальцит (например, известняк оолитовый сильно сцементированный, или пористый, или частично перекристаллизованный и т. д.).

Значения GRM, равные, больше или меньше 1, характеризуют известняки, сформированные в различных гидродинамических условиях, соответственно в умеренно, сильно и слабо подвижных водах.

В целом в этой классификации в отличие от предложенной Р. Фолком принята иная размерная граница раздела обломков и микрита — 0,03, а не 0,004 мм; для оценки гидродинамического режима седиментационных вод используется количественная основа (GRM); делаются попытки учесть перекристаллизацию и пористость карбонатных пород. Кроме того, сделана попытка классифицировать также и доломиты (породы, на 50 % и более состоящие из доломита), среди которых выделены доломиты первичные (эвапоритовые) и доломиты, принадлежащие сильно доломитизированным известнякам.

Классификация В. Пламли, Дж. Рисли, Р. Грейвса и М. Калей [110] является в основном генетической. По «энергетическому индексу» (EI) — показателю гидродинамической активности, т. е. подвижности вод в среде осадконакопления — авторы выделяют пять типов седиментационных вод: 1 — спокойные, 2 — временами неспокойные, 3 — слабо подвижные, 4 — умеренно подвижные, 5 — сильно подвижные. Каждой из этих фациальных обстановок отвечает определенный тип известняков, в свою очередь подразделенный на три подтипа. Все они характеризуются специфическим набором первичных признаков, как структурных (размеры, сортировка и окатанность зернистых агрегатов, соотношение их со вмещающей массой), так и вещественных (минералогический состав, групповой состав фауны, ее ассоциации и количество). Так, для известняков первого типа характерно отсутствие различимых обломочных частиц. Этот тип охватывает известковые породы от микрокристаллических (<0,06 мм) до цельнораковинных (но не детритовых!). Среди них к известнякам первого подтипа относятся их глинистые разности.

Во втором и третьем подтипах известняки относительно чистые, но в первом случае почти не содержат органогенных остатков, во втором — ракушняковые и т. д.

Рассмотренные и другие разрабатываемые в США классификации карбонатных пород в основном отражают «гидродинамическую» или «энергетическую» концепцию. Почти все они относятся только к известнякам, классификация доломитов вообще остается разработанной очень слабо. В основе подразделения известняков заложены представления о их преимущественно кластогенной природе. Подразделение карбонатного материала по размерам зерен на микрит и спарит, с формальной, описательной точки зрения, очень привлекательно, но генетическая трактовка их во многом механистична и дискуссионна.

В заключение отметим, что разработка и усовершенствование классификации карбонатных пород имеет весьма важное практическое значение, в том числе и для исследований, связанных с карбонатными коллекторами. Любая классификация природных явлений — это основа научного метода их изучения.

Изложенные выше данные показывают, что, несмотря на значительные успехи, создание единой универсальной классификации известняково-доломитовых карбонатных пород пока еще остается делом будущего.

ГЛАВА IV. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Выделение отдельных типов (и разностей) карбонатных пород при геологических исследованиях, в том числе связанных с карбонатными коллекторами, имеет важное практическое значение. Оно проводится в основном по данным литолого-петрографического изучения пород в сочетании с данными макроскопических наблюдений над ними в обнажениях или в керне.

Характеристика основных типов известково-магнезиальных карбонатных пород приводится на основе классификационной схемы, применяемой в лаборатории петрографии ВНИГРИ (гл. III, схема).

Эта классификационная схема, как указывалось выше, на равных основаниях объединяет известняки, известково-доломитовые породы и доломиты. Для всех них одинаково справедливо подразделение на три основные генетические группы: хемогенные (или биохемогенные), органогенные и обломочные, с выделением четвертой генетически сложной группы переходных или смешанных карбонатных пород.

1. Группа хемогенных (или биохемогенных) карбонатных пород включает породы, карбонатная часть которых в основном (50 % и более) представлена химически или биохимически осажденным карбонатным материалом. Последний на стадиях седиментогенеза, как правило, представляет собой тонкую, пелитоморфную

карбонатную массу (с размером зерен менее 0,01 мм). На раннедиагенетических стадиях она может быть раскристаллизована до мелкозернистого состояния. Переход ее в средне- и крупнозернистую — результат дальнейших позднедиагностических, а главным образом эпигенетических, преобразований.

Среди хемогенных и биохемогенных зернистых карбонатных пород выделяются две подгруппы: первоначально однороднозернистые и первично неоднороднозернистые.

Основная масса первоначально однороднозернистых карбонатных пород при седиментации представляла собой более или менее однородный пелитоморфный карбонатный ил. В противоположность им первично неоднороднозернистые карбонатные породы уже при седиментации были гетерогенными. Преобладающую часть составляли различные хемогенные, биохемогенные и неясно-биогенные форменные карбонатные образования типа оолитов, пизолитов, сгустков и комков. Подчиненную роль играл одновременно осаждаемый тонкий, пелитоморфный карбонатный материал.

Известняки (известково-доломитовые породы, доломиты) однороднозернистые могут быть равномерно- и неравномернозернистыми. В первых случаях они будут сложены зернами в основном одной размерности (тонко-, мелкозернистые и т. д.). В неравномернозернистых карбонатных породах зерна будут принадлежать разным размерным градациям: если двум смежным градациям, то порода определяется, соответственно, как тонко-, мелко-, среднемелкозернистая и т. д. Преобладающая размерность указывается в конце названия. Если же породу слагают зерна трех (и более) размерных групп, она именуется разнозернистой (с возможным пояснением: средне-тонко-мелкозернистая и т. д.). Таким образом, характер однороднозернистых карбонатных пород определяется в первую очередь размерами карбонатных зерен.

В этих породах может присутствовать и другой карбонатный материал — хемогенные или биогенные (?) карбонатные форменные образования, скелетные органогенные остатки (фауна, водоросли), обломки карбонатных пород. Но их суммарное содержание не должно превышать 50 % карбонатной части породы. Отмечая их наличие, следует указать их количество, дать им характеристику, отметить особенности распределения их в зернистой карбонатной массе.

Породы первично неоднороднозернистые резко отличаются от рассмотренных преобладанием (50 % и более) в карбонатной их части хемогенных (биохемогенных) и биогенных (?) форменных карбонатных образований, которые цементируются зернистым карбонатным материалом. Наличие в этих карбонатных породах цементируемого и цементирующего карбонатного материала в известной мере сближает их с органогенными и обломочными карбонатными породами. Однако их отличает в основном хемогенная природа форменных образований. Последние принадлежат, как указывалось выше, оолитам, пизолитам, сферолитам, комкам и сгусткам.

Оолитами, как хорошо известно, называют округлые или овальные карбонатные образования, обладающие концентрически-слоистым строением. Размеры их колеблются от 0,1 до 1,0 мм. Пизолиты — это крупные (> 1 мм) оолиты. Сферолиты — аналогичные образования, но радиально-лучистого, сферолитового строения, иногда одновременно со следами концентрически-слоистого. Полагают, что они образовались за счет перекристаллизации оолитов.

Оолиты, пизолиты и сферолиты образуются на мелководье, в условиях весьма подвижной водной среды, главным образом в морях (в морских заливах и лагунах), частично — в озерах. Интересны новые данные о возможностях их образования в реках [111].

К сгусткам и комкам (соответственно менее 0,1 и 0,1—1,0 мм) относятся тонкозернистые карбонатные образования типа микростяжений. Они обладают весьма различной формой — округлой, овальной, изометричной, угловатой, удлиненной, иногда очень неправильной, причудливой. Обычно вмещающая (или цементирующая) их карбонатная масса отличается несколько лучшей или заметно лучшей раскристаллизованностью.

До недавнего времени хемогенная природа оолитов (пизолитов, сферолитов) не вызывала никаких сомнений. Однако отмечалось их большое сходство с онколитами — продуктами жизнедеятельности водорослей. В последние годы выяснилось, что образования, относимые к оолитам, могут также принадлежать и проблематическим водорослевым остаткам — микрофитолитам (озагии). Точно так же обстоит дело со сгустками и комками. Несомненно, они могли быть сформированы хемогенным путем, но могут принадлежать и микрофитолитам, и фекальным комочкам организмов (копролиты, пеллеты).

Установить генетическую принадлежность всех этих форменных карбонатных образований в конкретных случаях изучаемых пород, как правило, весьма трудно. О некоторых критериях отнесения их к микрофитолитам сообщалось выше.

Если достоверно установлена принадлежность таких форменных образований к микрофитолитам или копролитам (пеллетам), породу следует относить к органогенным. Во всех остальных случаях породы с преобладанием таких форменных карбонатных образований с известной долей условности рассматриваются как хемогенные (биохемогенные).

2. Обширную группу органогенных карбонатных пород составляют породы, в которых 50 % и более карбонатной части принадлежит карбонатным органогенным остаткам. В зависимости от того, представлены последние остатками животных организмов (фауны) или флоры (водоросли), органогенные карбонатные породы могут быть зоогенными, фитогенными или смешанными, фито-зоогенными.

Первые из них принадлежат исключительно известнякам, весьма многочисленным и разнообразным. Среди фито-зоогенных пород возможны и первичные, седиментационно-диагенетические известково-доломитовые породы. Преобладающими в них являются остатки водорослей (или водорослевой проблематики). И наконец, фитогенные (водорослевые) карбонатные породы могут быть представлены как известняками так и первичными доломитами.

В подгруппе зоогенных карбонатных пород различаются известняки, *сложенные целыми скелетными фрагментами — биоморфные* (цельнораковинные) либо их обломками — детритовые (при размерах обломков более 0,1 мм) и шламовые (с обломками менее 0,1 мм), а также смешанные биоморфно-детритовые, биоморфно-шламовые.

Дальнейшее подразделение зоогенных, фитогенных и фито-зоогенных карбонатных пород осуществляется в соответствии с групповой принадлежностью органогенных остатков. Так, биоморфные (биоморфно-детритовые, детритовые и пр.) известняки могут быть фораминиферовыми, брахиоподо-мшанковыми, остракодовыми, полидетритовыми и т. д. С известной долей условности к зоогенным причислены копрогенные известняки, которые состоят не из скелетных остатков самих организмов, а из продуктов их жизнедеятельности (фекалий).

Среди фитогенных (и фито-зоогенных) карбонатных пород различаются собственно водорослевые (литотамниевые, кодиевые и прочие известняки) и их специфические разности — строматолитовые, онколитовые, микрофитолитовые известняки, известково-доломитовые породы и доломиты.

Следует подчеркнуть, что во всех этих случаях учитываются только первичные (седиментационные, седиментационно-диагенетические) разности карбонатных пород. Породы, классифицируемые Г. И. Теодоровичем [1958 г.] как «доломиты с реликтовой органогенной структурой», а И. В. Хворовой [104] как «доломиты известковые с обильными органогенными остатками», в действительности будут принадлежать к сильно, почти нацело эпигенетически (или позднедиагенетически) доломитизированным известнякам.

Подавляющее большинство органогенных карбонатных пород формировалось за счет накопления на дне седиментационных бассейнов скелетных остатков фауны и флоры (планктона и бентоса) после гибели организмов, попадавших в осадок и в нем захоронявшихся.

Особое место среди органогенных карбонатных пород занимают породы различных прижизненно сформированных организмами построек, часто именуемых «рифогенными». К ним относятся собственно рифовые тела (волнорезы) и различные биогермные (куполообразные) и биостромные (пластообразные) органогенные постройки. Все они представляют собой довольно крупные сооружения, измеряемые метрами, десятками и сотнями метров. Протяженность рифов может исчисляться километрами [55, 110]. Такие органогенные постройки формировались различными прикрепленными колониальными организмами (главным образом водорослями, археоциатами, мшанками и кораллами), прижизненно нараставшими друг на друга. В результате смены ряда поколений этих организмов на месте их обитания возникал жесткий, устойчивый органогенный массив — ядро, остов органогенной постройки. В его создании участвуют и скелетные остатки многих других

организмов (фораминиферы, криноидеи, брахиоподы, моллюски и т. п.), охотно селившихся рядом с «рифостроителями». В. Г. Кузнецовым [55] они определяются как «активные цементаторы» и «пассивные рифостроители».

Скорости роста таких органогенных сооружений, как правило, во много раз превышают скорость накопления других синхронных им осадков, в результате чего они четко выражаются в рельефе дна бассейна. При этом рифовые сооружения выходят на поверхность вод бассейна (располагаясь выше базиса действия волн), биогермы ее не достигают (и водами не разрушаются). Если же скорость роста органогенной постройки будет соизмерима со скоростью накопления синхронных осадков, подводного рельефного выражения она практически не получит (биостром) [55].

Рифовые сооружения, подвергаясь частичному разрушению волн, сопровождаются накоплением вокруг (и внутри) органогенного ядра (остова) продуктов его разрушения, т. е. обломочного органогенного материала, от глыб и крупных обломков до мелкого детрита и шлама. Кроме того, в строении всех органогенных построек (рифов, биогермов, биостромов) принимает участие, нередко значительное, химически и биохимически осажденный $CaCO_3$. Он инкрустирует скелетные остатки, заполняет внутрискелетные пустоты и межскелетные пространства.

В целом же все рассматриваемые карбонатные органогенные постройки отличаются высокой пористостью, в значительной части сохраняя ее в ископаемом состоянии. В результате карбонатные породы этих построек часто являются хорошими коллекторами (обычно нормально-порового типа). И в Советском Союзе (Волго-Уральская область), и во многих странах мира (США, Канада, Мексика, Ливия и др.) рифогенные образования нередко содержат весьма крупные залежи нефти [55, 110]. Поэтому поиски и выделение ископаемых рифов, биогермов и биостромов при исследованиях карбонатных коллекторов играют весьма важную роль.

Естественно, что их выявление в разрезах осадочных толщ возможно лишь при непосредственных полевых наблюдениях в обнажениях, а также по данным геофизических исследований.

Литолого-петрографическое изучение карбонатных пород, слагающих рассматриваемые органогенные постройки, имеет немаловажное значение. Уточнение их типа, особенностей их состава и строения способствует познанию внутреннего строения этих органогенных построек и особенностей их формирования. Оно позволяет также более достоверно оценивать закономерности и причины пространственных изменений коллекторских свойств карбонатных пород, слагающих органогенные постройки.

3. Группа обломочных карбонатных пород включает в себя известняки, доломиты и известково-доломитовые породы, которые на 50 % и более состоят из обломков карбонатных пород (но не фауны!). Цементом их служит зернистый карбонатный материал.

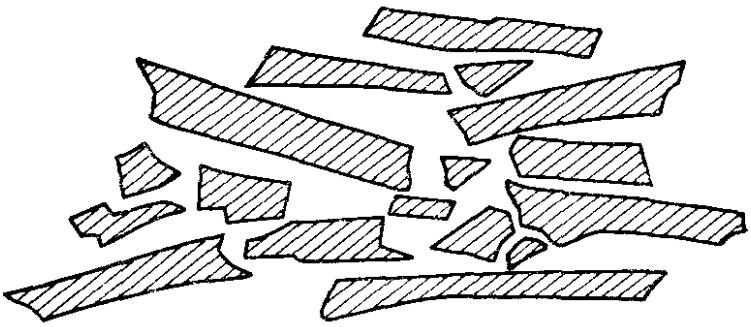


Рис 20 Пластинчатые формы обломков карбонатных пород Зарисовка, шлиф, ×16

Среди обломочных карбонатных пород можно различать первичные и вторично обломочные К последним относятся различные псевдоконгломераты и брекчии, возникшие за счет разрушения-раздробления уже сформированных карбонатных пород при тектонических деформациях либо в результате процессов выщелачивания. Среди первичных обломочных карбонатных пород следует различать собственно терригенные (аллохтонные, экстракласты), образованные карбонатными обломками — продуктами разрушения прилегающей суши, и внутриформационные (автохтонные, интракласты). Последние возникают непосредственно на месте своего образования за счет подводного размыва уже уплотненных карбонатных осадков.

Специфическими признаками внутриформационных обломочных карбонатных пород, которые позволяют отличать их от терригенных обломочных разностей, служат:

1) большая однородность обломков карбонатных пород;
2) отсутствие следов сортировки обломков;
3) отсутствие или слабо выраженные следы их окатанности, угловатые, нередко удлиненные «пластинчатые» формы (рис. 20);
4) сходство карбонатного материала обломков и цементирующей карбонатной массы.

4. В группу карбонатных пород переходного или смешанного типа включены породы, в которых зернистый карбонатный материал имеет подчиненное значение, выступая в роли цемента, а преобладающий ($> 50\ \%$) «цементируемый» материал генетически различен. Он может принадлежать хемогенным (биохемогенным) форменным карбонатным образованиям, органогенным остаткам и обломкам карбонатных пород. Обязательным при этом является присутствие их в значительных, примерно равных, количествах. Соответственно такие породы будут характеризоваться как органогенно-обломочные, комковато-органогенные и т д.

Уместно отметить, на наш взгляд, неправильное и нелогичное применение названия «органогенно-обломочный» для обозначения детритовых или шламовых, т е. собственно органогенных, известняков, допускаемое вслед за И. В Хворовой [104] рядом исследователей

Все рассмотренные выше генетические типы карбонатных пород дополнительно могут характеризоваться по различным второстепенным признакам Наиболее важными из них являются на-

личие глинистого или терригенного обломочного материала и некарбонатных минеральных новообразований Присутствие таких некарбонатных компонентов обусловлено спецификой образования карбонатных пород и нередко значительно меняет их свойства.

Так же, как в случаях с глинистым материалом, наличие в карбонатной породе других некарбонатных компонентов в количестве менее 5 % позволяет условно считать ее «чистой». Присутствие их в количестве от 5 до 25 % уже отражается в названии породы соответствующим прилагательным — глинистая, алевритистая, песчанистая, а также кремнистая, ангидритовая, фосфатная и т. д. При более высоком содержании (25—50 %) некарбонатных компонентов порода именуется мергелем (если некарбонатный материал глинистый), алевритовой, песчаной (если он терригенный). Если же эти некарбонатные компоненты принадлежат минеральным новообразованиям, порода оценивается как переходная сульфатно-карбонатная (в частности, ангидрито-доломит), кремнисто-карбонатная и т. д.

Не менее важно для выяснения условий образования карбонатной породы отметить наличие в ней даже незначительных количеств аутигенных минеральных новообразований, в первую очередь глауконита и пирита, а также гидроокислов железа.

При описании карбонатной породы для всех рассмотренных некарбонатных компонентов, имеющих седиментационное или диагенетическое (раннедиагенетическое) происхождение, указывается количество, распределение в породе и дается полная их характеристика.

В заключение отмечаются признаки вторичных, эпигенетических (и позднедиагенетических), изменений породы, особенно важные при оценке коллекторских свойств карбонатных пород. Основными процессами вторичных изменений являются эпигенетическая перекристаллизация, эпигенетическая доломитизация или кальцитизация, сульфатизация и прочее эпигенетическое минералообразование, выщелачивание, трещиноватость. Характеризуется форма их проявлений и интенсивность (желательно в примерном процентном выражении). Производятся количественные подсчеты значений вторичной пористости $m_{вт}$ и трещинной проницаемости $K_т$. При наличии в породе органического вещества или битума фиксируются его примерное количество, форма выделения, характер распределения.

Важность возможно более точной диагностики карбонатных пород при любых литолого-петрографических исследованиях не нуждается в пояснениях. Необходимость детального литолого-петрографического изучения карбонатных пород при оценке их коллекторских свойств также очевидна.

ГЛАВА V МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ

Изучение карбонатных пород начинается с полевых наблюдений над ними в естественных обнажениях либо по керну, поднятому из скважин, которые обычно сопровождаются отбором образцов для дальнейшего изучения.

ПОЛЕВЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ (МАКРОСКОПИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ)

Для отнесения породы к карбонатной прежде всего требуется преобладание в ее составе (наличие более 50 %) карбонатного материала. Для определения минерального состава последнего обязательно опробование породы 5 %- или 10 %-ным раствором HCl. При нанесении капли HCl на поверхность образца известняк немедленно дает бурное вскипание, доломит не вскипает (обнаруживая слабое выделение пузырьков углекислого газа в порошке). Замедленная, часто не сразу наступающая реакция с HCl свидетельствует либо об известково-доломитовом, доломито-известковом составе породы, либо о присутствии в ней значительного количества глинистого материала. Последний иногда может быть опознан по наличию после конца реакции на месте нанесения раствора HCl глинистого остатка, который при растирании между пальцами дает мягкую, пластичную массу. Большое количество глинистого материала в карбонатной породе может проявляться также в шероховато-занозистой поверхности излома (перпендикулярного к наслоению) и в следах тонкой, неясной микрослоистости. Макроскопическое (так же как и микроскопическое, в шлифах) определение глинистой примеси в карбонатной породе является весьма затруднительным и проводится условно. Оно требует дальнейшей проверки в лабораторных условиях определением количества (и механического состава) нерастворимого остатка.

Затем устанавливается структура породы, о которой судят по присутствию или отсутствию видимых невооруженным глазом либо с помощью лупы форменных карбонатных элементов и по зернистости карбонатной массы. Преобладание в карбонатной части породы форменных элементов (50 % и более), к которым относятся органогенные остатки (фауна, водоросли), обломки карбонатных пород либо форменные образования типа оолитов, комков и т. п., определяет породу как органогенную, обломочную либо оолитовую, комковатую и т. д. При отсутствии или подчиненном наличии (менее 50 %) форменных элементов в породах доминирует зернистый карбонатный материал и, естественно, структура карбонатной породы определяется характером этой зернистости.

Последняя проявляется в изломе породы: гладкий, раковистый или фарфоровидный излом карбонатной породы указывает на микроскопический размер (<0,01 мм) слагающих зерен, что позволяет говорить об афанитовом или пелитоморфном ее сложении.

В случае слабой, мягкой породы (как, например, писчий мел) такое ее сложение проявляется землистым изломом, марающим руки. Мелкозернистая карбонатная масса (с размером зерен 0,01—0,1 мм) в изломе дает неровную шероховатую поверхность с отдельными, различимыми под лупой «точечными» зернышками. Среднезернистая карбонатная порода с размером зерен 0,1—0,5 мм имеет искрящийся, сверкающий, «сахаровидный» излом, вследствие уже различимых глазом отблескивающих граней большей части зерен. Крупно- и грубозернистые структуры (с зернами 0,5—1,0 мм и более) легко выявляются непосредственным наблюдением размеров различимых глазом зерен. Все сказанное о зернистости карбонатных пород с отсутствием или с подчиненным количеством форменных элементов в равной мере относится к породам с преобладанием этих карбонатных форменных элементов. Однако для таких пород вначале определяются сами форменные элементы (принадлежат ли они органогенным остаткам, обломкам карбонатных пород, комкам, оолитам и т. п.?), их размеры; для остатков фауны указываются их целостность или обломочный (детритовый и шламовый) характер, групповая принадлежность, наличие или отсутствие ориентировки фаунистических остатков и другие их особенности.

Дальнейшие наблюдения над карбонатной породой относятся к ее цвету и крепости. В отношении последней породы классифицируются по упрощенной трехбалльной шкале: слабые (слабой крепости), если они разламываются руками; средней крепости, если они не разламываются руками, но легко раскалываются при ударе молотком, и, наконец, крепкие, когда они с трудом разбиваются молотком.

Затем отмечаются текстурные особенности карбонатной породы — однородное (массивное) либо неоднородное сложение. В последнем случае указывается, как оно выражено (отчетливо, неясно) и в чем проявляется. Нередко проявлением текстуры служит слоистость. Для последней фиксируются морфология (горизонтальная, косая, линзовидная, волнистая), мощности слойков и причины, их формирующие (смена окраски или зернистости карбонатного материала, наличие органических либо неорганических включений, глинистого, алевритового или песчаного материала и т. д.). Помимо слоистости в карбонатных породах возможны и различные другие текстуры — биогенные (в частности, водорослевые, строматолитовые), пятнистые, брекчиевидные и т. п. [2].

Одновременно ведут наблюдения над поверхностью напластования пород, отмечают любые имеющиеся на ней текстурные признаки: знаки ряби, трещины усыхания, следы ползания или сверления животных, отпечатки кристаллов и т. д.

После описания вышеперечисленных, основных, определяющих признаков карбонатной породы отмечаются любые другие особенности: наличие глинистого, алевритового или песчаного материала: присутствие различных минеральных новообразований

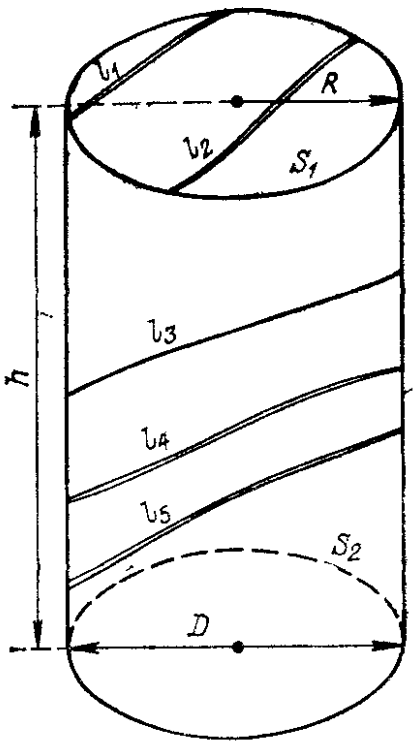


Рис. 21. Определение густоты или плотности трещин T, $м^{-1}$, по образцу керна.

R — радиус керна; D — диаметр керна; h — высота образца керна; l_1, l_2, l_3 и т. д.— длина отдельных трещин в данном сечении керна; $\sum l_1$ — суммарная длина трещин в площади кругового сечения керна S_1; $\sum l_2$ — то же, в площади вертикального среза образца керна S_2; T_1 — плотность трещин по данным измерений в площади кругового сечения, T_2 — то же, в площади продольного сечения образца керна.
$\sum l_1 = l_1 + l_2 = 3{,}5 + 4{,}5 = 8{,}0$ см; $S_1 = \pi R^2 = 3{,}14 \times 2{,}8^2 = 7{,}84$ $см^2$; $T_1 = \sum l_1 / S_1 = 8{,}0/7{,}84 = 1{,}0$ $м^{-1}$.
$\sum l_2 = l_3 + l_4 + l_5 = 6{,}7 + 6{,}7 + 6{,}6 = 20{,}0$ см; $S_2 = hD = 7{,}3 \times 5{,}6 = 40{,}88$ $см^2$; $T_2 = \sum l_2 / S_2 = 20/40{,}88 \approx 0{,}5$ $м^{-1}$.

(глауконита, пирита, ангидрита и др.), а также отдельность, наличие стилолитов и трещин, пористости, кавернозности и т. д.

Для целей нефтяной геологии особое значение имеют коллекторские свойства карбонатных пород, которые во многом определяются их вторичной пористостью (кавернозностью) и трещиноватостью. В этом отношении полевые макроскопические наблюдения должны быть особо тщательными. Для пор и каверн указываются их примерное количество (в объемных процентах), размеры, форма и характер распределения в породе, а также наблюдается ли их заполнение (частичное, полное) каким-либо минеральным или органическим (битуминозным) веществом. Открытые и минеральные трещины фиксируются раздельно (с указанием характера заполнения и минерального состава выполняющего вещества). Указывается их ориентировка (по отношению к плоскости напластования или относительно оси керна), протяженность, ширина (раскрытость). Густота, или плотность, трещин определяется отношением измеренной суммарной протяженности (длины) в каком-либо сечении образца (штуфа, керна) к площади этого сечения и выражается в метрах в минус первой степени. Как правило, для измерений выбирают одно из трех возможных взаимно перпендикулярных сечений, из которых одно более или менее совпадает с плоскостью напластования либо с плоскостью, перпендикулярной к оси керна (рис. 21).

Открытые трещины из-за их весьма малой раскрытости, измеряемой микрометрами, увидеть невооруженным глазом практически невозможно. Это иногда удается сделать лишь непосредственно в обнажениях в случаях, если раскрытость трещин значительно возросла в результате процессов выветривания. Однако обнаружить открытые трещины как в штуфах из обнажений, так и в образцах керна можно при ударе молотком. При наличии открытых трещин порода легко раскалывается по ним, а поверхность раскола представляет собой довольно ровную плоскость, на которой иногда видны налеты, примазки органического вещества (битума, нефти). Для открытых трещин, так же как для минеральных, определяется их ориентировка и плотность (густота).

Аналогичные наблюдения проводятся над стилолитами. Фиксируют их характер и морфологию (зачаточные, зубчатые, столбчатые и т. д.), ориентировку, ширину (раскрытость) и характер выполнения, плотность (густоту), а также соотношения с трещинами.

Полевое макроскопическое описание карбонатной породы заканчивается отбором наиболее представительного образца (с точной привязкой его местоположения в разрезе). Желательно брать образец не очень маленький, имея в виду, что при изучении карбонатных коллекторов обязательным является изготовление из него двух-трех больших шлифов, размерами $(3 \div 4) \times (5 \div 6)$ см (для изучения трещиноватости и вторичной пористости). Если же при этом образец будет передаваться в лабораторию физики пласта для определения пористости и проницаемости, объем его должен быть достаточен для выпиливания цилиндрика и кубика объемами 5^{-6} и до 10 $см^3$.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Лабораторные исследования предусматривают уточнение данных макроскопического описания карбонатной породы относительно общих черт ее вещественного состава, структуры, и отчасти текстуры, с одновременным выявлением тех особенностей ее состава и строения, которые визуально выявлены быть не могут. Кроме того, лабораторными методами определяются различные физические и коллекторские свойства карбонатной породы, в первую очередь ее пористость и проницаемость, а также плотность, остаточная водонасыщенность и др., важные для суждений о возможно коллекторских (или изолирующих) ее особенностях.

При выборе различных видов анализов следует исходить из конкретных задач исследований, имеющихся геологических материалов, данных макроскопического описания породы и микроскопического изучения ее в шлифах. Надо заметить, что главные, необходимые по задачам исследования виды лабораторных анализов должны быть предопределены заранее, в самом начале работ, чтобы при полевых наблюдениях отбирать образцы соответствующего объема.

Хотя обязательного, строго определенного набора видов анализов для лабораторных исследований породы не существует, известная последовательность лабораторного изучения образца должна соблюдаться. Она предусматривает следующую очередность:

— передача части образца в лабораторию физики пласта на определение пористости, проницаемости, плотности и др.;

— изготовление шлифов с предварительным просмотром образца под люминесцентной лампой;

— окрашивание шлифа ализарином красным и последующее изучение его под микроскопом. Одновременно может выполняться

иммерсионное определение карбонатных минералов породы из материала штуфа.

Последовательность выполнения дальнейших анализов может быть различной, тем более что они проводятся в различных лабораториях и могут осуществляться одновременно, параллельно друг другу:

— определение нерастворимого остатка;

— выделение нерастворимого остатка с последующим механическим анализом и выделением фракций для дальнейшего изучения: а) химического состава глинистой фракции (<0,01 мм), б) минералогического состава тонкой глинистой фракции (<0,001 мм) рентгенометрическими методами, в) минерального состава алевритовой и мелкопесчаной фракции методом иммерсионного анализа;

— химический анализ карбонатного материала породы (из солянокислой вытяжки);

— определение минерального состава карбонатного материала породы методами термического и рентгенометрического анализов;

— спектральный анализ;

— электронномикроскопическое изучение породы;

— изотопный анализ карбонатов;

— изучение органического вещества (в том числе битумов), содержащегося в породе: а) методами полуколичественного люминесцентно-капиллярного анализа, б) в специально изготовленных шлифах под люминесцентным микроскопом, в) методами химико-битуминологического анализа;

— определения абсолютного возраста.

Все эти методы изучения карбонатной породы и их возможности рассматриваются ниже.

1. Для передачи в лабораторию физики пласта из образца вначале выпиливают два (или один) цилиндрика перпендикулярно и параллельно напластованию диаметром 5 и высотой 1 см, которые используются для определения проницаемости. Затем отбирают кусочки образца, из которых может быть выпилен куб размерами примерно 4 $см^3$ для определения пористости и плотности *.

2. Из оставшегося объема образца в первую очередь изготавливают шлифы. Для этого образец распиливают на резательном станке по трем (минимум двум) взаимно перпендикулярным направлениям на неравные части. Один срез делается параллельно напластованию, два других перпендикулярно к нему и перпендикулярно друг к другу. Меньшие отпиленные части образца идут на изготовление нестандартных, больших шлифов; площадь каж-

---

* Методы определения пористости, проницаемости и других физико-механических свойств карбонатных пород, так же как и методы проведения других анализов их, нами не рассматриваются Сведения о них имеются во многих справочных руководствах и в специальной литературе

дого шлифа должна быть не менее 1500 мм² *. Изготовление больших шлифов диктуется условиями определения под микроскопом параметров трещиноватости и вторичной пористости.

3. Перед изготовлением шлифов распиленные части образца просматриваются в ультрафиолетовых лучах под люминесцентной лампой, с последовательным нанесением на поверхность распила капель хлороформа и спиртобензола. Характер и интенсивность возникающего при этом свечения позволяют судить о присутствии в породе битуминозных веществ (битумоидов), их типе и характере их распределения. Битумы могут быть приурочены к трещинам и стилолитам, к порам и кавернам, к отдельным участкам или слойкам, давать сплошную межзерновую пропитку породы и т. д. Тип битумоидов устанавливается по характеру свечения: голубовато-белое и белое свечение, возникающее при нанесении капли хлороформа, указывает на битумоиды легкого состава; устойчивое желтое свечение — на битумоиды среднего состава, а коричневое — на тяжелые битумоиды. Интенсивность свечений зависит от количественного содержания битумоидов.

Для установления количественного содержания и качественного состава битумоидов в породе можно использовать полуколичественный люминесцентно-капиллярный анализ методом капиллярных хлороформенных и спиртобензольных вытяжек. Для этого анализа требуется весьма небольшой кусочек образца массой около 4—5 г.

В некоторых случаях, при необходимости более детального изучения форм рассеянного и концентрированного органического вещества (в том числе и битумоидов), для выявления их размещения в породе и взаимоотношения с ее минеральной частью, можно изготовить специальные шлифы на нелюминесцирующей основе (акриловый клей, полибутил—метакрилат, фотожелатин и др.). Такие шлифы (стандартных или больших размеров) исследуются в проходящем и в отраженном свете под люминесцентным микроскопом.

И наконец, при необходимости углубленного анализа рассеянного в породе органического вещества и битумоидов используют специальные методы химико-битуминологического анализа. Они позволяют выявить количественное содержание в породе битуминозных веществ, как свободных (битум А), так и связанных (битум С), гуминовых кислот, остаточного органического вещества. Этими методами можно определять групповой состав хлороформенного битума (А), его элементарный состав и отдельных фракций, содержание и групповой состав углеводородов масляных

---

* Следует заметить, что указанное в атласе [26] значение минимальной площади больших шлифов — 500 мм² — является, по-видимому, опечаткой К сожалению, она механически повторяется во многих работах

Как хорошо известно, площадь обычных стандартных петрографических шлифов определяется размерами 2×2 см, т е. 400 мм². Большие шлифы изготовляются размерами не менее (3÷4)×(5÷6) см Таким образом, минимальная площадь их будет составлять 3×5 см, т е. 1500 мм²!

фракций и некоторые другие характеристики битуминозных веществ.

Для выполнения химико-битуминологических анализов требуются довольно большие навески образца (100—200 г и более). Поэтому, если предполагается проведение таких анализов, это следует учитывать заранее и при полевых исследованиях отбирать соответствующие объемы образца породы.

Общее содержание органического вещества (ОВ) в породе, устанавливаемое по количеству $C_{орг}$ (с последующим пересчетом на ОВ с помощью коэффициентов), определяется из относительно небольшой навески образца, около 1—2 г (при содержании $C_{орг}$ до 3 %).

4. После просмотра образца под люминесцентной лампой из меньших кусков, отпиленных параллельно и перпендикулярно к напластованию, изготавливают большие шлифы. Размеры, как уже указывалось, должны быть не менее 1500 мм^2.

Изготовленные шлифы изучаются с помощью поляризационного микроскопа, который позволяет рассматривать карбонатные породы с большими увеличениями (до 800—900×). Таким образом, микроскопическое изучение карбонатных пород в шлифах дает возможность существенно детализировать данные об их текстурно-структурных особенностях и вещественном составе. Под микроскопом можно достаточно точно устанавливать форму и размеры карбонатных зерен, участвующих в строении породы, выявлять присутствие в ней часто неразличимых невооруженным глазом разных форменных карбонатных образований, а также терригенного и глинистого материала, аутигенных минералов и т. д.

Микроскопическое изучение позволяет также обнаруживать характер изменений карбонатного осадка-породы, происходивших на различных стадиях диагенеза и эпигенеза. И наконец, оно дает возможность измерять параметры, весьма важные для оценки коллекторских свойств карбонатной породы: открытую пористость и трещинную проницаемость (а также трещинную пористость).

Изучение карбонатных пород в шлифах под микроскопом играет важную роль в ходе лабораторных исследований и практически является обязательным при любых целях этих исследований. Вместе с тем петрографическое изучение карбонатных пород в шлифах имеет свои ограничения и требует для уточнения выявленных данных привлечения ряда других методов.

В первую очередь это относится к диагностике карбонатных минералов, слагающих карбонатную породу, поскольку все они обладают очень близкими оптическими свойствами и практически в шлифах точно определены быть не могут. Для их определения прибегают к помощи других методов: к иммерсионному, различным методам окрашивания, а также к термическому и рентгеноструктурному анализам.

Природные карбонатные минералы могут иметь осадочное, гидротермальное и вторичное происхождение, связанное с зонами окисления сульфидных руд.

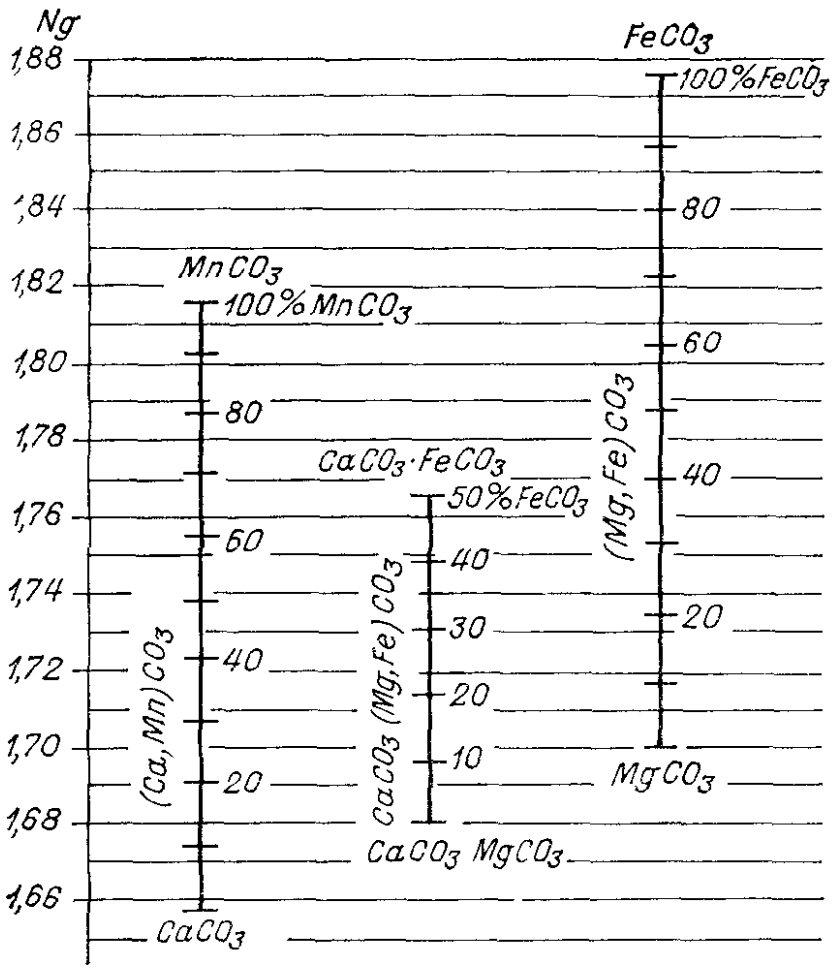


Рис. 22. Зависимость показателя преломления *Ng* от состава в изоморфных рядах манганокальцита, анкерита и магниосидерита (*по В. Б. Татарскому* [1955 г.]).

В целом все карбонатные минералы подразделяются на две группы: группу кальцита и группу арагонита. Среди карбонатных минералов осадочного генезиса в первую группу помимо кальцита ($CaCO_3$) входят доломит ($CaCO_3 \cdot MgCO_3$), магнезит ($MgCO_3$), анкериты [изоморфный ряд $CaCO_3(Mg, Fe)CO_3$], сидерит ($FeCO_3$) и магниосидериты (изоморфный ряд $MgCO_3 \times \times FeCO_3$), которые весьма широко распространены в осадочных породах. Из них кальцит и доломит являются основными породообразующими карбонатными минералами, поэтому наиболее важны методы, позволяющие отличать именно эти карбонатные минералы.

Все минералы группы кальцита кристаллизуются в тригональной сингонии и обладают совершенной спайностью по ромбоэдру. Оптически все они одноосны, отрицательны, с очень высоким двупреломлением (от 0,172 и выше). Вместе с тем они обладают разными показателями преломления. Так, значения *Ng* и *Np* у кальцита равны 1,658 и 1,486; у доломита — 1,681 и 1,500; у магнезита — 1,700 и 1,515; у сидерита — 1,875 и 1,635. Значения *Ng* других карбонатных минералов группы кальцита приведены на рис. 22.

В группе арагонита осадочное происхождение имеет только один минерал — арагонит. Он представляет собой неустойчивую, метастабильную модификацию $CaCO_3$, которая при обычных поверхностных условиях легко переходит в кальцит. Арагонит образуется в осадках за счет выпадения из водных растворов либо

попадает в осадок в виде органогенных остатков, поскольку он входит в состав раковин некоторых групп организмов (в частности, ряда гастропод, аммонитов, кораллов).

Арагонит кристаллизуется в ромбической сингонии, обладает спайностью по 010 и 110, в совокупности напоминающей спайность по гексагональной призме. Оптически двуосен, отрицателен, с углом оптических осей $2V = 18°$, с двупреломлением равным 0,155. Показатели преломления его: $Ng = 1{,}685$; $Nm = 1{,}681$ и $Np = 1{,}530$.

5. Иммерсионный метод определения карбонатных минералов сводится к определению их большего показателя Ng, поскольку по законам кристаллооптики у одноосных отрицательных минералов Ng может быть определен в любом сечении зерен.

Для иммерсионного анализа из штуфа породы ножиком (иглой, бритвой) наскабливается немного порошка, из которого затем изготавливают иммерсионные препараты. Способы изготовления очень просты и подробно рассматриваются в работах В. Б. Татарского [1952 г., 1955 г.]. Удобнее всего первый иммерсионный препарат приготавливать с жидкостью $n = 1{,}681$. В случае, если Ng зерен меньше 1,681, мы имеем дело с кальцитом; если Ng зерен равно 1,681, они принадлежат доломиту, если же Ng зерен больше 1,681, то для определения Ng требуется изготовление дополнительных препаратов с жидкостями, имеющими более высокие показатели преломления.

Иммерсионный метод определения карбонатных минералов применим при любых размерах зерен (крупнее 0,005 мм) и позволяет однозначно отличать кальцит от доломита, так же как и оба эти минерала от остальных карбонатных минералов группы кальцита. Последние точно диагностировать иммерсионным методом не удается; в частности, невозможно отличать анкериты от магниосидеритов, если показатель преломления зерен Ng больше 1,700. Также невозможно выявить иммерсионным способом арагонит, поскольку по большим показателям Nm (1,680) и Ng (1,685) он неотличим от доломита.

Правда, при наличии в породе достаточно крупных арагонитовых зерен ($< 0{,}4$ мм) можно выявить арагонит по форме спайных выколок размерами 0,05—0,1 мм, образующихся при измельчении породы в порошок. Если минералы группы кальцита при подобных обстоятельствах дадут более или менее правильные ромбоэдрические обломки с симметричным или почти симметричным угасанием, то обломки арагонита в подавляющем большинстве будут неправильными, а правильные обломки будут обнаруживать прямое или почти прямое погасание (рис. 23).

Ограниченность иммерсионного метода определения состава карбонатных минералов заключается также и в том, что карбонатные минералы, присутствующие в незначительных количествах, при этом могут быть не выявлены. Кроме того, иммерсионный метод не позволяет судить о структурных взаимоотношениях карбонатных минералов, обнаруженных в породе, и сугубо ориентировочно оценивает их количественные соотношения.

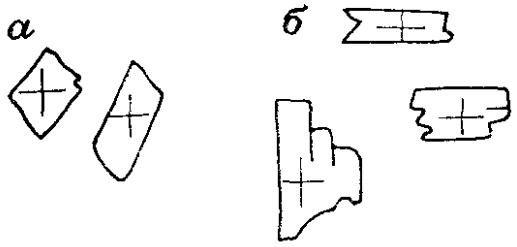


Рис. 23. Формы спайных выколок (и направлений колебаний) минералов группы кальцита (*а*) и арагонита (*б*) (по В Б Татарскому [1952 г.]).

6. Значительные преимущества в этом отношении имеют методы окрашивания и травления карбонатных пород в шлифах и аншлифах. Эти методы основаны на различном отношении отдельных карбонатных минералов к тому или иному применяемому реактиву. Под воздействием последнего на открытую пришлифованную поверхность карбонатной породы определенные карбонатные минералы вступают с ним в микрохимическую реакцию и дают цветной осадок. Концентрацию реактивов и время реакции подбирают так, чтобы один карбонатный минерал успевал вступить в эту реакцию, а другой нет (либо вообще бы с ним не реагировал).

В качестве красителей применяют широкий набор различных соединений, начиная от треххлорного железа и сернокислого аммония (в реакции Ламберга, предложенной еще в 1887 г. для отличия кальцита от доломита) и кончая ализарином красным по методу И. Митчелла [114], преследующему ту же цель. Имеются реакции, используемые для отличия арагонита от кальцита, а также карбонатов ряда доломит — анкерит от магнезита и железистомагнезиальных карбонатов. Различные методы окрашивания подробно рассматриваются в публикациях В. Б. Татарского [1952 г., 1955 г.], в книге [43] и др.

Наиболее распространенными недостатками рассматриваемых методов окрашивания являются неприменимость их к тонкозернистому карбонатному материалу, общая неустойчивость получаемых окрасок, нередкое распространение их за контуры зерен окрашиваемого минерала и др.

Подавляющее большинство реакций окрашивания вполне оправданно разработано применительно к главным породообразующим карбонатным минералам, т. е. к кальциту и доломиту.

В 1956 г. И. Митчелл [114] для отличия этих минералов предложил использовать 0,1 %-ный раствор ализарина красного в 1/15н соляной кислоте (HCl). Под действием этого раствора кальцит быстро (в течение 30 с) приобретает яркую красно-розовую окраску, доломит остается неокрашенным. При этом результаты окрашивания не зависят от размеров карбонатных зерен (т. е. отчетливы и в тонкозернистом карбонатном материале), а возникающие окраски весьма устойчивы. Как показал опыт наших работ, они способны сохраняться годами.

Метод, предложенный И. Митчеллом, технически очень прост, дает хорошие результаты и быстро вошел в практику работ многих петрографических лабораторий, в том числе лаборатории осадочной петрографии ВНИГРИ.

В настоящее время при микроскопическом изучении карбонатных пород предварительное окрашивание части шлифа ализарином красным считается обязательным. Оно позволяет обнаруживать в карбонатных породах ряда

известняк—доломит присутствие кальцита и доломита в любых количественных соотношениях, устанавливать их структурные взаимоотношения и определять относительное время и условия их образования

7. Дифференциальный термический анализ, одно время широко рекламируемый для определения карбонатных минералов, в настоящее время в значительной мере утратил актуальность, особенно при массовых определениях. В известной мере это объясняется сложностью анализа, требующего специальной аппаратуры, а главное тем, что результаты анализа применительно к природным смесям карбонатных (и других) минералов, каковыми является подавляющее большинство карбонатных пород, не поддаются однозначной интерпретации.

Сущность термического анализа минералов заключается в том, что при нагревании происходит их диссоциация, которая в определенные моменты их превращений сопровождается поглощением или выделением тепла, т е. эндо- или экзотермическими эффектами. Современные термические установки непрерывно регистрируют эти эндо- и экзотермические эффекты в виде термограмм (с фиксируемой скоростью нагревания, чувствительностью анализа и атмосферой нагревания образца).

Дифференциальная кривая на термограмме отображает разность между температурами образца и инертного эталона, нагреваемого совместно с образцом. В моменты реакций, происходящих в образце при нагревании, возникает разница между температурой эталона, нагревающегося с постоянной скоростью, и температурой образца, которая во время реакции замедляется или прекращается (эндотермический эффект) либо, наоборот, возрастает (экзотермический эффект) Эта разница температур на дифференциальной кривой находит отражение в виде то более, то менее резких изгибов — пиков, отвечающих соответствующим эндо- или экзотермическим эффектам.

Диссоциация карбонатных минералов сопровождается отчетливыми эндотермическими эффектами, связанными с выделением CO_2, температурные интервалы которых у разных карбонатных минералов различны.

Дифференциальные кривые чистых разностей карбонатных минералов характеризуются (рис. 24) для:

кальцита — крупным эндотермическим пиком с максимумом в интервале 960—990 °С;

арагонита — аналогичным пиком с небольшим эндотермическим эффектом в интервале 400—600 °С;

доломита — двумя крупными эндотермическими пиками с максимумами около 800 и около 950 °С,

магнезита — одним эндотермическим пиком в интервале 660—700 °С;

сидерита — одним эндотермическим пиком при температуре 590 °С, за которым следуют два экзотермических пика при 675 и 850 °С. Иногда эндотермическому пику предшествует небольшой экзотермический пик при температуре около 520 °С;

анкерита — тремя эндотермическими пиками в интервалах 700—800, 830—870 и 930—950 °С, при этом первый из них иногда сменяется экзотермическим эффектом, а размеры второго увеличиваются при возрастании содержания двухвалентного железа.

Однако на характер термограмм влияют как особенности самих карбонатных минералов, так и условия анализа (масса навески, степень ее измельчения, плотность ее набивки, расположение спаев термопар, скорость нагрева, чувствительность приборов и т. д). Неодинаковыми условиями анализов во многом объясняются разные температуры диссоциации одних и тех же карбонатных минералов, приводимые в литературе (табл 5)

Вместе с тем характер термограмм отдельных карбонатных минералов меняется в зависимости от особенностей этих минералов, в частности от наличия

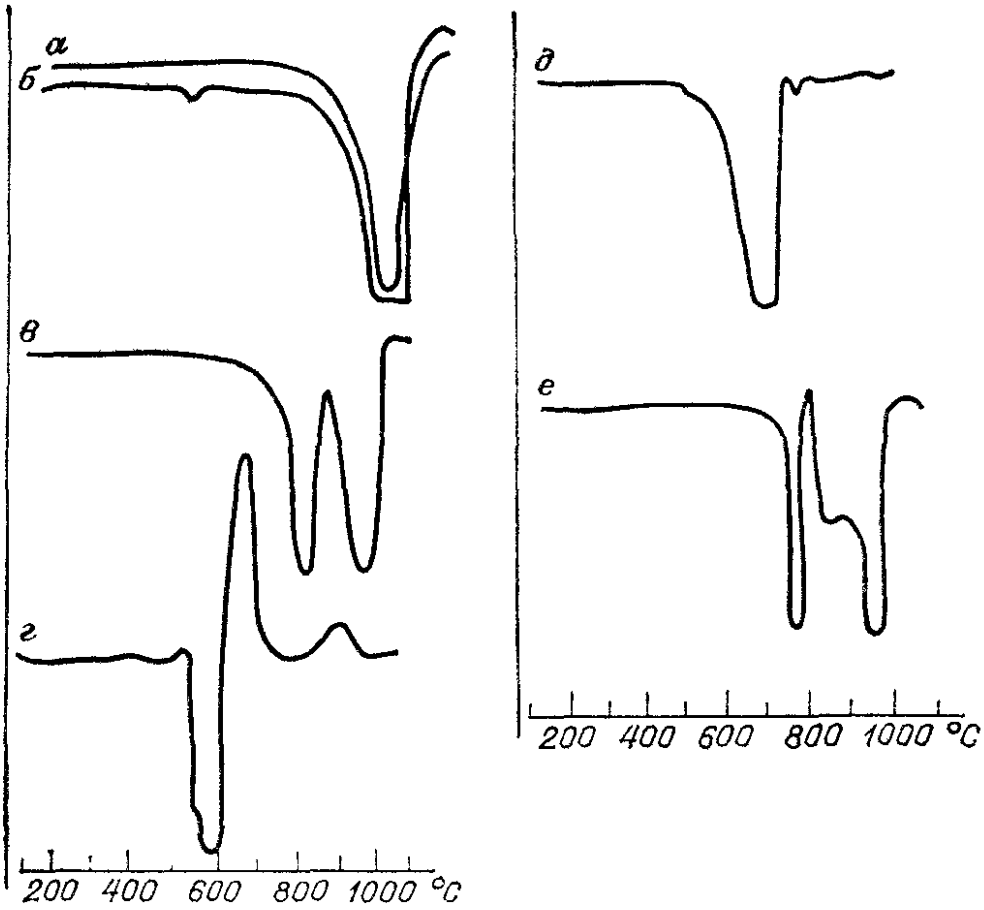


Рис. 24 Дифференциальные кривые нагревания карбонатных минералов (по К Х Уолфу и др [43])

а — кальцит, *б* — арагонит, *в* — доломит *г* — сидерит, *д* — магнезит, *е* — анкерит

в них даже незначительных посторонних включений (особенно в тонкодисперсном состоянии), от примеси даже сотых долей процента растворимых солей (особенно NaCl), от примеси глинистого материала и т. д. В целом ряде случаев причины снижения температур диссоциации карбонатных минералов остаются неизвестными.

Таблица 5. **Температурные интервалы эндотермических эффектов карбонатных минералов**

Минерал	Число эндотермических пиков на дифференциальной кривой	Температурные интервалы эндотермических пиков, °С		
		по К. Х. Уолфу и др. [1971 г.]	по У. А. Диру и др. [1966 г.]	по В. Б. Татарскому [1952 г.]
Кальцит	1	960—990	860—1100	800—900
Арагонит	1 (+небольшой вспомогательный)	960—990 (и 400—600)	850—959 (и 387—488)	800—900 (и 425—470)
Магнезит	1	660—700	650	570—620
Доломит	2	800 и 950	800 и 940	710—770?
Сидерит	1 (с двумя последующими экзотермическими пиками)	590 (675 и 850)	580 (600 и 830)	
Анкерит	3 пика	700—800 830—870 930—950	700—730 (800?) (950?)	

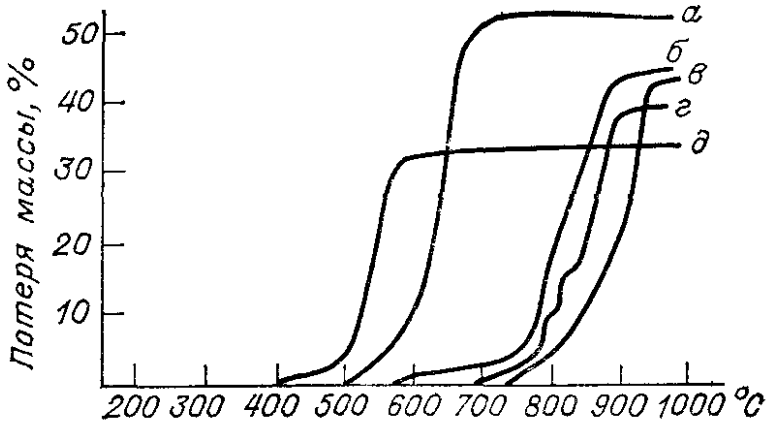


Рис 25 Термовесовые кривые нагревания карбонатных минералов (по К Х Уолфу и др [43])

а — магнезит *б* — доломит
в — кальцит, *г* — анкерит
д — сидерит

По свидетельству К Уолфа [43], на термограммах искусственных смесей восьми карбонатных минералов (сидерит, магнезит, кальцит, арагонит, фатерит, стронцианит, доломит и анкерит) «не обнаруживается никаких признаков взаимодействия и удается различать все пики отдельных карбонатов, хотя иногда и наблюдается взаимное наложение отдельных эффектов».

Однако при анализе природных смесей карбонатных минералов, т. е материала карбонатных пород, нередко получается большое количество пиков, расшифровка которых вызывает большие затруднения.

8 Дополнением к дифференциальному термическому анализу может служить термовесовой анализ, которым определяется изменение массы образца при его нагревании с постоянной скоростью Данные изменений массы соответствуют пикам дифференциальных кривых На рис 25 показаны термовесовые кривые отдельных карбонатных минералов для тех же образцов, для которых на рис. 24 приведены дифференциальные кривые Термовесовые кривые арагонита полностью идентичны кальцитовым

Термовесовые кривые в целом отличает значительно более низкий предел определимости минералов, и, кроме того, возможности применения метода для смесей карбонатных минералов пока не исследованы.

9. Более точным методом диагностики карбонатных минералов является рентгенометрический, основанный на явлении дифракции рентгеновских лучей веществами, имеющими кристаллическое строение.

При падении рентгеновского луча на тонко измельченный порошок исследуемого образца (с размером частиц около 0,001 мм) возникает конусовидно расходящийся пучок дифракционных рентгеновских лучей, отраженных от внутренних плоских сеток кристаллических частиц. Эти дифракционные рентгеновские лучи регистрируются на рентгенометрических снимках, которые могут быть *выражены либо дебаеграммами, либо дифрактограммами*

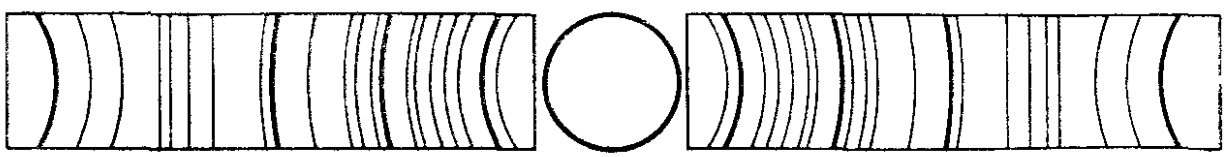


Рис 26 Рентгенометрическии снимок (дебаеграмма) кристаллического порошка [Татарский В Б, 1952 г]

Дебаеграммы представляют собой снимки дифракционных рентгеновских лучей на цилиндрически изогнутой фотопленке, произведенные в камере Дебая На дебаеграмме (рис 26) наблюдается серия попарно симметричных линий-дужек разной изогнутости и различной интенсивности, расположенных на различных расстояниях от центра (т е от места выхода первичного рентгеновского луча) и друг от друга Каждая пара таких симметричных линий-дужек отвечает рентгеновским лучам, отраженным от тех или иных плоских сеток кристаллической решетки Соответственно расстояние между линиями каждой пары является функцией межплоскостного расстояния. Интенсивность линий определяется плотностью отражающих плоских сеток, относительной атомной массой составляющих их частиц и другими факторами, а степень изогнутости линий — формой, размерами и степенью совершенства кристаллических частиц.

Расположение и интенсивность линий на дебаеграмме при одинаковых условиях анализа (одной и той же длине волны рентгеновского луча и одинаковом диаметре камеры) зависят исключительно от внутреннего строения исследуемого кристаллического вещества. Как известно, каждое кристаллическое вещество имеет свое, только ему присущее строго закономерное строение кристаллической решетки Соответственно оно будет давать и специфическую дебаеграмму. Таким образом, дебаеграммы одних и тех же кристаллических веществ будут одинаковыми, а различных — разными.

Диагностика минеральных веществ по дебаеграммам возможна двумя путями а) сравнением полученной дебаеграммы с эталонными (при условии, что они получены в камере одного и того же диаметра); б) по данным расшифровки дебаеграмм — по вычисленным значениям межплоскостных расстояний $d_п$ с помощью рентгенометрических справочных таблиц и определителей [64]

При расшифровке дебаеграмм исходными величинами для определения значений $d_п$ служат измеренные расстояния между серединами отдельных пар симметричных линий-дужек Этим измерениям должно предшествовать определение интенсивности J всех линий дужек, зафиксированных на дебаеграмме В практике рентгенометрических анализов устанавливается относительная интенсивность этих линий дужек, определяемая визуально, по степени их яркости (почернения), по десятибалльной шкале По ней самой яркой (черной) линии снимка приписывается балл 10, а самой слабой, едва различимой,— балл 1. Расхождения субъективных оценок относительной интенсивности линий не превышают 1—2 единиц десятибалльной шкалы

Каждый минерал характеризуется строго закономерным набором значений $d_п$, с определенными интенсивностями отвечающих им

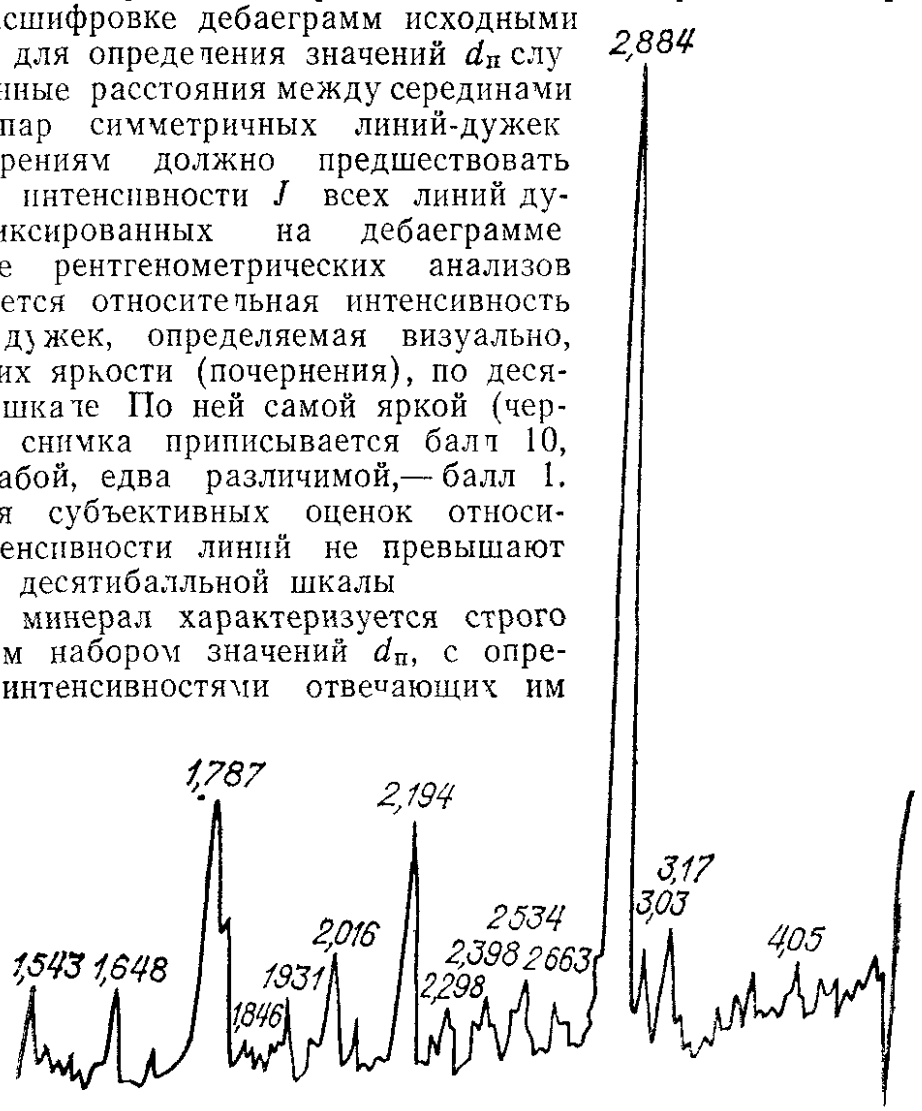


Рис 27 Дифрактограмма карбонатного минерала (доломит известковистый) (по Б Я Полонской и др [1975 г])

линий Определение минералов по дебаеграмме сводится к выявлению среди всех установленных линий со значениями $d_{\text{п}}$ и J закономерных наборов, ассоциаций этих значений, типичных для того или иного минерала

Дифрактограммы (рис. 27) представляют собой регистрацию пучка дифракционных рентгеновских лучей, отраженных от исследуемого образца и полученных в технически более усовершенствованных дифракционных камерах. Регистрация производится непосредственно на бумаге в виде кривых с пиками различной высоты, расположенными на разных расстояниях друг от друга (и от нулевой линии). Принцип расшифровки дифрактограмм тот же, что и дебаеграмм· расстояния между серединами пиков аналогичны расстояниям между серединами линий на дебаеграмме, а высота пиков — интенсивности этих линий.

Дебаеграммы отдельных карбонатных минералов различаются достаточно резко, однако их характер несколько меняется в зависимости от содержания в карбонатном минерале тех или иных изоморфных примесей На рис 28 показаны расположение и относительная интенсивность основных линий на рентгенометрических снимках главных карбонатных минералов кальцита, доломита, магнезита, арагонита и сидерита На этом рисунке показаны не все, а самые яркие, отчетливые линии рентгенограмм карбонатных минералов, относительная интенсивность которых колеблется от 10 до 5 баллов. При этом пять важнейших, «ключевых», линий, с которых начинается идентификация минерала, условно показаны более жирными, утолщенными. В табл. 6 приведены значения относительной интенсивности J, в баллах, и межплоскостных расстояний $d_{\text{п}}$, в ангстремах, для линий, показанных на рис. 28. Данные заимствованы из рентгенометрического определителя минералов [64]

Преимуществами рентгенометрического метода определения карбонатных минералов является независимость результатов ана-

Таблица 6 **Расположение и интенсивность основных линий на рентгенограммах карбонатных минералов ***

Кальцит		Доломит		Магнезит		Арагонит		Сидерит	
I	d_h	I	d_h	I	d_h	I	d_h	I	d_h
10	3,029	10	2,883	10	1,697	9	2,70	10	2,785
10	1,044	6	1,785	10	2,737	10	3,40	8	1,728
9	1,869	5	2,191	10	0,912	10	1,98	6	3,58
8	1,912	5	1,110	9	2,101	9	1,88	6	2,127
7	2,088	(4	2,015)	8	1,065	7	3,29	6	1,959
5	2,490	(4	1,167)	5	2,500	7	2,49	5	2,340
6	2,277	(4	1,124)	6	1,935	7	2,36	5	1,791
6	1,601			5	1,485	6	2,10	6	1,502
6	1,520			5	1,404	6	1,82	5	1,422
5	1,440			6	1,352	7	1,74	6	1,351
6	1,152			7	1,136			5	1,195
6	1,009			5	1,189			6	1,078
(4	3,339)			5	1,049			5	1,063
				7	0,967			5	0,979
				7	0,955			6	0,969
				5	0,944				
				6	0,917				

* Первые пять строк характеризуют важнейшие ключевые, линии рентгенограмм карбонатных минералов

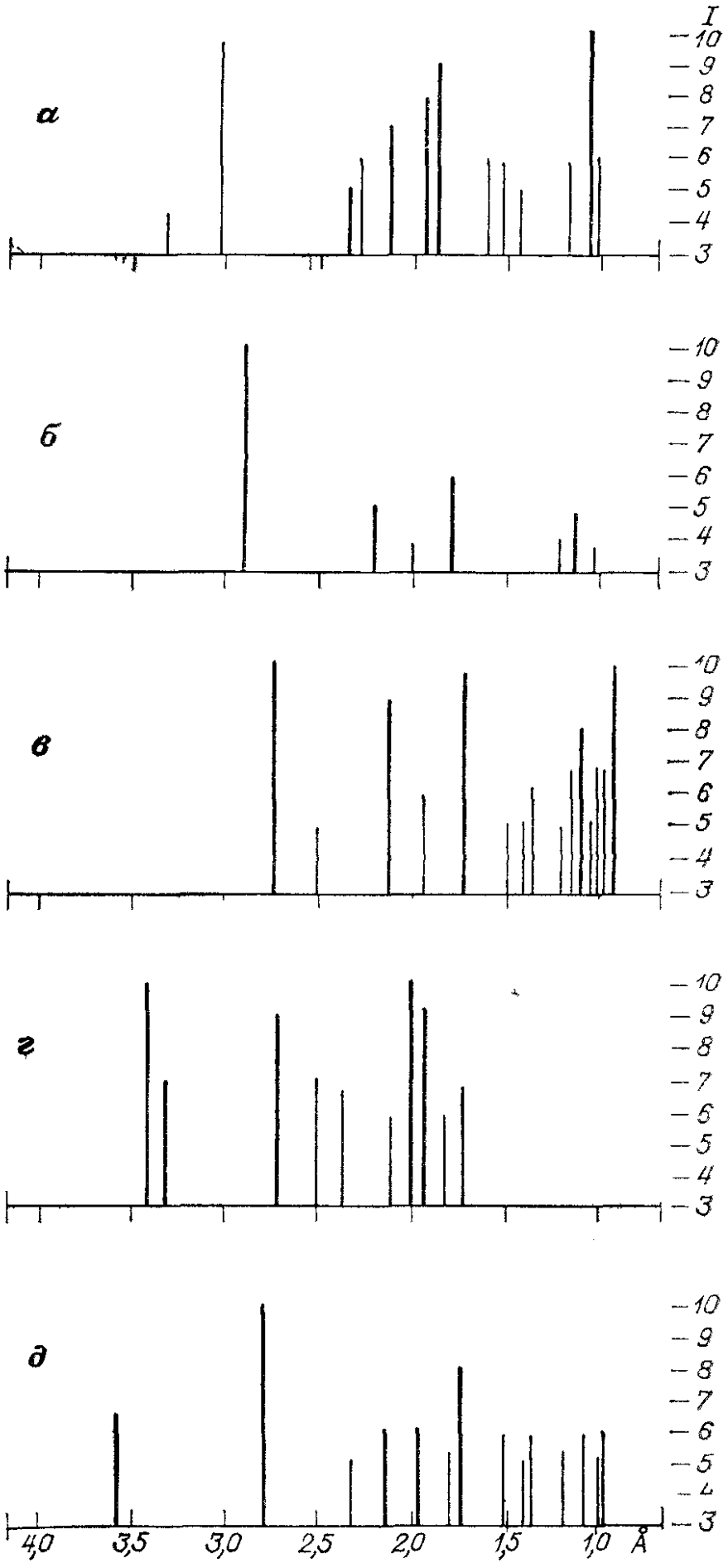


Рис 28 Расположение и интенсивность основных линий на рентгенограммах карбонатных минералов

а — кальцит, *б* — доломит *в* — магнезит, *г* — арагонит, *д* — сидерит

лиза как от степени зернистости исследуемого карбонатного минерала, так и от присутствия в нем сопутствующих минеральных или механических примесей и достаточно точная диагностика отдельных карбонатных минералов в случае совместного присутствия в породе.

Рентгенометрическое определение карбонатных минералов является одним из самых надежных и требует весьма небольшого (несколько миллиграммов) количества образца для анализа. Однако оно позволяет обнаруживать тот или иной карбонатный минерал только в случаях его присутствия в породе в количестве не менее 5 %.

10. Определение состава карбонатных минералов, участвующих в сложении карбонатной породы, и их количественных содержаний возможно также путем химического анализа. Ход последнего во многом зависит от состава карбонатных минералов породы, который предварительно должен быть установлен. Однако в целом рациональный метод химического карбонатного анализа предусматривает:

а) обязательное определение содержания CO_2, %, которое производится из навески образца массой 0,5—1 г и выполняется любым лабораторным методом.

Оно ни в коем случае не заменяется определением потерь при прокаливании (п. п. п) образца, при котором одновременно с CO_2 из породы удаляются также органическое вещество, вода различных минеральных соединений и т. д. Значения п. п. п. породы могут примерно соответствовать содержанию CO_2 в породе, но значительно чаще заметно превышают ее количества;

б) определение процентного содержания нерастворимого остатка (н/о), осуществляемое довольно стандартным путем. Навеску породы в 0,5 или 1,0 г, измельченную до тонкого порошка, заливают 5 %-ным раствором HCl в объеме, достаточном для полного растворения карбонатных минералов. Растворение ведется на холоде, либо с нагреванием до кипения, либо с пятиминутным кипячением. В первом случае полностью растворяется кальцит, во втором — кальцит, доломит (арагонит, магнезит), в третьем — в раствор переходят и железистые карбонаты. Однако повышение температуры при нагревании и особенно при кипячении повышает растворимость других компонентов породы, таких, как глинистые минералы, лептохлориты и др.

По окончании реакции растворения остаток, нерастворившийся в HCl, отфильтровывают, промывают, высушивают до постоянного значения массы и таким образом определяют его процентное содержание;

в) определение количественного содержания в породе CaO, MgO и R_2O_3, которое производится из слабой солянокислой вытяжки (2—5 % HCl), полученной из породы. В зависимости от требований, предъявляемых к анализу, из этой же вытяжки могут быть определены Fe_2O_3, Al_2O_3, SO_3 и P_2O_5. Количество FeO и MnO определяется из отдельных навесок;

г) пересчеты полученных данных химического анализа на карбонатные минералы, которые производятся в определенной последовательности с помощью различных пересчетных коэффициентов.

Подробное изложение различных методик, применяемых при рациональном методе химического карбонатного анализа, так же как и способы последующих пересчетов полученных данных, можно найти в целом ряде специальных работ, а также в книге «Методы изучения осадочных пород» [1975 г.].

Рациональному химическому карбонатному анализу могут быть подвергнуты образцы любых карбонатных пород, поскольку обязательным для него является наличие в породе не менее 8 % карбонатного материала. Для анализа достаточно небольшого объема образца, около 0,5—1,0 $см^3$.

Обязательным условием передачи образца карбонатной породы на химический анализ является предварительное изучение ее под микроскопом (в шлифах) с применением других вспомогательных методов для определения состава карбонатных минералов.

Данные рационального химического карбонатного анализа позволяют количественно оценить содержание в породе карбонатных солей, однако пересчеты их на минеральные формы карбонатов неодинаково достоверны и во многих случаях являются приближениями, особенно в случаях сложного минерального состава карбонатного материала. Так, в известной мере условно определение количественного содержания одновременно присутствующих в породе магнезиальных и железистых карбонатов. А при наличии в породе доломита, кальцита и магнезита полученные количества солей $CaCO_3$ и $MgCO_3$ вообще лучше не пересчитывать на минеральные формы.

Существует ряд других упрощенных, ускоренных объемных методов химического анализа карбонатных пород применительно к их наиболее распространенным в природе известково-магнезиальным разностям. Ускорение методов анализа сводится к некоторому упрощению прокаливания нерастворимого остатка и R_2O_3 (которое производится определенное время, без контрольных проверок постоянства достигнутой массы) и к совместному объемному определению кальция и магния, осуществляемому различными способами (арсенатным, трилонометрическим титрованием и др.). Расчеты полученных цифровых данных производятся так же, как и при рациональном химическом карбонатном анализе, и тоже требуют обязательного определения количества CO_2.

Рассмотренные методы химического анализа карбонатных пород обладают рядом недостатков, прежде всего длительностью анализа и недостаточной его точностью, и нуждаются в усовершенствовании.

В США, как указывает Б. Пресли [115], при наличии многочисленных методов определения $CaCO_3$ в породах и почвах еже-

месячно публикуются предложения новых модифицированных методик этого определения.

При массовых анализах карбонатных пород известково-магнезиального ряда используются различные ускоренные экспресс-методы, предложенные Н. А. Тананаевым в 1948 г., А. А. Резниковым и Е. П. Муликовской в 1950 г., Д. А. Пчелинцевым в 1956 г. и другими. Все они основаны на растворении образца в определенном количестве HCl, избыток которой оттитровывается щелочью, и таким образом устанавливается суммарное содержание карбонатов в породе. Нерастворимый остаток рассчитывается по разности до 100 %. В оттитрованном растворе определяют только кальций (либо только магний), соответственно содержание магния (или Ca) вычисляется по разности.

Экспресс-методы отличаются высокой производительностью: позволяют за 8 ч выполнить до 20 анализов. Однако их результаты по сравнению с ускоренными карбонатными анализами менее точны, хотя расхождения в полученных количествах $CaCO_3$ и $MgCO_3$ обычно небольшие, около 1—2 %. Экспресс-методы могут быть применены только к относительно чистым карбонатным породам, без большого нерастворимого остатка и не содержащим растворимого в кислоте органического вещества.

В целом химический анализ карбонатных пород, позволяющий достаточно достоверно определять общее, валовое содержание в них карбонатных солей — $CaCO_3$, $MgCO_3$ ($MnCO_3$ и $FeCO_3$),— не дает достоверного пересчета этих солей на минеральные формы. И, кроме того, он не дает представления о структурных и генетических особенностях установленных карбонатных минералов.

11. Отдельно суммарное содержание нерастворимого остатка в карбонатной породе определяют из навески образца около 1 г точно таким же способом, как в процессе рационального химического карбонатного анализа.

Следует лишь подчеркнуть, что передавать образец на анализ (определение н/о) следует только после микроскопического изучения породы, когда минеральный состав карбонатной части уже установлен. Это позволяет выбрать наиболее правильный способ растворения образца в 5 %-ной HCl (на холоде, с подогревом до кипения, с кипячением), при котором в нерастворимом остатке не останется ни доломита, ни железистых карбонатов и в то же время уменьшится растворение некарбонатных минеральных компонентов породы.

Нередко исследование предусматривает не только определение суммарного процентного содержания нерастворимого остатка, но и его дальнейшее изучение. Для этого нужно иметь достаточное количество остатка, поэтому для его выделения берется навеска образца уже не в 0,5—1 г, а значительно больше. Навеска в зависимости от количественного содержания нерастворимого остатка в породе, а также от цели и способов его изучения может быть от нескольких граммов до 0,4—0,5 кг (для чистых карбонатных пород).

Основную часть нерастворимого остатка карбонатных пород, как правило, составляют глинистый и обломочный материал, к которому, обычно в небольшом количестве, могут быть примешаны различные нерастворимые в HCl аутигенные минеральные новообразования (пирит и марказит, халцедон и кварц или опал, глауконит, барит и др.). Поэтому в первую очередь проводят механический анализ нерастворимого остатка с отделением пелитовой фракции и последующим ситовым анализом более крупных обломочных частиц. Для изучения вещественного состава алевритовых и песчаных, чаще всего мелкопесчаных, обломочных частиц их разделяют бромоформом на легкую и тяжелую фракции с плотностью меньше и больше 2,89. Выделенные легкую и тяжелую фракции затем подвергают иммерсионному минералогическому анализу.

В пелитовой части нерастворимого остатка с размером частиц менее 0,01 мм главный интерес представляет коллоидная фракция (<0,001 мм), которая принадлежит в основном новообразованным глинистым минералам. Вещественный состав последних ориентировочно может быть установлен методом окрашивания глинистой суспензии метиленовой голубой с использованием KCl. Однако более достоверную, точную диагностику дает рентгеноструктурный анализ.

В некоторых случаях, главным образом в технических целях, проводят полный химический анализ нерастворимого остатка карбонатной породы с определением содержания SiO_2, суммарного количества R_2O_3 и раздельного количества окислов Fe, Mn, Ti, Cr, P и Al

12. В тех случаях, когда представляет интерес наличие в карбонатной породе тех или иных малых элементов, используют методы спектрального анализа. Они основаны на свойствах атомов каждого элемента при возбуждении излучать линейные спектры, для каждого из них специфические. Спектральный анализ, обладающий высокой чувствительностью (0,01—0,0001 %), позволяет обнаруживать в карбонатной породе присутствие (или отсутствие) самых различных элементов. Однако точность количественных определений невелика. Количественные содержания элементов определяются ориентировочно измерением интенсивности отвечающих им спектральных линий, с последующим сравнением с эталонными спектрами и устанавливаются только в пределах малых и средних концентраций элемента, от 0,001 до 1—5 %.

13. Весьма перспективной в отношении изучения карбонатных пород следует признать электронную микроскопию. Она вошла в практику геологических исследований сравнительно недавно для изучения минералов, их свойств и процессов их образования. К карбонатным породам она впервые была применена в конце 50-х годов.

Электронная микроскопия позволяет рассматривать объекты с огромными, тысячными, увеличениями. В связи с этим она дает весьма интересные результаты в отношении коллоидно- и тонкозернистых карбонатных пород или отдельных фрагментов (т. е. форменных образований), поскольку детальное изучение карбонатного материала с размером частиц менее 0,01 мм (10 мкм) с помощью обычного поляризационного микроскопа практически невозможно.

Электронномикроскопическое изучение карбонатных пород ведется с помощью реплик, методом дифрактографии, т. е. изучением поверхностей свежих сколов [29]. По существу этот метод

является морфоструктурным и он дает общее представление о породе, о морфологии составляющих ее частиц (зерен) и их взаимоотношениях, об изменениях, о поровом пространстве между ними и т. д.

Интерпретация данных дифрактографии обязательно должна проводиться в комплексе с данными других методов изучения карбонатной породы (обычная микроскопия, окрашивание, рентгеноструктурный анализ и др.).

Известным пособием при электронно-микроскопических исследованиях карбонатных пород может служить «Атлас электронномикроскопических снимков...» [78]. Он содержит материалы электронно-микроскопического (фрактографического) изучения тонко- и коллоиднозернистых (по терминологии авторов «микро- и скрытокристаллических» или «микритовых») известняков и доломитов верхнего докембрия и кембрия Сибирской платформы. В атласе характеризуются микроструктуры карбонатных пород по размерам зерен как ультра- (<1 мкм), мелко- (1—2,5 мкм), средне- (2,5—5 мкм) и крупно- (>5 мкм) микритовые и по степени идиоморфизма зерен — как кристалло- и субкристалломорфные, хлопьевидные, колло- и субколломорфные Приводится разработанная классификация поверхностей сколов карбонатных пород с подразделением их на три группы (блоковые, бугорчатые, сложные), которые в свою очередь подразделяются на типы.

Рассматриваемый атлас не охватывает всего разнообразия существующих тонко- и коллоиднозернистых карбонатных пород и, естественно, не может претендовать на универсальность. В частности, он ограничен сведениями только по известнякам и по доломитам, для первично известково-доломитовых пород они отсутствуют так же, как для «писчих» мелов и т. д Известные возражения может вызвать используемая авторами терминология, а ряд генетических выводов и заключений, на наш взгляд, имеет дискуссионный характер. И тем не менее указанный атлас является пока первой и единственной попыткой систематизации данных электронно-микроскопических наблюдений над карбонатными породами. Составленный как методическое руководство, он, вне сомнения, будет полезен тем, кто будет иметь дело с электронно-микроскопическим изучением карбонатных пород.

14. Для решения вопросов об условиях образования и преобразований карбонатных пород в последнее время все более широко применяется изучение их изотопного состава. Как правило, он характеризуется отношениями устойчивых изотопов углерода ($^{13}C/^{12}C$) и кислорода ($^{18}O/^{16}O$) [43].

Изотопный состав углерода обычно выражают в тысячных долях (‰) отклонений δ от данных стандартного образца (РДВ-1), которым принято считать белемнит из Чикагской коллекции США·

$$\delta^{13}C = (R/R_{ст} - 1) \cdot 1000,$$

где R — изотопный состав ($^{13}C/^{12}C$) образца, а $R_{ст}$ — изотопный состав стандарта (РДВ-1)

Аналогичным образом устанавливается изотопный состав кислорода ($^{18}O/^{16}O$) — в тысячных долях отклонения от стандартного значения (РДВ-1):

$$\delta^{18}O = (R/R_{ст} - 1) \cdot 1000.$$

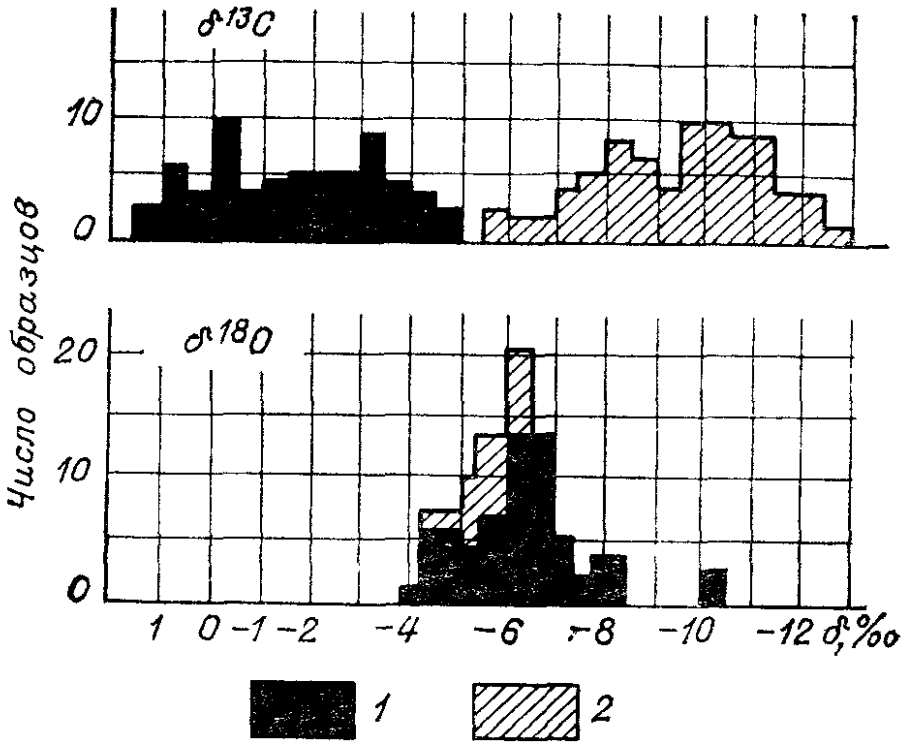


Рис 29 Изотопный состав кислорода и углерода туронских известняков Израиля и ассоциирующего с ними вторичного кальцита [113]

1 — известняки, *2* — вторичный кальцит

Однако нередко изотопный состав кислорода определяется отношением к $\delta^{18}O$ стандартной морской воды (SMOW), которое связано со стандартным значением отношением

$$\delta^{18}O_{SMOW} = \delta^{18}O_{РДВ\text{-}1} \cdot 1{,}03 + 29{,}5.$$

Многочисленные данные изотопных анализов карбонатных пород и минералов показывают, что изменение отношений устойчивых изотопов углерода $^{13}C/^{12}C$ в карбонатах достигает примерно 12 %. Выявлено, что отношения $^{13}C/^{12}C$ различны в карбонатных породах морского и пресноводного генезиса. Последние более обогащены легким изотопом ^{12}C; значения $\delta^{13}C$ в них, меняясь в широких пределах от +3 до —20 ‰, в большинстве случаев, в частности в почвах [117], колеблются от —5 до —15 ‰. Также заметно отличаются отношения $^{13}C/^{12}C$ в скелетных остатках морских и наземных организмов. Весьма различны эти отношения [113] для основной карбонатной массы известняков и для наблюдаемого в ней вторичного кальцита (рис. 29).

Пока нет однозначного решения вопроса об изменениях изотопного состава углерода карбонатных пород в ходе их диагенетических и эпигенетических преобразований. Э. Т. Дегенс [43] указывает, что распределение изотопов углерода в карбонатах, вероятно, мало изменяется в процессах диагенеза и метасоматоза. Это подтверждается и данными М. Магаритца [113], который отмечает, что изотопный состав углерода в большинстве древних известняков и доломитов такой же, так в карбонатных фракциях современных осадков. Об этом же свидетельствует отсутствие изменения отношения $^{13}C/^{12}C$ при переходе (в осадке) неустойчивого арагонита в низкомагнезиальный кальцит. Однако, как указывает М. Магаритц, «спаритизация» влечет за собой уменьшение значений $\delta^{13}C$. «Спаритизация» понимается им как процесс превращения карбонатной породы из первично «микритовой» (т. е. тонкомелкозернистой) в средне- и крупнозернистую вне зависимости от

того, произошло ли оно за счет перекристаллизации исходного карбонатного материала, либо в результате кальцитизации (развития вторичного кальцита). В конкретно рассматриваемых им карбонатных породах «спаритизация» в значительной части вызвана наложенными процессами вторичной кальцитизации. И, таким образом, уменьшение значений $\delta^{13}C$ отражает лишь присутствие вторичного кальцита.

Очевидно, не влияет на изменение отношения $^{13}C/^{12}C$ в карбонатах и температурный фактор. Э. Т. Дегенс [43] указывает, что значения $\delta^{13}C$ мраморов и гидротермально измененных карбонатных пород укладываются в пределы изменения этих значений в нормально морских известняках. Однако карбонатные минералы гидротермальных жил по сравнению с последними уже обогащены изотопом ^{12}C.

Иначе ведут себя устойчивые изотопы кислорода карбонатных пород, которые в ходе диагенетических—эпигенетических преобразований карбонатного материала заметно изменяются в результате обменных реакций с погребенными или подземными водами. Отношения $^{18}O/^{16}O$ в карбонатах меняются в пределах 4 % [43]. В современных морских карбонатных осадках значения $\delta^{18}O$ обычно колеблются от $+1$ до -2‰ [113]. При этом в морских известняках обнаруживается прогрессирующее возрастание $\delta^{18}O$ от кембрия к плейстоцену. В доломитах в отличие от кальцита и арагонита исходные отношения $^{18}O/^{16}O$ мало меняются при изменениях температур и под воздействием вод, поэтому изотопный состав кислорода сингенетичных доломитов может быть использован для определения палеотемператур древних седиментационных бассейнов, которые устанавливаются на основании выявленной зависимости распределения изотопов O в различных компонентах системы CO_2 — бикарбонат—карбонат — вода от температуры.

15. Определения абсолютного возраста карбонатных пород, начавшиеся в последние годы, проводятся радиоуглеродным методом либо радиологическими методами по Pb, U, Th и другим радиоактивным элементам, которые обнаруживаются в карбонатных породах в виде ничтожных примесей.

Радиоуглеродный метод, использующий содержание изотопа ^{14}C, дает весьма приближенные оценки абсолютного возраста пород, относительно более достоверные для хорошо сохранившихся остатков древесины или торфа. Весьма значительными оказываются расхождения получаемых данных для различных карбонатных составляющих породы (зернистого карбонатного материала, остатков раковин, растительных остатков). Причины этого пока не выяснены, в качестве возможных отмечаются: 1) присутствие в карбонатном материале частиц, поступавших из различных генетических источников, 2) усвоение организмами углерода, более бедного изотопом ^{14}C, чем атмосферный, и др. Неопределенности в интерпретации результатов радиоуглеродного метода связаны с недостаточно ясными первичными и вторичными факторами,

контролирующими содержание радиоуглерода, а отчасти с недостаточной точностью определения периода полураспада ^{14}C, который ранее принимался равным 5568 ± 30 лет, а позднее был увеличен до 5730 ± 40 лет [43].

Радиохронологические методы применительно к карбонатным породам начали разрабатываться в самые последние годы, и пока еще относительно распространенности Pb, U и Th в этих породах данных очень мало. Тем не менее начатые исследования дают обнадеживающие результаты. В частности, данные А. Д. Искандеровой [1976 г.] показали принципиальную возможность приближенной датировки возраста неметаморфизованных карбонатных пород свинцово-изохронным способом по валовым пробам. В целом применение радиоуглеродного и радиохронологического методов для определения абсолютного возраста карбонатных пород нуждается в дальнейшей разработке.

Рассмотренные выше методы при исследованиях карбонатных пород, в частности карбонатных коллекторов, естественно играют различную роль.

Макроскопическое изучение этих пород, при наблюдениях в обнажениях или в керне, обязательно при любом виде исследований и никакими другими методами изучения заменено быть не может. В обнажении (в керне) прежде всего можно наблюдать карбонатную породу в более значительном объеме. Такие наблюдения позволяют судить о формах ее залегания и текстурных особенностях, о контактах со смежными породами (пластами), о выдержанности или невыдержанности характера по простиранию и по разрезу. Однако визуальные наблюдения дают возможность судить о вещественном составе и структурных особенностях карбонатной породы лишь приближенно, в самых общих чертах.

Лабораторные методы изучения карбонатной породы необходимы для более детальной расшифровки вещественного и минерального состава и структурных признаков. Ведущую роль в этих методах продолжает играть микроскопическое изучение карбонатных пород в шлифах, с обязательным условием частичного окрашивания породы в шлифе ализарином красным. Оно является технически простым (в отношении изготовления шлифа и его окрашивания), общедоступным, массовым видом анализа. При известном навыке работы специалист-петрограф может описать от 5 до 8 и более шлифов карбонатных пород в течение рабочего дня.

При исследовании карбонатных коллекторов микроскопическое изучение пород проводится по методике ВНИГРИ в нестандартных, больших шлифах, размерами до 30—50 $см^2$.

Микроскопическое изучение карбонатных пород (в шлифах), так же как и макроскопическое, является необходимым при любых видах исследований этих пород и должно предварять все другие виды анализов.

При исследованиях, связанных с карбонатными коллекторами, образцы пород также обязательно должны подвергаться изучению в лаборатории физики пласта для определения их пористости

(в первую очередь открытой или эффективной пористости) и проницаемости Однако такие определения, особенно определения проницаемости, являются сравнительно трудоемкими и в практике геологических работ проводятся для более ограниченного количества наиболее представительных образцов карбонатных пород.

Все другие методы лабораторных анализов при исследованиях карбонатных пород (и карбонатных коллекторов) имеют подчиненное значение и являются вспомогательными Они призваны уточнять те или иные детали состава и строения породы, которые могут способствовать выяснению условий ее образования (и преобразования), а также условий возникновения в ней скоплений нефти (и газа) либо других полезных ископаемых

Для диагностики карбонатных минералов, слагающих породу, из всех возможных известных методов (химический, термические, иммерсионный) наиболее достоверные результаты дают рентгенометрические методы

Весьма перспективны, по нашему мнению, в изучении карбонатных пород (и коллекторов) методы электронной микроскопии. Пока еще она делает в этом направлении первые шаги

Карбонатные коллекторы нефти и газа, методы их исследования

ГЛАВА I. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ (критический обзор)

Проблема карбонатных коллекторов нефти и газа в последние годы приобрела крайне важное значение как у нас в стране, так и за рубежом. Возрастает число месторождений с карбонатными коллекторами, увеличивается и добыча нефти и газа из подобных залежей. В нашей стране имеются потенциальные резервы нефтяных и газовых залежей, приуроченные к карбонатным коллекторам, как в новых районах, так и в старых, где ранее недооценивали перспективы нефтеносности карбонатных пород

Подавляющее число публикаций по проблеме карбонатных коллекторов, как правило, имеет описательный характер Они в основном посвящены изложению кратких сведений о геологическом строении карбонатных пород-коллекторов, их литолого-петрографических характеристиках и весьма скудных данных о физических и коллекторских свойствах Такие публикации известны по ряду месторождений нефти и газа, приуроченных к карбонатным породам-коллекторам Тимано-Печорской провинции, Волго-Уральской области, Днепровско-Донецкой впадины, Прикаспийской области и других районов Советского Союза К некоторым из указанных работ мы по мере надоб ости будем обращаться

Многими исследователями особое внимание уделяется вопросам моделирования, классификации и методике исследований карбонатных пород-коллекторов Эти вопросы являются, как известно, кардинальными как при определении типа коллектора, так и при выяснении закономерностей его размещения по разрезу и особенно в пространстве Естественно, следствием такого подхода является прогнозирование вероятного распределения различных типов карбонатного коллектора на рассматриваемых территориях (площадях)

Главным при прогнозировании является моделирование типа коллектора, основанное на трансформации известных данных о нем по смежным площадям с соответствующими поправками на вероятные изменения литолого-фациальных и тектонических

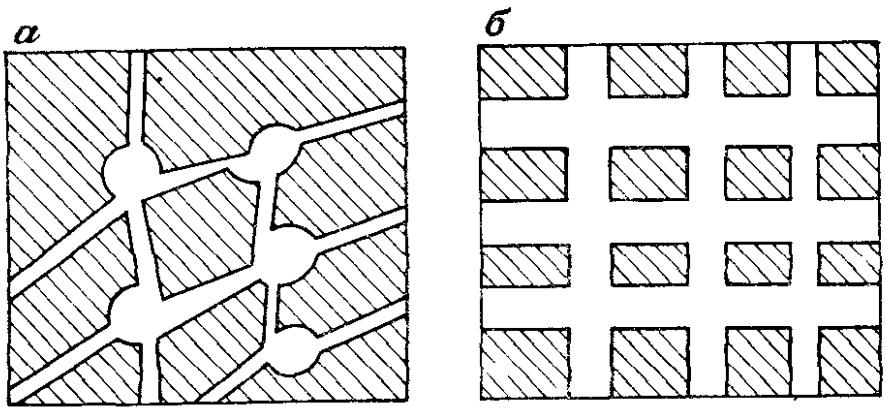


Рис. 30 Модель строения порового пространства низкопроницаемых карбонатных (*а*) и терригенных (*б*) коллекторов [14]

Незаштрихованное — пустотные пространства

условий. При оптимизации выбора путей решения этой задачи могут быть избраны несколько моделей типа карбонатного коллектора. В процессе исследования (прогнозирования) ведущее место будет принадлежать той модели карбонатного коллектора, которая отвечает относительно реальным условиям аккумуляции и фильтрации в нем нефти и газа.

Карбонатные трещиноватые породы-коллекторы ввиду резкой неоднородности и сложности строения являются далеко не благодарным объектом для моделирования. За последние 20—25 лет известны многие примеры просчетов при определении их параметров к подсчету запасов нефти (газа). Эти примеры свидетельствуют о том, что мы, по существу, находимся еще на пути к решению этой проблемы, хотя многое в этом направлении уже сделано.

Правильное представление о строении карбонатной породы-коллектора на примере пермских нефтяных месторождений дано в работе [14]; оно отражено на модели (рис. 30). Для сравнения показана также модель порового коллектора. Здесь справедливо обращено внимание на то, что карбонатные породы проявляют в целом равные свойства как в аккумуляции флюидов, так и в изоляции их залежей. Эта особенность карбонатных пород выражается в том, что они могут служить и коллекторами и покрышками.

Такое свойство карбонатных пород обусловлено в основном большим разнообразием постседиментационных процессов, в том числе трещиноватости, особенно интенсивно протекающих в них в условиях консолидации. Под влиянием этих процессов резко и по-разному изменяется структура емкости карбонатных пород.

При изучении карбонатных пород-коллекторов нефти в межсолевых отложениях Припятской впадины К. М. Обморышев [1975 г.] подтверждает ранее установленные выводы о наличии в карбонатных трещиноватых породах двух систем проницаемостей (блоковой и межблоковой), из которых последняя (межблоковая — трещинная) в основном обусловливает притоки нефти к забою скважины.

Здесь, следуя существующим представлениям [61], правильно оценена роль микротрещин (с раскрытостью в десятки микрометров), соединяющих полости выщелачивания, как штуцеров на пути фильтрации нефти в призабойной зоне скважины.

О ведущей роли микротрещин в процессах фильтрации флюидов в трещинном коллекторе свидетельствуют данные гидродинамических исследований. Гидродинамическими расчетами доказано, что «обильные притоки нефти и газа в трещинном коллекторе могут обеспечиваться широко развитой системой микротрещин, раскрытие которых не превышает 100 мкм» [89].

Ниже обратимся к некоторым другим опубликованным данным по проблеме карбонатных коллекторов.

Так, по данным [37] при построении прогнозных карт карбонатных пород-коллекторов, и особенно для их сложных (смешанных) типов (порово-трещинных, трещинно-поровых), важно учитывать особенности распределения по площади параметров трещиноватости (в первую очередь густоты трещин). Необходимо отметить, что подавляющее большинство исследователей, предпринявших попытки составления разного рода прогнозных карт карбонатных коллекторов, не учитывало параметры трещиноватости, хотя их надобность во многих случаях вполне очевидна.

Некоторые исследователи отрицают какую-либо связь между распределением трещиноватости горных пород и структурным планом поднятий, другие полагают, что план распределения тектонической трещиноватости (например, в мезозойских породах Западной Сибири) всецело обусловлен разрывной тектоникой. Однако они вынуждены признать, что зоны тектонической раздробленности горных пород локализуются на узких участках (у плоскости разрывов) и их влияние на пространственное размещение коллекторов незначительно.

Исследования закономерностей распределения по площади пород-коллекторов проводились преимущественно для терригенных пород. И это естественно, так как степень их изученности более высокая, чем карбонатных пород. Однако методические приемы, принятые при этих исследованиях, могут быть полезны и при изучении карбонатных коллекторов.

Так, например, Л. А. Краснопольская [1972 г.] предлагает использовать коэффициент неоднородности, представляющий собой соотношение пород-коллекторов и неколлекторов внутри рассматриваемого стратиграфического интервала (на примере горизонта XII на Мубарекском поднятии в Средней Азии). Этот коэффициент устанавливается в результате статистической обработки кривых ПС (спонтанной поляризации). С помощью указанного коэффициента были построены карты неоднородности, на которых, в частности, видно, что с увеличением песчанистости коэффициент неоднородности уменьшается. К сожалению, исследованиями не выяснено, чем же обусловлена неоднородность горных пород, так как особенности кривой ПС могли быть вызваны различными причинами или их совокупностью.

Изменения коллекторских свойств в карбонатных породах имеют сложный характер. Установить их подлинную причину обычно крайне затруднительно.

Так, исследования В. Д. Викторина и Н. А. Лыкова [1975 г.], проведенные на Осинском месторождении (Тимано-Печорская провинция), показали, что данные о пористости и проницаемости палеозойских карбонатных пород-коллекторов, полученные путем статистической обработки, оказались недостоверными. Дополнительными исследованиями установлено, что пористость продуктивных пластов на самом деле в 1,5 раза выше ранее принятого среднестатистического значения, а проницаемость составила $225 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 против 1. Эти данные вынуждают «осторожно» обращаться с материалами статистики. Они, очевидно, нуждаются в контрольных проверках Следует учесть, что неоднородность

коллекторских свойств карбонатных пород в основном обусловлена условиями седиментогенеза в соответствующих литофациальных обстановках. В современном состоянии карбонатный коллектор формируется под влиянием вторичных постседиментационных (главным образом эпигенетических) изменений и неотектонических деформаций (тектоническая трещиноватость).

Некоторые исследователи [Марьенко Ю. И., 1974 г.] справедливо указывают, что литофациальная зональность при оценке неоднородностей карбонатных пород-коллекторов является одним из основных факторов. Так, на примере двух месторождений (Речицкое, Осташковичское) они, руководствуясь этим принципом, составили карты литофаций, на основе которых были построены карты коллекторов с различной степенью их перспективности. Для Речицкого месторождения были выделены зоны различных типов трещинных коллекторов (трещинно-порово-каверновые, а также трещинные, вероятно, чисто трещинные). Однако как в тексте, так и на представленных картах отсутствуют какие-либо данные о параметрах трещиноватости, что вынуждает усомниться в достоверности выделения указанных типов коллекторов.

Кстати, эти исследователи без должных оснований пользуются термином «открытая пустотность», не объясняя, какое содержание вкладывается в этот термин и какими методами определяется эта «открытая пустотность». Нуждается также в объяснении термин «полупромышленный коллектор». Является ли он синонимом термину «полуколлектор» (предложение М. К. Калинко)? И какое практическое значение имеет такой «полупромышленный коллектор» («полуколлектор»)?

Принципиальное значение имеет вопрос о том, какой схемой классификации коллекторов руководствуется исследователь.

В качестве примера укажем на не совсем удачную классификацию трещинных коллекторов нефти и газа, приведенную в работе Г. Д. Георгиева [1972 г.]. Им выделено три группы трещинных коллекторов:

1) трещинно-карстовые (подгруппа чисто трещинных и трещинно-карстово-каверновых). Нефть и газ только во вторичных пустотах. Малая пористость и малая проницаемость;

2) трещинно-поровые. Межзерновая проницаемость меньше трещинной проницаемости. В трещинах основные запасы нефти и газа;

3) смешанные. Нефть в одинаковых количествах содержится в первичных порах блоков и во вторичных пустотах (каверны, стилолиты, карстовые пустоты, трещины).

В этой схеме учитываются условия аккумуляции (в основном) и фильтрации. Однако в первой группе оказались почему-то чисто трещинные и трещинно-карстово-каверновые коллекторы, хотя условия фильтрации и аккумуляции флюидов в них принципиально различны.

Так, в чисто трещинном коллекторе нефть (газ) содержится в основном в трещинах, а двухфазная фильтрация осуществляется в единой системе фильтрационных каналов (трещин) и процессы нестационарной фильтрации определяются значениями трещинной проницаемости $K_т$ и трещинной пористости $m_т$. По указанным признакам чисто трещинный коллектор, согласно [61], относится к классу простых коллекторов.

В трещинно-карстово-каверновом коллекторе нефть (газ) содержится в основном в межзерновых порах; дополнительной емкостью в этом коллекторе являются пустоты выщелачивания (каверны, карстовые пустоты) и трещины. Двухфазная фильтрация характеризуется обменом фазами между поровой и трещинной средами коллектора, а процессы нестационарной фильтрации определяются значениями трещинной проницаемости и межзерновой пористостью. В этом коллекторе трещинная проницаемость, как правило, значительно больше (на несколько порядков) межзерновой проницаемости.

Возражение встречает также заключение Г. Д. Георгиева о том, что в трещинно-поровых коллекторах основные запасы нефти и газа содержатся в трещинах. Выше было указано, что такой коллектор следует именовать чисто трещинным. Трещинно-поровый же коллектор относится к классу сложных

(смешанных) коллекторов, в которых нефть (газ) содержится в основном в порах матрицы. Дополнительной емкостью в них служат пустоты вторичного происхождения (каверны, карстовые пустоты, стилолиты и трещины).

Укажем, что определение значений трещинной пористости промыслово-геофизическими методами, на которые ссылается Г. Д. Георгиев, не представляется возможным. Такой вывод был получен в результате интерпретации промыслово-геофизических данных изучения карбонатных коллекторов месторождений Вуктыл, Дурбе и Карабулак. Исследованиями [33], которые здесь проводились при помощи вероятностного математического моделирования, было установлено, что основное влияние на показания геофизических сигналов оказывает межзерновая пористость пород. Меньшее влияние на эти сигналы оказывают кавернозность и содержание нерастворимого остатка и совсем практически не влияет трещинная пористость.

Из приведенных данных видно, что еще пока несовершенны у некоторых исследователей представления о классификации коллекторов (в основном карбонатных). Естественно, что отсутствие данных о типах коллекторов и их обоснованного выделения затрудняет исследование пространственного размещения как в региональном плане, так и по площади локальных структур.

Известно, что некоторые физические параметры горных пород, в частности их плотность и акустические свойства, на локальных поднятиях часто изменяются как по площади, так и по разрезу. Эти изменения обычно обусловлены литофациальными условиями образования осадков. Разумеется, современный облик горных пород, а особенно карбонатных, и их физические свойства — это следствие постседиментационных преобразований, которым породы подвергались на протяжении всей геологической истории.

Важное практическое значение имеет вопрос об условиях распределения пористости карбонатных пород на локальных структурах. Для карбонатных пород-коллекторов это особенно важно, так как формирование емкости последних происходит в условиях взаимодействия факторов тектогенеза и литогенеза.

Такого рода исследования на локальных структурах Оренбургской области (разрез карбона) проводились, в частности, М. А. Политыкиной [85]. В методическом отношении задача сводилась к статистическому сопоставлению значений пористости и проницаемости по различным элементам структуры. Исследовались структуры различного происхождения: тектонические (Могутовское и Пономаревское поднятия) и конседиментационные (Бобровско-Покровская группа поднятий).

По результатам исследования было установлено:

— конседиментационные структуры при росте оказывали влияние на формирование пористости в период седиментации (на размещение типов карбонатных осадков). Первичное распределение типов осадков (пород) на структуре обусловило различную направленность и интенсивность вторичных процессов в постседиментогенезе;

— формирование емкости карбонатных пород связано с перерывом в осадконакоплении. Инфильтрационные воды вызвали процессы их выщелачивания и формирование вторичной пористости;

— различие в пористости пород на своде и крыльях структур обусловлено разной интенсивностью процессов выщелачивания пород;

— большие значения пористости и проницаемости на своде и крыльях тектонических структур связаны с большей тектонической активностью именно этих элементов

Рядом исследователей было показано, что поскольку литификация карбонатных осадков совершается преимущественно под влиянием химических и биохимических процессов, она происходит на малых глубинах. Этим она резко отличается от литификации терригенных осадков, которая осуществляется при их погружении на больших глубинах.

Согласно данным Ю. И. Марьенко [1974 г.], роль геостатического давления для литификации карбонатных осадков не является существенной. По особенностям процессов литификации карбонатные осадки он подразделяет на три группы.

1) остовы рифов, биогермов. Литификация происходит одновременно с накоплением осадков;

2) цементы — обычно карбонатные илы — раковин и их обломков и обломков карбонатных пород. Литификация замедляется в условиях увеличения содержания глинистого и органического веществ;

3) карбонатные илы (тонкое микрозернистое строение), повышенное содержание примесей (глинистое и органическое вещество). Высокая пористость и сильная обводненность. Относительно замедленная литификация.

Карбонатные осадки после литификации слабо поддаются уплотнению, вследствие чего они продолжительное время сохраняют первичную пористость. В быстро литифицирующихся осадках седиментационные межзерновые поры почти отсутствуют, зато для них характерны межагрегатные седиментационные поры. Формирование вторичной пористости наиболее успешно происходит в породах, обладающих первичной пористостью.

Некоторыми исследователями установлено [Килейко Е. С., 1974 г.], что причиной изменения плотности пород в сводах платформенных поднятий является тектоническая трещиноватость. Однако до сих пор не выяснено, какая же мера (степень интенсивности) трещиноватости обусловливает уменьшение (или увеличение) плотности пород.

Известно, что для конседиментационных поднятий Пермского Приуралья трещиноватость (судя по изменениям плотностей) усиливается в нижних толщах (несколько фаз тектонических движений) и уменьшается в верхней толще (заключительный этап складкообразования). Такая же закономерность в распределении трещиноватости (через плотность пород) отмечается и для структур «облекания» вследствие сходства условий их формирования.

На постседиментационных структурах интенсивность трещиноватости, судя по уменьшению плотности пород на сводах, свойственна верхним карбонатным толщам.

Восходящие тектонические движения обусловливают интенсивное выщелачивание (расширение трещин и образование карстовых полостей), затухание же этих движений приводит к «залечиванию» трещин. Поскольку эти процессы в соответствии с фазами тектонических движений повторяются, трещинообразование носит цикличный характер. Все указанные закономерности имеют качественное значение, поскольку количественная оценка распределения параметров трещиноватости горных пород часто отсутствует.

Некоторые аспекты методики изучения карбонатных коллекторов нефти и газа освещены в монографии К. И. Багринцевой [3]. Значительный интерес вызывает разработанная этим исследователем методика изучения структурных особенностей емкостного пространства, в том числе и трещиноватости, с помощью дефектоскопии (капиллярная пропитка люминофорами, определение акустических свойств и др.).

Почти одновременно с монографией К. И. Багринцевой была опубликована книга Г. М. Золоевой, Н. В. Фармановой, Н. М. Царевой и других [1974 г.] под названием «Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики». В ней рассмотрены современные методы изучения карбонатных коллекторов по данным промыслово-геофизических исследований, а также исследования подобных коллекторов в поверхностных и термобарических условиях. Объектами изучения у авторов служили девонские межсолевые отложения Белоруссии и верхнемеловые известняки Восточного Предкавказья.

Несколько ранее была опубликована фундаментальная работа А. М. Иванова [1976 г.], посвященная комплексному изучению карбонатных коллекторов нефти и газа. По данным исследования карбонатных пород девона и нижнего карбона нефтеносных районов Заволжья и Среднего Поволжья автором установлены минералогический состав пород и зональное размещение карбонатных коллекторов по отдельным стратиграфическим горизонтам.

Работы А. М. Иванова, К. И. Багринцевой, Г. М. Золоевой и других представляют значительный интерес, особенно в методическом отношении.

В литературе значительное место отводится вопросам классификации пород-коллекторов. Классификация карбонатных пород-коллекторов, как известно, осуществляется по различным признакам, чаще всего по типам пустот.

Примером такой классификации может служить предложение Ю. И. Марьенко [1978 г.], который при подразделении пустот карбонатных пород в общем случае руководствуется генетическим признаком. Все типы пустот он разделяет на две группы (по происхождению): первичные и вторичные. Первые из них, возникающие на стадии диагенеза, представлены порами и кавернами в водорослевых, онколитовых и доломитизированных известняках. Группа вторичных пустот (возникающих на стадии эпигенеза) характеризует все известные типы карбонатных пород с пустотами перекристаллизации и выщелачивания.

Трещины в карбонатных породах в свою очередь по происхождению подразделяются им на литогенетические (седиментационные) и тектонические. Такая классификация хотя в целом может быть признана справедливой, однако по существу является односторонней, так как не учитывает условий фильтрации.

Иной подход к классификации карбонатных коллекторов нефти и газа предложили Ф. И. Котяхов и др. [1956 г.]. В основу классификации ими был положен критерий относительного содержания извлекаемых запасов нефти в межзерновых порах, кавернах и трещинах. В целом этими исследователями было выделено 12 типов коллекторов, основными из которых являются трещинный, каверновый, поровый и сложный типы В первом из них нефть содержится только в трещинах, во втором — только в кавернах и в третьем — только в порах. Остальные типы коллекторов представляют собой различные модификации сложного типа коллектора. Наименования сложных типов указывают на характеристику емкости рассматриваемого коллектора. Так, название «порово-трещинный» коллектор свидетельствует о том, что нефть (газ) содержится в межзерновых порах и трещинах, но с преобладанием извлекаемых ее запасов в трещинах; наименование же «каверно-поровый» коллектор указывает на содержание запасов нефти в кавернах и порах с преобладанием таковых в межзерновых порах.

Согласно Ф. И. Котяхову [1956 г.], в природных условиях пустоты в горной породе-коллекторе «могут быть представлены одновременно порами, кавернами и трещинами...». В связи с указанным карбонатный коллектор рассматривается в общем случае как коллектор «пористо-кавернозно-трещиноватый». А наличие в разрезе в отдельности поровых, каверновых и трещинных коллекторов рассматривается как частные случаи.

На наш взгляд, предлагаемая этими исследователями модель коллектора не отвечает реальным условиям хотя бы потому, что в природе мало распространены чисто каверновый и чисто трещинный коллекторы. Впрочем, в последующем тексте сообщается, что «ввиду важности раздельного определения емкости

пустот различного вида в связи с тем, что величина их нефтеотдачи различна, удобно коллектор рассматривать состоящим из трещин и матрицы, включающей в себя поры и каверны или только поры...». Из указанного видно, что Ф. И Котяхов в этой работе все же пришел к той модели карбонатного коллектора, которая была предложена еще в 1958 г. [62]

Как известно, в принципиальной схеме классификации коллекторов нефти и газа, опубликованной в 1969 г. [61], все коллекторы, в том числе и карбонатные, по фильтрационным и аккумуляционным свойствам подразделены на две большие группы — простые и сложные (смешанные) коллекторы. Первые из них представлены поровыми и чисто трещинными коллекторами, поскольку фильтрация (двухфазная) в них осуществляется в единой системе фильтрационных каналов (поры или трещины), во вторых же фильтрация характеризуется обменом фазами между поровой и трещинной составляющими коллектора. Сложные или смешанные коллекторы являются наиболее распространенными в природных условиях. Относительное преобладание тех или иных пустот в подобных коллекторах дает основание для дифференциации сложных коллекторов по характеру емкостного пространства на соответствующие типы (порово-трещинный, порово-каверново-трещинный, трещинно-поровый и др.).

М И. Максимов [1975 г] в своей монографии, посвященной геологическим основам разработки нефтяных месторождений, при классификации пород-коллекторов руководствуется в основном принципиальной схемой классификации коллекторов нефти и газа [61]. Но, рассматривая литологический состав пород-коллекторов и геологические условия их распространения, а также условия фильтрации, автор почему-то опустил критерий «условия аккумуляции».

В монографии в целом излагаются несколько устаревшие представления о емкости и проницаемости чисто трещинных коллекторов, согласно которым в межзерновых порах матрицы «залегает только вода, а нефть содержится в трещинах». В качестве примеров указываются месторождения Карлинское, Кинзебулатовское, Карабулак-Ачалуки, Заманкул, Малгобек и др.

Согласно существующим представлениям [24], трещины — это разрывы горных пород, перемещения по которым либо совершенно отсутствуют, либо имеют незначительные размеры. Трещины разделяют горные породы своими плоскостями (поверхностями) на серии блоков. Отсюда объемное понятие «блоки пород» означает участки пласта (слоя), ограниченные разрывами (трещинами).

Блоки горных пород относительно малых размеров (порядка нескольких кубических сантиметров), ограниченные микротрещинами, выделяются при исследованиях коллекторов нефти и газа на нефтегазоносных площадях [62].

Как известно, согласно современным данным нефть содержится не только в трещинах, но в основном в порах блоков карбонатной породы. Те и другие составляют общую взаимосвязанную гидродинамическую систему, в которой поры матрицы (блоков) «питают» трещины нефтью, а трещины — призабойную зону скважин. Фильтрация этой системы в основном обусловлена трещинной проницаемостью.

Пока нет еще универсальной общепризнанной классификации карбонатных трещинных пород-коллекторов, что можно объяснить как поразительным структурным разнообразием последних, так и отсутствием должных знаний об их генезисе. Сомнительно, чтобы в указанных сложных условиях можно было разработать унифицированную классификацию карбонатных коллекторов, пригодную для всех случаев практики. Да и есть ли надобность в этом?

Однако А. Д. Везирова и др. [1972 г.] тем не менее выдвигают идею создания универсальной классификации карбонатных пород-коллекторов, которая отвечала бы, по их мнению, всем требованиям практики поисков, разведки и разработки связанных с этими породами залежей нефти. Согласно представлениям этих исследователей, реализация такой идеи потребует, разумеется, выявления многих функциональных связей всех параметров карбонатных коллекторов и насыщающих их флюидов, а также геотектонических, гидрохимических и термодинамических условий. Такая задача выдвигается, однако ее выполнение неосуществимо не только потому, что потребуется огромный фактический материал, пригодный только для обработки с помощью ЭВМ, но в основном и потому, что сама идея создания универсальной классификации карбонатных пород-коллекторов, как было указано выше, неправомочна, поскольку последние крайне неоднородны не только по составу и структуре, но и по физико-химическим характеристикам.

Все многообразие физических и коллекторских свойств карбонатных пород, разумеется, не может быть учтено никакой современной универсальной классификацией. Здесь может идти речь о принципиальной схеме классификации горных пород (в том числе и карбонатных) — коллекторов нефти и газа, в основу которой положены ведущие критерии (признаки), такие, как условия фильтрации и аккумуляции. Примером подобной классификации может служить упомянутая выше принципиальная схема классификации коллекторов нефти и газа, предложенная еще в 1962 г. и усовершенствованная в 1969 г. [61]. Пользуясь указанной классификацией и учитывая особенности строения рассматриваемой карбонатной толщи, можно в каждом конкретном случае разработать местную классификацию.

До сих пор продолжает обсуждаться вопрос о емкости карбонатных пород и ее происхождении. В настоящее время большинством исследователей признается решающее влияние постседиментационных процессов на формирование емкости карбонатных пород. Считается, что объем вторичной пористости в них, образованной под влиянием постседиментационных процессов, в общем случае превышает емкость трещин в этих породах не менее чем в 10 раз.

Так, по данным А. Д. Везировой и др. [1972 г.], на месторождении Каратай (Средняя Азия) вторичная пористость карбонатных пород колеблется от 3 до 10 %, а трещинная пористость составляет 0,5—2 %. На месторождении Карабулак-Ачалуки (скв. 100) эти параметры оцениваются в 1,15 и 0,19 %. Однако как по месторождению Карабулак-Ачалуки, так и по Каратаю указанные значения вторичной пористости, и в особенности трещинной пористости, явно преувеличены.

Эти же исследователи предлагают по признаку типа емкости карбонатные породы подразделить на три группы: 1) преимущественно первичная емкость;

2) преимущественно вторичная емкость; 3) ни один из видов емкости не является преобладающим.

Соответственно они различают следующие «виды» карбонатных коллекторов: трещинный (осложненный кавернами и другими полостями), который развит в верхнемеловых отложениях Восточного Предкавказья, в мезозойских и палеогеновых отложениях Средней Азии; трещинно-поровый, развитый в башкирском и турнейском ярусах Куйбышевской и Оренбургской областей: кавернозный или трещинно-кавернозный, характеризующий межсолевые и подсолевые отложения Белоруссии (месторождения Речицкое, Осташковичское и др.); порово-кавернозный, типичный для рифогенных образований Юго-Восточной Башкирии (Ишимбаевский район); комбинированный, развитый в отложениях намюра Урало-Поволжья и среднего карбона Тимано-Печорской области (Вуктыл, Усинское и другие месторождения).

В основе предлагаемых рекомендаций по оценке емкости карбонатных коллекторов лежат искаженные представления о модели карбонатного коллектора. Внешне предлагаемая классификация карбонатных пород-коллекторов напоминает принципиальную схему классификации коллекторов нефти и газа [61]. Из нее (и из других источников) заимствованы вся терминология (трещинная пористость и др.) и наименования типов коллекторов (порово-трещинный, трещинно-поровый и т. д.), впервые опубликованные еще в 1958 г. [62].

Предлагаемая классификация, на наш взгляд, представляет собой неудачную попытку систематизации известных данных по этому поводу, так как критерием оценки карбонатных коллекторов взята только емкость в отрыве от условий фильтрации. В этом и заключается основной недостаток как указанной схемы, так и других подобных.

Из опубликованных в последние годы работ, касающихся проблемы трещинных карбонатных коллекторов, обращает на себя внимание монография Е. С. Ромма [89]. Она выделяется новым подходом к рассмотрению фильтрующих трещиноватых и трещиновато-пористых сред, который характеризуется комплексностью гидродинамических, геологических и геофизических исследований. Такое направление оказалось весьма перспективным и плодотворным. В данном случае произошел как бы симбиоз двух самостоятельных наук — механики (теории фильтрации) и геологии. Несмотря на то что в теории фильтрации существуют свои специфические задачи и соответствующие методы их решения, благодаря указанному «союзу» геологам (и геофизикам) представляется возможность ставить и решать задачи, немыслимые без теории фильтрации. В то же время такой подход нацеливает физиков-гидродинамиков на решение ряда фундаментальных и прикладных вопросов теории фильтрации, имеющих важное значение при поисках и разведке залежей нефти и газа в трещинных коллекторах.

Такое сочетание подземной гидродинамики (с ее двумя сторонами — фундаментальной и прикладной) с геологией в данном случае нашло свое выражение в том, что некоторые основные закономерности в развитии трещиноватости, установленные визуальными геологическими наблюдениями, оказались полезными для постановки, а затем и для решения ряда гидродинамических задач по фильтрации в трещиноватых и трещиновато-пористых средах.

Так, данные о региональном и повсеместном развитии тектонической трещиноватости горных пород (а она является преобладающей), о «системности» тектонических трещин и т. д. позволили установить принципиальную возможность построения гидро-

динамических моделей трещиноватых сред, соответствующих реальным трещиноватым горным породам. Это стало возможным благодаря знанию законов движения жидкостей в отдельной трещине и наличию данных о параметрах трещиноватости.

Для наглядности приведем следующий пример. Так, в лаборатории физики пласта ВНИГРИ велись исследования фильтрации в анизотропных трещиноватых породах. Фундаментальным являлось написание тензора трещинной проницаемости, что является принципиально новым. Установлению тензорной природы проницаемости трещиноватой среды способствовали геологические данные о некоторых закономерностях развития трещиноватости в горных породах, и в частности, о распределении трещин в них по определенным системам, характеризующимся относительно постоянными значениями раскрытия трещин и их густоты.

Учет анизотропии при разработке залежей нефти и газа, приуроченных к карбонатным трещинным коллекторам, может быть полезен при установлении параметров сетки скважин и направления вытеснения жидкости. Прикладное значение этого исследования, вероятно, будет заключаться в возможности определения числа разведочных и эксплуатационных скважин и коэффициента нефтеотдачи, что, как известно, обусловливает экономические показатели эффективности разработки месторождения.

Даже такое, казалось бы, сугубо теоретическое исследование, как изучение движения жидкостей в сверхтонких щелях (микротрещинах), гидравлический радиус которых составляет доли микрометра, оказалось весьма важным для понимания механизма фильтрации и отдачи флюидов в малопористых карбонатных трещинных коллекторах, что соответственно позволяет объективно оценивать эффективную пористость коллектора.

Известный интерес представляют существующие воззрения о взаимосвязи между дизъюнктивными дислокациями (всех рангов) и трещиноватостью горных пород. Некоторые геологи полагают, что сначала образуются дизъюнктивные разрывы и далее под их влиянием зоны трещиноватости. Эти тривиальные представления в последние годы подвергаются пересмотру, так как специальные наблюдения над соотношениями этих двух типов структур горной породы показывают, что трещины имеют более древние заложения. Многочисленные фактические данные показывают, что время образования тектонической трещиноватости относится к самым ранним стадиям тектогенеза.

Распространено мнение, что разломы контролируют размещение коллекторов нефти и газа. Меж тем известно, что максимумы трещиноватости часто оказываются размещенными вдали от дизъюнктивных дислокаций. Однако в тех случаях, когда интенсивность трещиноватости возрастает у этих дислокаций, максимумы трещиноватости представляют собой сравнительно узкую приразломную зону «оперяющих» трещин, которая не имеет значительного интереса как зона коллекторов.

Трещиноватость обновлялась (оживлялась, подобно разломам) с развитием геологической структуры Земли, но постоянно сохраняла в целом свои ориентировки в пространстве.

Связи между трещиноватостью (тектонической) и разломами рассматриваются рядом исследователей, занимающихся карбонатными коллекторами. Как правило, закономерности, устанавливаемые при рассмотрении этих связей, покоятся на косвенных данных (сейсмические данные, общегеологические предпосылки при отсутствии фактических данных по измерению параметров трещиноватости). В результате полученные выводы имеют качественный характер.

Так, указывается, что в Мургабской впадине карбонатные отложения в разрезах апта и неокома сильно нарушены микро- и макротрещинами и являются хорошо проницаемыми на структурах, расположенных в зоне Байрам-Алийского разлома (структура Байрам-Али, Северный Байрам-Али, Майская). Это позволило сделать вывод о том, что эти карбонатные отложения в сравнительно узкой приразломной зоне в результате влияния разлома стали интенсивно трещиноватыми в отличие от тех же отложений на структурах, расположенных вдали от разлома.

Карбонатные отложения распространены на территории Амударьинской впадины в определенных зонах и образуют три типа разреза с коллекторами: 1) порово-трещинными, 2) порово-каверновыми и порово-трещинными (при преобладании последних), 3) порово-каверновыми. Первый тип разреза распространен в тектонически активных зонах Амударьинского и большей части Бухарского разломов непрерывного развития. Область распространения второго и третьего типов разреза в основном приурочена к Каракульскому прогибу между указанными разломами и прослеживается далее в юго-восточную часть Мубарекского блокового поднятия и на северо-запад к Гугуртли и Кошабулаку. Обращает на себя внимание приуроченность к центральной части Каракульского прогиба порово-кавернового типа коллекторов. Такая зональность, по-видимому, обусловлена активным воздействием на карбонатные породы высокоминерализованных агрессивных пластовых вод, движение которых в юрском гидрогеологическом комплексе следует от Амударьинской и Бухарской тектонических ступеней, а также присутствием рифовых массивов келловей-оксфордского возраста, установленных на некоторых локальных поднятиях этого прогиба.

В целом формирование того или иного типа карбонатных коллекторов в Амударьинском регионе определяется тектоническим (трещиноватость пород), гидрогеологическим (кавернозность пород) и литологическим (состав пород) факторами.

На Северо-Восточном Кавказе по результатам полевых геологических наблюдений и дешифрирования аэрофотоснимков, выделена крупная субмеридиональная зона интенсивной трещиноватости в верхнемеловых пелитоморфных известняках и в оолитовых известняках раннебаррем ского возраста, совпадающая с поперечным Сулакским региональным разломом Северо-Восточного Кавказа [90].

Предполагается, что возникновение этой зоны повышенной трещиноватости карбонатных пород обусловлено поперечным разломом, активно проявляющимся в настоящее время, о чем свидетельствуют пересечения трещинами современной осыпи пород на северо-восточном крыле Аракмеэрской антиклинали.

Платформенные районы Предкавказья также характеризуются наличием поперечных и продольных зон повышенной трещиноватости в верхнемеловых карбонатных отложениях. Последние обладают сравнительно низкой пористостью (3—9 %). В верхнемеловых отложениях установлены значительные скопления нефти и газа, что позволяет предполагать широкое развитие тектонической и диагенетической трещиноватости, которая способствует развитию трещинной проницаемости и пустот вторичного происхождения. Зоны повышенной трещиноватости выделяются в отложениях маастрихта, турона—коньяка, в несколько меньшей степени в отложениях сантона и дата. Наибольшая трещиноватость приурочена к сводовым частям структур, зонам крутых перегибов слоев и зонам разрывных нарушений. Если в первых двух случаях зоны повышенной трещиноватости имеют сравнительно локальное развитие, то вдоль региональных

разломов происходит образование крупных зон повышенной трещиноватости, протягивающихся на сотни километров.

В пределах Скифской плиты выделен ряд крупных зон повышенной трещиноватости верхнемеловых отложений, ориентированных в субмеридиональном и субширотном направлениях и приуроченных к региональным разломам, осложняющим строение Центрального и Восточного Предкавказья. Субмеридиональная зона повышенной трещиноватости верхнемеловых пород протягивается по восточному и юго-восточному склонам Ставропольского свода, захватывая Кучерлинскую, Мирненскую, Янкульскую, Терновскую и другие структуры. Густота трещин меняется здесь от 60 до 172 $м^{-1}$, тогда как в стороне от этой зоны она не превышает 40 $м^{-1}$.

Несколько зон повышенной трещиноватости верхнемеловых пород субширотного простирания выделяется в Восточном Предкавказье, в центральных районах Прикумской группы поднятий и в районах южного склона платформы. Густота трещин составляет здесь 60—314 $м^{-1}$, в стороне от них она не превышает 40 $м^{-1}$. Причем увеличение трещиноватости наблюдается в ареале южных субширотных разломов непрерывного развития: Краевого (314 $м^{-1}$), Каясулинского (134 $м^{-1}$) и Ставропольско-Мектебского (86—88 $м^{-1}$).

Такое закономерное увеличение густоты трещин в зонах южных разломов может быть объяснено большой активностью последних в послемеловое время и, следовательно, большей степенью воздействия их на карбонатные породы верхнего мела.

На Скифской плите карбонатные отложения встречаются также и в триасовом комплексе. Причем в зонах разломов степень трещиноватости увеличивается. Так, на Закумской площади отмечено увеличение трещиноватости в известняках триаса, из которых получены притоки нефти.

Связь зон повышенной трещиноватости («оперяющие трещины») карбонатных пород с разломами прослеживается и по некоторым районам древних платформ. Это отмечается, например, по Вуктылскому газоконденсатному месторождению. Складка осложнена крупным взбросом, проходящим по западному крылу, с амплитудой по каменноугольным отложениям от 600 м на севере до 800—1100 м на юге. В зоне сброса, которая захватывает сводовую и западную части структуры, отмечается наибольшая «оперяющая» трещиноватость продуктивных известняков карбона.

Трещиноватость горных пород является столь широко распространенным геологическим явлением, что исследование любого факта, связанного с горной породой, невозможно осуществить без учета параметров трещиноватости. Несмотря на такую большую значимость фактора трещиноватости горных пород, исследования по этой проблеме, к сожалению, никем не координируются. Публикации по результатам этих работ в периодической печати редко появляются. В большинстве случаев эти данные освещаются лишь в ведомственной печати, благодаря чему они часто остаются недоступными для широкого круга специалистов.

Значительный интерес вызывают результаты разработки методики экспериментального исследования процесса разрушения горных пород при неравномерных объемно-напряженном состоянии и температурах применительно к проблеме карбонатных трещинных коллекторов.

В работе [74] указывается, что среди одновозрастных пород близкого литологического состава относительно большое изменение коллекторских свойств наблюдается в литологических разностях пород с меньшей исходной пористостью. Такой вывод может вызвать сомнения. Полученные данные, как будто, говорят о том, что чем больше первоначальная пористость, тем больше уплотняются породы на глубине.

Авторы работы [74], интерпретируя результаты экспериментальных данных по прочности и модулю упругости, исходят из правильных посылок. Так, они справедливо считают, что интенсивность трещиноватости должна возрастать при уменьшении прочности, пластичности и увеличении упругости горной породы. Значительный интерес вызывает вывод о том, что «отсутствие трещиноватости в породах-покрышках или меньшее ее развитие связаны главным образом с особенностями их упругой и пластической деформации, а понижение их прочности оказывает меньшее влияние на суммарное значение трещиноватости».

Среди ряда исследователей, в том числе и из НИПИнефть (г. Волгоград) в свое время было распространено мнение о том, что керн из скважины отбирается только из плотных пород, а из «пористых пород» не поднимается. Отсюда и делали заключение об «отсутствии необходимого керна».

Такие представления как бы были призваны ориентировать геологов на то, что ожидаемые пласты-коллекторы в рассматриваемых разрезах карбонатных толщ (в Волгоградской области, в частности, продуктивные толщи девона и карбона) представлены не плотными разностями, а только рыхлыми [68].

Эти представления несколько устарели, так как в настоящее время уже известно много данных о том, что плотные (а иногда весьма плотные) карбонатные породы благодаря специфической структуре порового пространства и широко развитым в них системам микротрещин, представляют собой хорошо проницаемые резервуары-коллекторы.

Примеры того, что в мощных карбонатных разрезах выделяются отдельные горизонты высокопроницаемых (коллекторы) и низкопроницаемых (покрышки) пород, известны для верхнего мела Северного Кавказа (и в других районах). И это вполне естественно, так как мощная карбонатная толща не может быть литологически однородной как по разрезу, так и по площади. Совокупность литологического и тектонического факторов по-разному сказывается на характеристике параметров трещиноватости, и по этим причинам мощные толщи карбонатных пород могут состоять из коллекторов и покрышек.

Неудовлетворительную оценку часто получают известняки с межзерновой проницаемостью $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и менее. Не принимают во внимание, что трещинная проницаемость этих же пород будет неизмеримо больше, а емкость их возрастет, если будут учитываться вторичные пустоты выщелачивания. По указанным причинам в Волгоградской области в свое время были снижены перспективы алатырского и рудкинского горизонтов (пористость межзерновая 2 %, известняки «плотные»), оказавшихся в последующем продуктивными.

В рассматриваемой проблеме карбонатных пород-коллекторов по существу все основные аспекты пока разработаны лишь в первом приближении.

Из приведенного обзора состояния изученности этой проблемы, однако, видно, что некоторые вопросы получили принципиальное решение. К ним относятся прежде всего вопросы модели-

рования карбонатного пласта-коллектора. Большинством исследователей в настоящее время признается наличие в сложных типах карбонатных пород-коллекторов двух систем проницаемости (блоковой и межблоковой). Сравнительно успешно разрабатываются региональные схемы классификации карбонатных коллекторов, в основу которых положены критерии условий емкости и фильтрации.

Однако некоторые вопросы этой проблемы еще нужно разрабатывать. Наиболее важными из них являются методические разработки по установлению закономерностей пространственного размещения карбонатных пород-коллекторов сложных (трещинных) типов. Такие исследования, совершенно необходимые для целей прогнозирования как в региональном плане, так и для локальных площадей (структур), возможно осуществить лишь с соблюдением принципа комплексности. Здесь должны быть привлечены кроме традиционных геологических и литолого-петрографических методов исследований широкий комплекс методов промысловой геофизики, промыслово-геологических исследований, лабораторных исследований по нефтенасыщенности и нефтеотдаче, методы гидродинамических исследований и методы изучения параметров трещиноватости с обязательным участием элементов математической статистики.

Попытка решения указанных задач при помощи одного (двух) методов, как это часто практикуется, может только отдалить получение ожидаемых результатов.

ГЛАВА II. МЕТОДИКА И ПРАКТИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Вопросам методики исследования карбонатных трещинных коллекторов в литературе кроме многочисленных статей в различных журналах за последние годы посвящено несколько фундаментальных работ. Так, в работе [92] по состоянию на 1973 г. была приведена сравнительно исчерпывающая информация о современном состоянии методических исследований, касающихся карбонатных коллекторов в области как геологических и литолого-петрографических, так и лабораторных и геофизических исследований.

Новым направлением в методических исследованиях карбонатных трещинных коллекторов явилось составление прогнозных карт, отражающих закономерности пространственного размещения [37]. Построение подобных карт базировалось на данных постседиментационных преобразований карбонатных пород, их пористости, проницаемости, карбонатности и параметров трещиноватости (густота трещин, трещинная проницаемость, трещинная пористость).

Такие методические фундаментальные исследования были выполнены для отдельных районов Тимано-Печорской провинции, Балтийской синеклизы, Терско-Сунженской области, Иркутского амфитеатра и для Сибирской платформы в целом.

О МЕТОДАХ ДЕФЕКТОСКОПИИ

Некоторые новые методы изучения структуры пустотного пространства карбонатных пород освещены в монографии [3]. Из известных методов неразрушаемого контроля — методов дефектоскопии (рентгеновский, электромагнитный, ультразвуковой, капиллярной пропитки и др.) — наибольшее применение получили ультразвуковой и метод капиллярной пропитки.

При применении ультразвукового метода используются импульсные дефектоскопы УЗИС-7, УЗДС-18 и УДМ-1М. По данным исследования динамической характеристики упругих волн получают информацию о трещиноватости горных пород (в том числе и карбонатных).

Лабораторными исследованиями керна горных пород установлено, что трещиноватые породы характеризуются резким уменьшением скорости распространения упругих волн и их неодинаковым затуханием.

К. И. Багринцева [3] предложила для оценки трещиноватости пользоваться коэффициентом относительной трещиноватости, представляющим собой отношение скорости ультразвуковых волн в породе, содержащей микротрещины, к скорости ультразвука в монолитной породе того же литологического состава, но лишенной трещин Перспективность этого метода дефектоскопии возрастает при его комплексном применении с другими методами изучения неоднородности карбонатных пород.

Установление надежных корреляционных связей между скоростью распространения упругих колебаний, пористостью и трещиноватостью при существующих методах определения скорости по существу невыполнимо, так как упругие свойства горных пород анизотропны и значения скоростей зависят от направления измерений. Надежная методика массовых измерений скорости, учитывающая это свойство, пока не разработана.

В связи с указанным Ю. И. Кузнецовым [1970 г.] был предложен способ определения скорости по образцам однотипных горных пород, позволяющий сопоставлять ее значения без учета направления измерений. Сущность этого способа заключается в том, что предлагается пользоваться некоторой скалярной величиной, характерной для данного образца, названной корреляционной скоростью. Показано, что для вычисления корреляционной скорости не обязательно иметь измерения по главным осям анизотропии. Ее значения без существенной ошибки можно исчислять по измерениям в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Поскольку при этом способе не требуются ориентация образцов и

предварительная пришлифовка граней последних, измерения могут быть массовыми и сам способ является экспрессным.

Указанным способом изучался разрез карбонатных пород верхнего мела по скв. 2 месторождения Серго-Кала (Дагестан). Здесь было установлено, что при определении скорости распространения упругих колебаний (или плотности) необходимо учитывать изменения литологического состава карбонатных пород и вводить в связи с этим соответствующие поправочные коэффициенты.

ОБ ЭФФЕКТЕ АНИЗОТРОПИИ

Как известно, анизотропия часто является одним из важнейших свойств трещиноватой горной породы, в том числе и карбонатной. Эффект анизотропии таких пород-коллекторов проявляется в том, что для них существуют главные направления фильтрации, вдоль которых проницаемость принимает свои экстремальные значения, последние могут отличаться друг от друга в десятки раз.

Указанная особенность таких пород заставляет по-особому подходить к разработке содержащихся в них залежей нефти и газа. Так, расстановка нагнетательных скважин при заводнении и выбор сетки эксплуатационных скважин должны быть обусловлены параметрами анизотропии.

В исследованиях ряда авторов часто выпадает из поля зрения анизотропность карбонатного коллектора, являющаяся наиболее важным свойством последнего. В настоящее время достаточно хорошо известно, что это свойство трещиноватых пород должно учитываться при определении направлений фильтрации [89, 92,]. В зарубежной литературе можно найти и примеры избирательного направления фильтрации [99], оказавшегося полезным для выбора рациональной системы размещения скважин и вторичных методов эксплуатации, направленных на увеличение нефтеотдачи пласта.

Существует несколько способов определения параметров анизотропии относительно фильтрационных свойств карбонатной трещиноватой среды. Одни из них представляют собой геологические наблюдения в обнажениях на дневной поверхности. При этих исследованиях устанавливаются характеристики трещиноватости, определяющие анизотропию среды и сохраняющиеся в благоприятных структурных условиях на глубине. Однако во многих районах возможности подобных наблюдений отсутствуют или крайне ограниченны.

Известны также промысловые методы определения параметров анизотропии. Однако эти методы требуют проведения трудоемких гидродинамических исследований скважин и могут быть эффективными только на достаточно разбуренных площадях.

В работе [84] указывается на перспективность использования сейсмокаротажа для изучения анизотропии трещиноватых сред, особенно в комплексном применении с геологическими и нефтепромысловыми методами.

Появление в свет ряда методических пособий [61 и др.] оказало существенное влияние на разработку местных региональных методик по изучению карбонатных трещинных коллекторов. Такие методические разработки были опубликованы лабораторией физики нефтяных коллекторов ВНИИнефти, Гипровостокнефтью (на примере Куйбышевского Поволжья), УкрНИГРИ (Предкарпатье), ВНИИгазом (Оренбургское месторождение) и др. Методика комплексных исследований карбонатных коллекторов нефти и газа на примере разреза палеозойских отложений Татарского свода (месторождения Ромашкинское, Новоелховское, Туймазинское и др.) приведена также в работе [44].

Как правило, в основу указанных региональных методических разработок положены (или учитываются) принципиальные положения методики исследования трещинных коллекторов, содержащиеся в работе [61]. Разумеется, в зависимости от местных условий в региональные методические разработки вносятся те или иные дополнения. Однако с некоторыми из них не всегда можно согласиться. Так, например, в работе [44] выделяются следующие типы карбонатных коллекторов (только по значению их пористости): 1) ниже 4,5 % — неколлектор, 2) 4,5—8 % — коллектор трещинный, 3) 8—12 % — гранулярный, 4) 10—15 % — каверново-гранулярный, 5) 15—20 % — гранулярно-каверновый, 6) 20—30 % — каверновый, 7) более 30 % — карстовый.

Для всех указанных типов карбонатных коллекторов проницаемость определяется в основном микротрещинами. Последнее заключение является, видимо, недоразумением, так как в приведенной классификации присутствуют поровый (гранулярный) коллектор и другие типы карбонатных коллекторов с высокими значениями пористости (от 15 до 30 %), для которых трещинная проницаемость не может являться доминирующей при фильтрации нефти или газа.

Сомнительным также является отнесение карбонатных пород с пористостью ниже 4,5 % к неколлекторам. В настоящее время известны многочисленные примеры по ряду месторождений нефти и газа как в нашей стране, так и за рубежом, в которых высокопродуктивные карбонатные коллекторы обладают низкой пористостью (порядка 2—3 % и менее). В целом такую классификацию карбонатных коллекторов, без учета условий фильтрации в свете современных данных нельзя считать совершенной.

В работе [44] высоко оценивается метод глубинного фотографирования стенок скважин. Однако известно, что авторы этого метода указывали на сложность выделения на фотоснимках открытых трещин, определяющих фильтрацию. Кроме того, плотность трещин по данным фотокаротажа, учитываемая в предложенной Ф. И. Котяховым и др. [1961 г.] формуле для расчета трещинной пористости, справедлива только при наличии одной системы горизонтальных трещин.

Почти одновременно с монографией [44] была опубликована серия методических разработок, о которых уже было упомянуто. Из них наиболее подробной является «Методика изучения карбонатных коллекторов и классификация карбонатных коллекторов и приуроченных к ним залежей нефти и газа», составленная применительно к месторождениям Куйбышевского Поволжья [60].

В этой работе основной акцент придается исследованиям, связанным с методикой подсчета запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах, а также с рациональной разработкой содержащихся в них залежей нефти и газа. Большое внимание здесь уделено проблеме повышения точности подсчета запасов. Значительное место занимает обсуждение такого критерия оценки запасов нефти и газа, как себестоимость 1 т последних.

Авторы справедливо указывают, что предлагаемые ими методы исследования «нельзя считать окончательными, они, безусловно, требуют усовершенствования...».

Многие из приведенных в этой книге методических разработок основываются на результатах исследований ВНИГРИ. Так, указывается, что «в настоящее время большое внимание уделяется изучению трещинных карбонатных коллекторов. К таким исследованиям, имеющим важное теоретическое и практическое значение, относятся в первую очередь работы коллектива научных сотрудников ВНИГРИ. Этой группой ученых ведутся многолетние исследования, в результате которых создана методика изучения трещинных карбонатных коллекторов...» [60, с. 4].

При обсуждении роли трещиноватости в формировании карбонатных коллекторов трещинных типов авторы часто отсылают читателей к методике [61]. Так, они указывают, что «изучение и описание трещин рекомендуется проводить по методике ВНИГРИ» [60, с. 46]; «определение параметров пористости и проницаемости подробно изложено в методических пособиях» (с. 47) и далее: «наиболее тщательно разработанной и, вероятно, лучшей классификацией такого типа для трещинных коллекторов является классификация ВНИГРИ...» (с. 112).

Эти лестные отзывы, однако, соседствуют с замечаниями о том, что метод шлифов «не дает представления об изменении коллекторских свойств трещиноватых карбонатных пород с глубиной и раскрытостью трещин на глубине» (с. 53), хотя ниже для указанных целей рекомендуется пользоваться именно этой методикой (?!).

В рассматриваемой работе, к сожалению, отсутствуют ссылки на методы исследования основных параметров (исходные объемы нефтегазонасыщенных пород в карбонатном трещинном коллекторе, пористость и методы определения, нефтегазонасыщенность и нефтеотдача) к подсчету извлекаемых запасов нефти и газа в трещинных карбонатных коллекторах и примеры их подсчета [99]. Между тем предлагаемая методика подсчета запасов благодаря оригинальности и принципиально новому подходу способствует пониманию особенностей строения трещиноватых карбонатных пород-коллекторов и процессов их нефтегазоотдачи.

Для геологов буровых контор, нефтегазоразведочных трестов УССР группой сотрудников УкрНИГРИ было составлено и опубликовано методическое письмо по исследованию керна трещиноватых пород-коллекторов [6]. Оно содержит соответствующую ссылку на то, что «основные теоретические положения науки

о трещинных коллекторах и методы их изучения разработаны коллективом геологов ВНИГРИ...». В предлагаемом письме содержится ряд усовершенствований методов изучения трещиноватых пород-коллекторов. Так, в частности, разработаны методика пропитывания пород бакелитовым лаком и изготовления пришлифовок, а также расчеты параметров трещиноватости путем применения номограмм и таблиц.

В периодической литературе и в других изданиях в последнее время также публиковались различные данные по методике исследований карбонатных коллекторов. В большинстве они имеют частный характер, освещая тот или иной вопрос рассматриваемой проблемы применительно к соответствующим региональным условиям. На некоторых из них остановимся ниже.

В 1978—1980 гг. во ВНИГРИ В. Н. Киркинской и другими была выполнена методическая разработка по приближенной оценке пространственного размещения потенциальных карбонатных коллекторов в карбонатных толщах венда и нижнего—среднего (амгинский ярус) кембрия на территории Сибирской платформы.

Исходными данными служили: 1) наличие в этих толщах залежей нефти и газа, 2) сравнительно низкие значения открытой межзерновой пористости (2—6 %) и газопроницаемости (сотые, десятые сто- и десятитысячные доли квадратных микрометров) карбонатных пород и 3) принадлежность карбонатных коллекторов венда и кембрия, как правило, к коллекторам трещинного типа (их проницаемость в основном трещинная, а емкость обусловлена различными сочетаниями межзерновых пор и вторичных пустот выщелачивания).

Было очевидным, что в указанных условиях для любых пространственных прогнозов рассматриваемых карбонатных коллекторов на Сибирской платформе построение карт пористости и проницаемости пород по данным лаборатории физики пласта (т. е. по данным межзерновой пористости и межзерновой проницаемости) является нецелесообразным. В этой связи общие закономерности пространственного распределения вендских и нижне-среднекембрийских карбонатных коллекторов в пределах Сибирской платформы были отражены на двух картах суммарного содержания потенциальных карбонатных коллекторов в разрезах соответствующих возрастных карбонатных толщ. Точки на этих картах отвечали разрезам отдельных скважин или сводным разрезам разведочных площадей (составленным по отдельным скважинам), единичные точки (на севере и северо-востоке платформы, где не было бурения) — разрезам по обнажениям. Для каждой точки указывалось: в знаменателе — общая мощность разреза, в числителе — суммарное содержание потенциальных карбонатных коллекторов в разрезе, по мощности (м) и в процентах.

Критериями выделения карбонатных коллекторов в разрезах служили данные: 1) о нефте, газо- и водопроявлениях при бурении, опробовании и испытании скважин; 2) о провалах инстру-

мента и поглощениях промывочной жидкости в процессе бурения; 3) о битумопроявлениях в керне; 4) промыслово-геофизические (в первую очередь данные радиоактивного каротажа, электро- и кавернометрии); 5) газокаротажные; 6) о повышенной пористости и проницаемости пород, полученные как в лаборатории физики пласта, так и методом шлифов.

При анализе полученных данных, нанесенных на карты, выяснилось, что в целом значения доли потенциальных карбонатных коллекторов в разрезах венда и нижнего—среднего кембрия колеблются от 0,3 до 20 %.

На картах были выделены зоны с различным суммарным содержанием в разрезах потенциальных карбонатных коллекторов. Эти зоны отвечали условно выбранным количественным градациям: 1) менее 5; 2) от 5 до 10 и 3) более 10 %.

В пространственном размещении выделенных зон наметились определенные закономерности. Последние контролируются совокупностью различных факторов, но в первую очередь палеогеографической и палеотектонической зональностью Сибирской платформы, выявленной для венда и нижнего—среднего кембрия [Киркинская В. Н., Полякова Г. А., 1975 г.; Киркинская В. Н. и др., 1975 г.].

Для получения представления о площадном распространении карбонатных коллекторов девонских отложений (саргаевский, семилукский и воронежский горизонты) в Припятской впадине группой исследователей [Марьенко Ю. И., 1974 г.] были составлены карты равных значений относительного содержания емкостных пород. В методическом отношении эти карты строились следующим образом. По каждой скважине выделялись интервалы залегания пластов-коллекторов, определялась их суммарная мощность $h_к$ и вычислялось содержание открытой пористости $K_о$ относительно общей мощности горизонта $h_г$ по следующему соотношению:

$$K_о = h_к/h_г \cdot 100\,\%.$$

Полученные результаты по указанным картам, разумеется, давали качественную оценку коллекторов, поскольку не учитывались различия в объеме пор и каверн. Исследованиями было показано, что в зонах глубинных разломов в рассматриваемом районе, а также вдоль поперечных сбросов происходит ухудшение коллекторских свойств карбонатных пород-коллекторов. Этот вывод, как известно, находится в противоречии с существующими традиционными представлениями, согласно которым в зонах разрывов фоновая трещиноватость увеличивается за счет приразрывных трещин в пределах узких зон и тем самым коллекторские свойства пород на этих участках улучшаются.

В условиях нефтяных месторождений Белоруссии (Осташковичское месторождение) при изучении карбонатных коллекторов межсолевых отложений сопоставлялись геофизические показания и данные по индикаторным кривым (метод установившихся

отборов), полученным после солянокислотных обработок Это сопоставление проводилось для прогнозирования коэффициента продуктивности.

Известно, что коэффициент продуктивности связан с коллекторскими свойствами пород-коллекторов через проницаемость. В условиях Белоруссии проницаемость определяется пористостью, остаточной водонасыщенностью, размерами пор и их извилистостью и глинистостью (метод естественного гамма-излучения). В целом было установлено, что значения коэффициента продуктивности, полученные по гидродинамическим расчетам и геофизическим показаниям, оказались близкими.

Для выделения коллекторов разных типов в девонских отложениях Днепровско-Донецкой впадины львовскими исследователями [Бортницкая В. М., Цепенюк Т. М., 1975 г.] при обработке аналитических данных о коллекторских свойствах пород был применен корреляционный анализ. Предварительно было установлено, что карбонатные породы рассматриваемого разреза могут быть коллекторами, если их пористость более 3—4 % и проницаемость более $0{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Такая оценка коллекторских свойств карбонатных пород, разумеется, сугубо условна, поскольку приведенные значения пористости и проницаемости никак не могут быть названы предельными. Указанным исследователям ведь должны быть известны залежи нефти и газа в той же Днепровско-Донецкой впадине, приуроченные к коллекторам с более низкими значениями пористости и межзерновой проницаемости.

Для определения эффективной пористости в карбонатных породах-коллекторах в свое время был предложен оригинальный метод В. И. Троепольского — Р. К. Тухватуллина [1963 г.], получивший широкое применение в практике лабораторных исследований.

О МЕТОДАХ ШЛИФОВ И ПРИШЛИФОВОК

При изучении трещиноватости пород палеогена Предкарпатского прогиба В. М. Бортницкая и Д. В. Кутовая [6] использовали методы микроскопического изучения микротрещин в шлифах [61], дополнив их методом аншлифов. Аншлифы (т. е. пришлифовки) дают возможность изучения параметров трещиноватости по шести граням образца; предварительное заполнение образца бакелитом исключает возможность образования новых трещин и увеличения раскрытости «старых» трещин в процессе изготовления пришлифовок

Изучение трещин на шести гранях образца прямоугольной формы позволяет исследовать характер пересечения трещин и степень их сообщаемости. В то же время предложенный метод имеет следующие недостатки:

1) пришлифовка исключает петрографическое изучение рассматриваемой породы;

2) заполнение трещин бакелитом, нагретым до температуры 30—90 °С, не дает возможности подвергнуть изучению содержащийся в трещинах битум;

3) из поля зрения при изучении аншлифов выпадают микротрещины с раскрытиями менее 10 мкм, так как трещины с раскрытиями в 7 мкм оказываются не заполненными бакелитом.

Известно, что метод шлифов является статистическим. В связи с этим при определении значений трещинной пористости, трещинной проницаемости и густоты трещин в расчетные формулы вводятся соответствующие пересчетные коэффициенты, обусловленные усреднением тригонометрических функций случайных углов встречи плоскостей шлифа и трещины.

При изучении же пришлифовок появляется возможность в каждом конкретном случае с достаточной степенью точности вычислить угол встречи аншлифа и трещины. Таким образом оказалось возможным выяснить правильность статистических предпосылок при решении задачи о пересчетных коэффициентах.

В. М. Бортницкая и Д. В Кутовая [6] установили хорошую сопоставимость результатов подсчета параметра трещинной проницаемости по двум формулам, одна из которых включает в себя коэффициент, рассчитанный теоретически, а другая — синус угла встречи трещины с плоскостью аншлифа в каждом конкретном случае. Расхождения в этих результатах не превышают 10 %. Вероятно, при большом количестве исследованных образцов это расхождение было бы меньшим.

Некоторыми исследователями предлагалось определять трещинную пористость следующим способом Вначале устанавливается значение пористости образца с трещиной, а затем образца без трещины, причем с использованием методики И. А. Преображенского [1931 г.]. Однако, как известно, эта методика обладает относительной погрешностью, которая обычно возрастает с уменьшением значений пористости. Поскольку искомое значение трещинной пористости является разностью двух значений (пористости образца с трещиной и без нее), погрешность ее определения должна превышать абсолютное значение измеряемой величины.

В этой связи вывод некоторых исследователей о том, что значение трещинной пористости, подсчитанное в шлифах и по аншлифам, в 2 раза меньше, чем определенное объемным методом, является ошибочным.

Весьма важен вопрос о стандартной площадке, которую некоторые специалисты предлагают выбирать на поверхности аншлифа до измерения трещины. Они утверждают, что использование стандартной площадки вместо всей площади шлифа или аншлифа вносит якобы элемент объективности в получаемые результаты. На самом деле густота (или плотность) трещин не зависит от размеров площади, на которой она измеряется, точно так же, как плотность не зависит от массы исследуемого образца вещества. Поэтому выбор стандартной площадки не только не устраняет элемент субъективности в измерениях, но и наоборот, при

определенных условиях вносит этот элемент. Действительно, если исследователь будет выбирать стандартную площадку так, чтобы на нее выходило наибольшее количество трещин, то он получит резко повышенные значения и трещинной проницаемости, и густоты трещин, и трещинной пористости.

Как известно, вероятность обнаружения трещины в образце при использовании приборов типа Келтона равна 0,12. Та же вероятность для метода шлифов уже достигает 0,84.

При оценке ошибок, даваемых методом шлифов, необходимо, как известно, рассматривать результаты измерений, где измеряемая величина (пористость, проницаемость) принимает случайные значения. В расчетах ряда исследователей это основное условие не соблюдается. Ими используются данные пористости и проницаемости по всей площади и по всему разрезу. Естественно, что в этом случае искомое значение пористости (проницаемости) будет колебаться не случайно (т. е. вне зависимости от метода и его точности), закономерно изменяясь по площади и по литологическим пачкам. Такой подход к исследованию точности метода шлифов является неприемлемым, а полученные результаты отнюдь не оценивают сам метод.

Для оценки точности метода шлифов целесообразно произвести все расчеты для образцов одинакового литологического состава, взятых в одинаковых структурных условиях.

ТЕРМИНОЛОГИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Как известно, важное теоретическое и практическое значение имеет терминология, касающаяся коллекторов нефти и газа, и в первую очередь карбонатных трещиноватых горных пород. Поскольку этот вопрос связан с проблемой классификации коллекторов, ясно и принципиальное его значение.

Геологическая и нефтепромысловая практика показывают, что все многообразие коллекторов нефти и газа в общем случае может быть подразделено на два больших класса, каждый из которых имеет свои характерные особенности, побуждающие применять совершенно различные методы поисков, разведки и разработки залежей, связанных с этими классами коллекторов.

Первый класс пород-коллекторов, как правило, характеризуется относительно высокими пористостью и проницаемостью, однородностью и изотропностью продуктивных пластов медленным и плавным падением пластового давления в процессе эксплуатации месторождения, практически невосстановимостью эксплуатационных скважин после их обводнения.

Второй класс коллекторов нефти и газа характеризуется признаками прямо противоположными. Так, пористость коллекторов второго класса незначительна и измеряется 3—5 % (и менее) при весьма низкой газопроницаемости; продуктивные пласты существенно неоднородны и анизотропны, начальное пластовое давление

быстро и резко падает после начала эксплуатации, а степень обводненности нефти (газа) в эксплуатационных скважинах строго зависит от темпов отбора жидкости.

Для второго класса коллекторов можно привести данные по газовому Вуктылскому месторождению, где в таких коллекторах емкость трещин и развитых по ним каверн составляет 0,09 % (по методу шлифов) или 0,01 % (по промысловым данным). Установлено, что насыщение газом межзерновых пор в пластах коллектора происходит при любых малых значениях (менее 1 %) пористости [99].

В явном противоречии с вышесказанным находятся приведенные в некоторых работах [например, 75] заключения о том, что межзерновые поры известняков верхнего мела Грозненского района с пористостью до 10 % являются водонасыщенными и нефти не содержат, и коллекторы нефти в этих высокопродуктивных карбонатных породах усматриваются в каких-то «зонах слабосцементированных пород».

Может оказаться, что два коллектора, принадлежащие к двум вышеуказанным различным классам, обладают одинаковым литологическим составом и даже равной пористостью и, однако, при всем этом они вследствие влияния фактора трещиноватости будут иметь совершенно различные свойства.

Результаты геологических, промысловых и гидродинамических исследований показали, что особенности этих двух больших классов коллекторов определяются условиями фильтрации жидкости. Если фильтрация осуществляется только по порам коллектора, то он будет относиться к первому классу, если же фильтрация в коллекторе происходит в основном по трещинам, он должен быть отнесен ко второму классу.

В этой связи естественно первую группу именовать коллекторами порового типа, а вторую — коллекторами трещинного типа. Если же фильтрация в коллекторе происходит одновременно и по порам, и по трещинам, такой коллектор целесообразно именовать коллектором смешанного типа. Таким образом, пористый карбонатный продуктивный пласт может быть коллектором как порового, так и трещинного или смешанного типа — в зависимости от того, какую роль играют в нем те или иные виды пустот в процессе фильтрации [61].

Вместе с тем любой коллектор может быть пористым, трещинным, каверновым по емкости, но эти качества не определяют тип коллектора и его место в классификации коллекторов. Применяемые некоторыми исследователями термины «пористый коллектор» и «трещиноватый коллектор» указывают лишь на структуру горной породы, слагающей продуктивный горизонт (пласт) коллектора, но ничего не говорят о процессах фильтрации и других факторах, определяющих его продуктивность.

Приведенные выше соображения не противоречат правилам и нормам литературного русского языка. Так, слова «пористый» и «трещиноватый» являются прилагательными, указывающими на свойства материала, из которого состоит предмет (пористая среда, трещиноватая порода). В то же время слова «поровый» и «трещинный» являются прилагательными, указывающими на какое-

либо отношение существительного к словам, образующим эти прилагательные (поровый — связан с порами, трещинный — связанный с трещинами).

Можно привести примеры указанному на определении следующих терминов [24]:

«трещинная зона» (но не «трещиноватая зона») — верхняя часть литосферы, где горные породы находятся под давлением, допускающим существование в них трещин;

«трещинное извержение» (но не «трещиноватое извержение») — извержение трещинного вулкана;

«трещинный вулкан» (но не «трещиноватый вулкан») — вулканический аппарат, имеющий вид зияющей трещины.

Нетрудно видеть, что во всех вышеперечисленных определениях слово «трещинный» имеет смысл «связанный с трещинами». Характеризуя коллектор, фильтрация в котором происходит в основном по трещинам, т. е коллектор, определенным образом связанный с трещинами, его необходимо именовать словом «трещинный», а не «трещиноватый».

В решениях Методической комиссии издательства «Недра» (21 июня 1965 г.) указываются следующие значения слова «трещинный» (коллектор): — «сделанный из трещины», «свойственный трещине», «содержащийся в трещине». Такое значение, приписываемое слову «трещинный», является неправильным, так как слово «трещинный» образовано из слова «трещина» при помощи суффикса «н», не имеющего того узкого значения, которое ему придается.

В этой связи можно, например, указать, что такие прилагательные, как «пивной» и «молочный», вовсе не указывают на то, что предмет сделан из пива или молока или содержится в пиве или молоке. Кстати, название известной книги А. В. Пэка «Трещинная тектоника...» [1939 г.] вовсе не свидетельствует, что тектоника «сделана» из трещин или «содержится» в трещинах. Как известно, трещинная тектоника — это тектоника, связанная с трещинами, с трещиноватостью горных пород.

Из всего вышесказанного следует, что наряду с известными терминами «трещиноватая горная порода» и «пористая среда» правомерно следует признать термины «трещинный коллектор» и «поровый коллектор». Эти термины, хотя и с известными затруднениями, но постепенно внедряются в редакционную и издательскую практику специальной литературы

Неопределенность в терминологии, применяемой при оценке роли пустот различного происхождения в горной породе-коллекторе, связана в основном с неясными представлениями о типах коллекторов и их строении. Надобность упорядочения терминологии, касающейся наименования различных типов коллекторов, давно назрела. В упомянутой ранее современной принципиальной схеме классификации коллекторов [61] по условиям фильтрации и аккумуляции, являющимся основными критериями их подразделения (и выделения их в разрезе), таковые образуют две большие группы — простые и сложные (смешанные) коллекторы. К первой группе коллекторов (простым) относятся как собственно поровые коллекторы, так и чисто трещинные, так как те и другие обладают одной-единственной системой фильтрационных каналов. Вторую группу сложных (смешанных) коллекторов составляют различные типы и подтипы трещинных коллекторов, подразделяемые в основном по признаку их емкости. Однако объединяют все типы (и подтипы) группы сложных (смешанных) коллекторов общие условия фильтрации — наличие двух сред: пористой (порово-кавернозной) и трещинной. Первая из них представлена блоками горных

пород (матрица), а вторая — трещинами, ограничивающими указанные блоки.

Наличием этих двух взаимосвязанных сред (как бы вложенных друг в друга) в одной горной породе и обусловлено наименование сложного (смешанного) коллектора. Отсюда следует, например, что отнесение известняков, емкость которых обусловлена в основном межзерновыми порами, а фильтрация — трещинами, к типу трещинно-поровых коллекторов, а известняков, емкость которых составлена межзерновыми порами и кавернами, а фильтрация — трещинами, к сложному (смешанному) типу, неправомерно. Неправомерность такого подразделения объясняется тем, что оба указанных типа коллекторов являются представителями группы сложных (смешанных) коллекторов. В обоих случаях фильтрация известняков обусловлена в основном трещинами. Отличаются они друг от друга лишь по характеристике емкости, и в рассматриваемом примере их следует именовать порово-трещинным (первый тип) и порово-каверново-трещинным (второй тип) типами группы сложных (смешанных) коллекторов.

Укажем, что такое терминологическое обозначение, хотя оно и не совершенное, однако имеет определенный генетический смысл. Так, наименование «порово-каверново-трещинный» коллектор свидетельствует, что емкость его представлена в основном межзерновыми порами и кавернами (подчиненное значение), а слово «трещинный» указывает на преобладающие условия фильтрации.

Мы привели примеры простейших случаев в практике выделения тех или иных типов группы сложных коллекторов. Однако опыт исследований показывает, что в подобных коллекторах условия фильтрации при сохранении в них ведущей роли трещин могут оказаться более сложными. Так, в том случае, когда трещинная проницаемость неизмеримо больше газопроницаемости (межзерновая проницаемость), процессы нестационарной фильтрации определяются трещинной проницаемостью и межзерновой пористостью. Такие условия фильтрации обычно свойственны трещинно-поровому типу сложной группы коллекторов. Литологически этот тип коллекторов представлен карбонатными породами и, реже, терригенными.

Могут быть встречены залежи в карбонатных породах-коллекторах, в которых трещинная проницаемость пород по своим значениям близка к поровой проницаемости. В этом случае процессы нестационарной фильтрации определяются поровой проницаемостью, межзерновой пористостью, трещинной проницаемостью и трещинной пористостью. Такие условия фильтрации свойственны порово-трещинному типу группы сложных коллекторов, представленному как терригенными, так и карбонатными породами.

Двухфазная фильтрация как для трещинно-порового, так и для порово-трещинного типов группы сложных коллекторов характеризуется обменом фазами между поровой и трещинной средами коллектора.

В этой связи можно указать, что некоторые исследователи [3] почему-то не усматривают разницы между трещинно-поровым и порово-трещинным типами группы сложных коллекторов. Меж тем в принципиальной схеме классификации коллекторов [61] видно, что процессы нестационарной фильтрации в трещинно-поровом типе коллектора определяются трещинной проницаемостью и межзерновой пористостью, тогда как в порово-трещинном коллекторе — поровой проницаемостью, межзерновой пористостью, трещинной проницаемостью и трещинной пористостью.

Эти типы коллекторов существенно различаются также и по характеристике процессов стационарной фильтрации. Так, в трещинно-поровом типе коллектора последние определяются только трещинной проницаемостью, а в порово-трещинном коллекторе — уже межзерновой и трещинной проницаемостями.

Нетрудно видеть, что для распознавания того или иного типа коллектора в разрезе, и главным образом представителей (типов) группы сложных (часто карбонатных) коллекторов, необходимо располагать количественными характеристиками их основных параметров. К таковым относятся межзерновые пористость и поровая проницаемость, трещинные пористость и проницаемость. Указанные параметры определяются лабораторными, промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями.

Вопрос о терминологии, применяемой при исследованиях трещинных коллекторов, как было уже указано выше, до сих пор, к сожалению, не упорядочен. Наглядным примером этому может служить термин «вторичная пористость». В настоящее время ему придается большое значение, и по существу термин «вторичная пористость» стал термином самого широкого пользования. Причем, в понятие его часто вкладываются различные содержания. Так, в работе В. М. Васильева [1966 г.] приводится сравнительное сопоставление значений «трещинной» (именуемой также «вторичной») пористости, определенной различными методами по ряду грозненских месторождений, для продуктивных пород верхнего мела. В указанном сопоставлении, как в зеркале, отражена противоречивость существующих представлений о содержании термина «вторичная» пористость и термина «трещинная» пористость. Прежде всего обращает на себя внимание тот факт, что значения трещинной пористости, определенные для продуктивных известняков верхнего мела месторождений Заманкула и Карабулака методом А. М. Нечая по промыслово-геофизическим данным, резко отличаются от таковых, установленных другими методами, значительно превышая их. Значения 1,4 % (Карабулак) и 2,05 % (Заманкул) свидетельствуют, что указанным методом определялась открытая пористость известняков, но отнюдь не их трещинная пористость.

Методом шлифов, как известно, определяется емкость самих трещин, и ее значения всегда будут неизмеримо меньше совокупности значений всех составляющих открытой пористости. Для рассматриваемых месторождений емкость трещин составляет соот-

ветственно 0,05 % (Карабулак) и 0,1 % (Заманкул). Совершенно очевидно, что эти значения никак не сопоставимы со значениями, определенными по методу А. М. Нечая.

Рассмотрим значения «трещинной» пористости, полученные по методикам Ф. И. Котяхова и В. Н. Майдебора (по анализу индикаторных кривых). Для вышеназванных двух месторождений они колеблются от 0,25 до 0,26 %. Судя по этим данным здесь-то, очевидно, и определялась указанными методами вторичная пористость известняков, составленная не только емкостью самих трещин и их расширениями (каверны), но также вторичной пористостью межзерновой среды (матрицы) призабойной зоны.

Из сказанного выше можно заключить, что приведенное В. М. Васильевым [1966 г.] сопоставление «трещинной» пористости неправомочно, так как сравнивались значения различных параметров (трещинная пористость, открытая пористость, вторичная пористость), в принципе несопоставимых между собой.

К сожалению, в работах последних лет, касающихся карбонатных коллекторов верхнего мела ЧИ АССР, повторяются те же заблуждения с применением термина «трещинная» пористость, что и ранее Так, утверждается, что «продуктивность глубоких скважин, вскрывающих указанные коллекторы, определяется в основном трещинной пористостью». Указывается, что за граничное (критическое) значение трещинной пористости следует принять $m_т = 0{,}05$ % (?!).

Можно также указать на работу Ф. И. Котяхова [1969 г.], в которой рекомендуется значение трещинной пористости (ранее оно именовалось коэффициентом трещиноватости) определять по данным гидродинамических исследований, по электрическому каротажу и фотокаротажу *. Из указанного видно, что в понятие термина «трещинная пористость» вкладывается иное содержание, чем это было определено при введении этого термина

Как известно, трещинная пористость представляет собой величину, измеряемую отношением объема открытых трещин, секущих горную породу, к объему этих пород. Трещинная пористость горных пород, как правило, много меньше их межзерновой пористости и обычно колеблется в пределах 0,01—0,1 %.

При гидродинамических же расчетах и по данным электрических измерений оценивается общая пористость горной породы. Раздельная оценка трещинной пористости возможна лишь методом шлифов в сочетании с методами промысловых исследований, и то лишь в случае притока жидкости в скважину по одной системе горизонтальных трещин.

В литературе иногда упоминается термин «карстовый коллектор». Такое наименование коллектора было бы справедливым, если пустоты такой горной породы-коллектора были бы нацело (или преимущественно) представлены карстовыми полостями, а фильтрация углеводородов в них осуществлялась бы без участия трещин. На самом деле, карстовые полости в карбонатных породах

---

* Фотокаротаж из-за сложности выделения на фотоснимках открытых трещин, определяющих фильтрацию, пока в исследованиях не используется.

являются одним из компонентов совокупности пустот, обязательно связанных между собой системами трещин, обусловливающих фильтрацию нефти (газа). В этих условиях такой коллектор целесообразно называть трещинно-карстовым (преобладание карстовых пустот) или порово-карстово-трещинным (преобладание межзерновых пор).

Значение каверн, в частности, преувеличено при оценке подсолевых семилукско-берегских (девонских) доломитов в Припятской нефтяной области. Этот коллектор рассматривается [103] как каверново-трещинный. Судя по этим данным межзерновая пористость матрицы, видимо, не учитывается, а о наличии каверн предполагают по косвенным данным (поглощение бурового раствора). Значение межзерновой пористости здесь принижено.

Упорядочение терминологии при изучении карбонатных трещинных коллекторов стало настоятельной необходимостью. Отправной позицией при этом может служить принципиальная схема классификации коллекторов, поскольку основными критериями при ее разработке являлись условия аккумуляции и фильтрации, а также терминология по этой проблеме, принятая в Геологическом словаре [1973 г.].

Дискуссионным продолжает оставаться понятие «вторичная пористость», хотя из самого наименования следует, что все пустоты в горной породе, имеющие вторичное происхождение, в том числе и емкость трещин (трещинная пористость), входят в понятие «вторичная пористость». Вторичная пористость может быть развита и в межблоковом пространстве (по трещинам) и непосредственно в блоках (матрица), часто (особенно в карбонатных породах) нацело замещая первичную (развиваясь по ней).

Непосредственное выделение вторичной пористости (исключая трещинную пористость) из общей открытой пористости стандартными лабораторными методами, а также методами промысловой геофизики пока не дало положительных результатов.

Классификация карбонатных пород-коллекторов находится в самой тесной связи с моделированием последних. Осуществляется она по различным признакам, чаще всего по типам пустот. Примерами таких классификаций являются исследования Ф. И. Котяхова [1971 г.], Ю. И. Марьенко [1978 г.], М. И. Максимова [1975 г.], А. Д. Везировой и др. [1972 г.], Г. А. Максимовича, В. Н. Быкова и И. И. Наборщиковой [1973 г.], К. И. Багринцевой [1977 г.] и др.

Многочисленными данными как визуальных исследований, так и гидродинамических расчетов установлены весьма малые значения раскрытия трещин (и соответственно значений трещинной проницаемости в горных породах, в том числе и карбонатных), залегающих на больших глубинах [92].

О маловероятности наличия на глубине сообщающихся открытых макротрещин шириной более 1 мм (и более) еще в 1958 г. указывал Г. К. Максимович. Согласно его данным, продуктивные пласты всегда нагружены весом вышележащих пород и стенки горизонтальных трещин должны быть плотно прижаты друг к другу. Вертикальные трещины в плотных породах могут оставаться не-

сомкнутыми, так как боковое горное давление значительно меньше вертикального, но в таком случае такие несомкнутые трещины должны иметь огромную проницаемость, что не подтверждается работой скважин.

О неубедительности наличия в разрезах глубоких скважин зияющих макротрещин с раскрытиями, измеряемыми миллиметрами и даже сантиметрами, свидетельствуют гидродинамические расчеты [89], результаты которых хорошо согласуются со сводными кривыми встречаемости значений раскрытий открытых и «минеральных» (залеченных) трещин [Громов В. К., 1961 г.]. Кривые встречаемости раскрытий трещин были построены для всего разреза осадочных пород Башкирии и Иркутского амфитеатра. Анализ этих кривых показал, что преобладающие раскрытия трещин обладают значениями 10—30 мкм. Более подробные сравнительные данные о раскрытиях трещин в карбонатных породах различных районов Советского Союза содержатся в работе В. К. Громова [1961 г.].

В настоящее время ведущую роль микротрещин в процессах фильтрации в трещиноватых карбонатных породах следует считать общепризнанной. Большинство исследователей, работающих в области подземной гидродинамики, разделяют эти представления [89 и др.].

Заметим также, что несостоятельность мнения об основной роли макротрещин в фильтрации флюидов доказывается следующим элементарным расчетом [212]. Так, например, если предположить, что раскрытие трещин b равно 2 мм, а их плотность — 0,1 $см^{-1}$, то проницаемость для двух взаимно перпендикулярных систем вертикальных трещин окажется равной

$$K_т = 8{,}45 \cdot 10^6 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}1 = 6760 \text{ Мкм}^2 \text{ (!!!)}.$$

Можно привести еще один пример расчета о наличии на глубине макротрещин. Известно, что проницаемость трещиноватой горной породы определяется формулой

$$K_т = 8{,}45 \cdot 10^6 b^3 T,$$

где $K_т$ — коэффициент проницаемости, $мкм^2$; b — среднее раскрытие трещин, см; T — объемная плотность (густота) трещин, $см^{-1}$.

Если принять раскрытие трещин, допустим, равным 0,5 см и проницаемость 1 $мкм^2$, то в этом случае расстояние между трещинами (густота макротрещин) окажется равным 10 км (!!!). Отсюда можно заключить, какова вероятность вскрытия скважины такой трещины.

И дальше, известно, что трещинная пористость $m_т$ определяется выражением $m_т = bT$. Отсюда при раскрытии трещин 0,5 см и расстоянии между ними 10 км (плотность $1 \cdot 10^{-6}$ $см^{-1}$) $m_т = 0{,}00005$ % [212].

Совершенно очевидно, что емкость трещин никак не может влиять на общую емкость коллектора.

Расстояния между трещинами в горных породах могут изменяться в значительных пределах: от десятых долей сантиметра до десятков метров и более. Исследованиями доказано [161], что средние расстояния между микротрещинами составляют единицы и десятки сантиметров, что много меньше обычных расстояний между скважинами.

ВОПРОСЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Здесь рассматриваются некоторые вопросы моделирования карбонатной породы-коллектора. В этой связи целесообразно указать на работу А. Б. Вистелиуса [17], в которой справедливо сообщается, что для того, чтобы «из множества моделей выбрать одну или немногие, нужно уметь определять их непротиворечивость наблюдениям...». Иначе говоря, выбор возможной модели должен определяться не только непротиворечивостью наблюдениям, но и

эрудицией исследователя. В конце концов принимается та модель, которая отвечает представлениям исследователя.

Избранная модель должна удовлетворительно объяснять уже известные факты, касающиеся строения карбонатного коллектора, и выявлять новые, ранее незамеченные явления его неоднородности. Известно, что такая модель, кроме того, должна предсказывать дальнейшее развитие рассматриваемого объекта, выдвигая этим новые проблемы исследования карбонатных пород-коллекторов. Заметим, что такая модель, в частности сложных (смешанных) типов коллектора, не может быть универсальной, так как она должна учитывать индивидуальные особенности объекта. Кстати, отсюда и требование о создании унифицированной модели не может считаться приемлемым.

Особо важную роль моделирование играет при изучении основ механизма движения жидкостей и газов в пласте. Известно, что характеристику коллектора можно получить по данным многочисленных точечных определений. Точность экспериментальных и модельных данных можно оценить в случае их тождества.

Ниже рассмотрим некоторые модели карбонатного трещинного коллектора, предложенные различными исследователями.

При исследовании верхнемеловых карбонатных пород-коллекторов Дагестана была предложена следующая модель [10]. Полезная емкость ее слагается в основном «из открытого пространства, микротрещин, тектонических нарушений и макротрещин...». Межзерновые поры в этой модели занимают подчиненное место. Основным недостатком ее является необоснованное игнорирование полезной емкости межзерновых пор (матрица). Авторы полагают, что матрица нацело заполнена пластовой водой.

Позднее, в 1970 г., в Дагестане в разрезе верхнего мела было выделено несколько типов коллекторов, из которых преимущественное значение отводилось чисто трещинному коллектору. Здесь явно пренебрегали емкостью межзерновых пор (даже со значениями 1,5—3 %) и каверн. Трещинная пористость для избранного типа коллектора определяется 1—2,5 %, исходя из данных по измерениям раскрытия трещин в обнажениях Дагестана и промыслово-геофизических материалов.

Данные о раскрытии трещин, полученные в обнажениях, переносятся на глубину, что нельзя считать правомерным.

Правильное представление о модели карбонатного коллектора составили исследователи эффективности паротепловой обработки призабойных зон скважин (миоцен) на месторождении Зыбза [8]. Указывается, что «основная часть нефти сосредоточена здесь в блоках — пористая среда с низкими коллекторскими свойствами, ... трещины же являются проводниками флюидов от блоков к забоям скважин».

Другие исследователи [51] признают наличие нефти в матрице горной породы, однако извлекаемые запасы нефти, по их представлениям, в основном содержатся в трещинах. Так, например, карбонатные породы воронежского горизонта на Речицком место-

рождении обладают межзерновой пористостью 3—5 %, газопроницаемостью $0{,}7 \cdot 10^{-3}$ мкм² и остаточной водонасыщенностью 61 %. По данным гидродинамического прослушивания скважин был определен коэффициент продуктивности и рассчитано значение трещинной пористости (коэффициент трещиноватости), оказавшееся равным 0,23 %. Это значение, видимо, соответствует емкости не только трещин, но и каверн (расширений), развитых по ним. Оно является одной из подчиненных составляющих общей емкости рассматриваемого коллектора, тогда как межзерновая пористость (в данном случае 3—5 %) представляет собой основную часть емкости коллектора. В этой связи вызывает удивление вывод о том, что в рассматриваемом порово-трещинном коллекторе промышленные запасы нефти «содержатся главным образом в микротрещинах и частично в матрице...».

Позднее, в 1969 г., Ф. И. Котяхов указывает, что в общем виде нефтеносный коллектор может рассматриваться как порово-трещинно-каверновый. Руководствуясь такой моделью (уже более прогрессивной), он приходит к выводу, что размер извлекаемых запасов нефти зависит от соотношения емкости межзерновых пор, трещин и каверн. Приводит результаты ряда экспериментов, моделирующих условия зоны проникновения, и по их данным дает заключение о том, что поры матрицы карбонатной породы являются водонасыщенными, а каверны и трещины — нефтенасыщенными.

Заключение, видимо, поспешное, так как современные данные по этому поводу указывают, что капиллярно связанная вода в подобных коллекторах не должна мешать фильтрации нефти (газа) из пор в трещины. В настоящее время известны данные об эффективности межзерновых пор матрицы в таких коллекторах при весьма значительном содержании (более 50 %) остаточной воды.

При теоретических исследованиях изменения пористости и проницаемости карбонатных коллекторов (в условиях изометрического сжатия) была предложена следующая модель коллектора [34]. В ней коллектор представлен «низкопористой и непроницаемой матрицей и системой секущих ее трещин, ориентированных в трех взаимно перпендикулярных направлениях». Вдоль трещин, являющихся «путями фильтрации», развиты вторичные пустоты (каверны) или расширения. Объем трещин и вторичных пустот (развитых по трещинам) определяет открытую пористость коллектора. Проницаемость коллектора зависит от густоты и раскрытия трещин. В указанной модели проницаемость матрицы, так же как и ее поровая межзерновая среда, автором в расчет не принимается. Нетрудно видеть, что в рассматриваемом случае это модель чисто трещинного коллектора, мало распространенного в природных условиях.

Результаты изучения сжимаемости такого трещинно-кавернового типа коллектора показали, что сжимаемость горной породы немного выше сжимаемости минеральных зерен и сравнительно больше она (сжимаемость) у трещин.

Для указанной модели коллектора оценен верхний предел упругой сжимаемости трещин, исходя из условия прочности материала выступов (на стенках трещин) на сжатие. Здесь справедливо рассматривается модель трещины, близкая к реальным условиям, смыканию полостей которой препятствует система контактов (выступов).

Аналогичная модель карбонатного коллектора, емкость которого определена трещинами и «карстово-каверновой» пористостью, принята для карбонатных пород разреза верхнего мела Грозненского района, обладающих «крайне низкой межзерновой пористостью блоков» [Дахнов В. Н., 1969 г.]. Заметим, что, несмотря на «крайне низкую межзерновую пористость блоков» верхнемеловых известняков рассматриваемого района, ее значение (2—4 %) значительно больше трещинной и «карстово-каверновой» пористости (не более 1 %).

В. Н. Дахнов справедливо указывает, что принятая А. М. Нечаем методика оценки эффективной пористости трещинного коллектора, основанная на упрощенности элементарных моделей, не дает достаточного представления о реальной эффективной пористости.

Согласно [71] использование комплексного метода КС и НК возможно в «слабоглинистых разрезах с небольшой и постоянной по площади минерализацией пластовой воды и при допущении, что нефть заполняет только трещины и расширения по ним».

К числу немногих исследователей Предкавказья, придерживающихся модели чисто трещинного коллектора, в котором трещины являются основным вместилищем нефти, принадлежит П. П. Лысенков [1970 г.]. Он настойчиво продолжает рассматривать верхнемеловые известняки Чечено-Ингушетии как чисто трещинный коллектор.

В работе [12] оценивается емкость продуктивных асмарийских известняков (олигоцен—миоцен) Ирана, которые рассматриваются как порово-трещинный тип коллектора. Здесь принята модель коллектора, которая содержит основные запасы нефти в матрице. Правильно оценивая механизм фильтрации в порово-трещинном типе коллектора, каким являются асмарийские известняки, в которых благодаря перепаду давлений в системе трещин, осуществляется переток нефти из матрицы в трещины, исследователи незаслуженно обесценивают плотные разности пород, тем более что межзерновая проницаемость всех выделенных типов коллекторов (в том числе и «непродуктивных») примерно одинаковая (менее $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2). Кроме того, критериями остаточной водонасыщенности и межзерновой проницаемости в рассматриваемом случае следует руководствоваться с большой осторожностью, так как по современным данным фильтрация углеводородов происходит в горных породах с относительно большой остаточной водонасыщенностью, а истинная проницаемость пород характеризуется вовсе не межзерновой проницаемостью, а в основном трещинной проницаемостью.

Исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Белоруссии показали, что здесь развиты различные типы трещинных коллекторов (в основном группы сложных). Открытая пористость в матрице в такой модели (Речицкое, Осташковичское) составляет 2—5 %, увеличиваясь до 11 % за счет вторичных полостей выщелачивания, развитых по трещинам. Проницаемость в блоках низкая, а в межблоковом пространстве высокая. Такая модель находится в соответствии с современными представлениями о строении трещиноватых карбонатных пород-коллекторов.

Для моделирования трещиноватой карбонатной породы-коллектора важно учитывать нижний предел пористости. Многие исследователи для различных геологических объектов называют разные значения, обычно порядка 2—5 %. Поскольку между пористостью и проницаемостью усматриваются определенные связи, обычно строят графики зависимости, по которым пытаются установить минимальные значения пористости, соответствующие минимальным значениям проницаемости.

Однако все эти попытки поисков унифицированного значения нижнего предела пористости (также и проницаемости) для трещиноватой породы-коллектора следует считать нецелесообразными, поскольку нижний предел тех или иных параметров физических свойств строго индивидуален для каждого рассматриваемого конкретного месторождения. Кстати, это в равной мере относится и к параметру водонасыщенности (нефтенасыщенности).

Некоторые исследователи, правильно представляя себе строение трещинного коллектора (две взаимосвязанные среды — поровая и трещинная), размеры блоков матрицы, ограниченных трещинами, оценивают очень высоко. Так, например, согласно представлениям Л. И. Брагиной [1971 г.], миоценовая залежь на месторождении Зыбза (Краснодарский край) составлена из 150 блоков больших размеров. Эти данные находятся в противоречии с известными результатами детальных исследований [62], согласно которым размеры блоков, вычисленные по густоте ограничивающих их микротрещин, достигают 10—30 см. Такой же порядок размеров блоков (от 2 до 50 см) указывают А. И. Камышникова и др. [1971 г.] и по месторождению Карабулак-Ачалуки. Можно предположить, что рассматриваемые Л. И. Брагиной 150 блоков ограничены не тектонической трещиноватостью, а дизъюнктивными дислокациями типа сбросов и взбросов.

При моделировании трещиноватой горной породы-коллектора необходимо учитывать фактор трещиноватости. Так, в низкопористых (менее 8 %) карбонатных породах происходит увеличение зоны проникновения промывочной жидкости в скважинах. В условиях Нижнего Поволжья диаметр этой зоны, даже вскоре после вскрытия пластов, достигает 4—5 м. Такие проявления в скважинах являются признаком наличия трещинного коллектора.

Своеобразная модель коллектора для карбонатных пород-коллекторов девона северо-восточной части Припятского прогиба предложена в работе [42]. В рассматриваемых породах-коллекторах

различаются две системы трещин. Одна из них развита в непроницаемых и непористых блоках (матрице) горных пород; размеры трещин капиллярны и они низкопроницаемы. Другая система трещин ограничивает указанные блоки (матрицу) пород; трещины обладают сверхкапиллярными раскрытиями и высокопроницаемы. Такая модель не может быть принята во внимание, поскольку она находится в противоречии с современными данными о типах коллекторов в девоне рассматриваемого района. Основной ее недостаток — пренебрежение поровой средой блоков (матрицы) и отрицание ее роли в аккумуляции и фильтрации нефти.

Оригинальная модель карбонатного трещинного коллектора приведена в работе [90]. В ней различаются «два вида проницаемости — проницаемость матрицы (отдельных блоков горной породы) и межблоковая проницаемость». Первая из них определяется проницаемостью микротрещин и сообщающимися порами, вторая обусловлена крупными открытыми трещинами (макротрещинами), представляющими собой системы каверн и каналов растворения. Эта модель также не отвечает реальным условиям. Прежде всего о блоках горной породы. В настоящее время можно считать установленным, что размеры блоков, ограниченных трещинами, весьма невелики, они исчисляются, как было указано выше, единицами и первыми десятками сантиметров. Проницаемость этих блоков обусловлена межзерновыми порами. Трещинная же проницаемость определяется микротрещинами, разделяющими блоки (матрицу) горной породы, по которым развиваются системы каверн и иных каналов растворения.

Отсюда видно, что реальная система фильтрационных каналов содержит два вида проницаемости (межзерновую и трещинную), как бы вложенные друг в друга. Что же касается «межблоковой проницаемости», то это не что иное, как относительно редкая система крупных трещин (обычно залеченных различными минералами), относящихся по своему рангу к категории сбросов, взбросов и сдвигов. Нетрудно видеть, что и в этой модели роль межзерновых пор в общей емкости коллектора принижена.

Выше были указаны наиболее типичные модели, отражающие те или иные представления исследователей о строении различных типов карбонатного трещинного коллектора. Из рассмотрения этих моделей видно, что в основном для всех выделяемых типов карбонатного трещинного коллектора признается обусловленность фильтрации трещинами. Полемика сейчас ведется по существу о емкости карбонатного трещинного коллектора. Здесь мы сталкиваемся с самыми противоречивыми точками зрения.

Своеобразным преставлением о емкости карбонатного трещинного коллектора является оценка его как коллектора, емкость и фильтрация которого обусловлены в основном трещинами. Такие модели трещинного коллектора предлагались по Дагестану, Грозненскому району и Припятскому прогибу. Во всех этих моделях содержание углеводородов в межзерновых порах блоков горной породы (матрицы) почти отрицалось.

Необходимо заметить, что в настоящее время такая модель трещинного коллектора не получила должного признания, так как исследованиями показана ведущая роль порового пространства и пустот вторичного происхождения в эффективной емкости коллектора.

В качестве модели коллектора для верхнемеловых известняков Чечено-Ингушетии П. П. Лысенковым [1970 г.] была предложена модель подобия кирпичной кладки, образуемой в породе сочетанием двух систем взаимно перпендикулярных вертикальных открытых трещин и одной системы горизонтальных трещин. Не отвергая в принципе возможность такого представления, трудно согласиться с выводами, касающимися проницаемости и емкости этой предлагаемой модели. Во-первых, на трещинный коллектор нельзя переносить соотношение проницаемости и «просветности», установленное для поровых коллекторов, поскольку эти типы коллекторов принципиально отличаются друг от друга по механизму фильтрации. К тому же, как известно, проницаемость трещинного коллектора пропорциональна не кубу «просветности», а кубу раскрытия трещины, что не одно и то же. Во-вторых, нельзя также согласиться с тем, что трещинный коллектор характеризуется проницаемостью только в вертикальном направлении, так как движение нефти по трещинам к забою скважины будет происходить радиально, в горизонтальном направлении. Значение проницаемости в указанном (горизонтальном) направлении при принятых параметрах трещиноватости составляет 106 мкм^2 (??!).

Наиболее распространенной моделью карбонатного трещинного коллектора, однако, оказались его сложные (смешанные) типы [61]. Эта модель наиболее приближена к природным условиям. Она, разумеется, имеет принципиальное значение, так как утвердила ведущую роль межзерновой среды в емкости карбонатного коллектора.

О СТРУКТУРЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ ИХ ПОРИСТОСТИ

Понятие «поровое пространство» идентично термину «пористость». Оно представляет собой объем всех сингенетических (первичных), диагенетических и эпигенетических (вторичных) пустот (поры, каверны, трещины) в горной породе.

Пористость (поровое пространство), как известно, определяется отношением объема пор ко всему объему горной породы и выражается в процентах. Пористость может быть выражена коэффициентом пористости, представляющим собой отношение объема пор к объему минерального скелета горной породы.

Различают пористость общую (полную, абсолютную, физическую) и эффективную (динамическую, открытую). Общую пористость составляет суммарный объем всех пустот в горной породе независимо от их формы, размеров и взаимного расположения,

а эффективную пористость — совокупность сообщающихся между собой пор и других пустот, в пределах которых возможно движение нефти и газа при определенном давлении и температурах (при эксплуатации скважин).

Способы определения коэффициента пористости общеизвестны, они подробно освещены в работах [26, 27, 61 и др.]. О промыслово-геофизических методах определения пористости горных пород будет сказано ниже.

На распределение пористости в разрезах карбонатных пород значительное влияние оказывают колебательные движения разного порядка; ими обусловлены сложные зависимости пористости от литологического состава карбонатной породы.

Механизм влияния процессов седиментации на формирование пористости карбонатных пород был раскрыт А. Б. Вистелиусом [17]. Им показано, что пористость определяется колебательными движениями дна бассейна седиментации, которые приводят к формированию определенной структуры отлагаемого осадка. А. Б. Вистелиус также отмечает, что зависимость между пористостью и диагенетической доломитизацией пород вызвана тем, что основные изменения обеих характеристик контролируются одной и той же причиной — колебательными движениями дна бассейна в период седиментации, которые следует признать основным ведущим механизмом, управляющим распределением пористости.

Исследованиями [17, 33] установлено, что на распределение пористости карбонатных пород по разрезу существенное влияние оказывает ритмичность. В качестве характеристик, описывающих ритмичность, использовались пористость, нерастворимый остаток, содержание органического вещества и карбонатного материала (кальцит, доломит) и различные геофизические скважинные параметры. Выделение числа периодических компонент и оценка их параметров осуществлялись при помощи как элементов статистической теории классификации с обучением, так и теории выделения полезных сигналов на фоне мешающих шумов.

Результаты исследований показали, что всюду в изученных разрезах карбонатных толщ выделяется одинаковое число ритмов. Оказалось, что периоды определенных ритмов соизмеримы и не зависят от возраста отложений, их приуроченности к платформенным или геосинклинальным областям и условий образования. Отсюда, очевидно, следует ожидать, что существенной разницы в характере распределения первичной пористости в карбонатных разрезах различного возраста, приуроченных к платформенным и складчатым областям, обнаружено не будет.

Установлено, что между пористостью и литологическим составом карбонатных пород существуют определенные соотношения. Они не являются прямыми. В распределении как пористости, так и различных составных частей породы выделяются одни и те же ритмы одинаковых порядков. Но если в распределении пористости наиболее четко проявлены ритмы с небольшим периодом колебаний, то в распределении отдельных характеристик карбонатных

пород решающую роль могут играть ритмы со значительно бо́льшим периодом. Кроме того, соответствующие периодические составляющие оказались сдвинутыми по фазе относительно друг друга.

Отмеченные соотношения, вероятно, можно объяснить тем, что состав карбонатного осадка зависит в значительной степени от солености вод бассейна, которая изменяется в основном под влиянием тектонических движений, захватывающих более обширные области. Пористость же определяется главным образом способом укладки частиц осадка, изменения которого оказываются более чувствительными к движениям, охватывающим небольшие участки и носящим в отдельных случаях локальный характер.

Несовпадение по фазе ритмов, проявляющихся в распределении отдельных компонентов породы, очевидно, вызвано разницей во времени между моментом наступления специфических условий для отложения данной твердой фазы и моментом реализации этих условий. Такое «запаздывание», видимо, связано со спецификой проявления колебательных движений в определенных условиях.

В связи с указанным определенный интерес вызывает предложенный [44] метод ритмостратиграфического анализа разрезов карбонатных толщ. На примере особенностей строения палеозойской карбонатной толщи Альметьевского свода Татарского поднятия этот метод показал, что верхние пачки элементарных ритмов представляют собой пласты-коллекторы, часто соответствующие поверхностям несогласий. Здесь справедливо акцентируется внимание на роль карста в формировании коллекторов (Ромашкинское месторождение и др.).

Значительный интерес представляет опыт изучения распределения карбонатных пород-коллекторов нефти и газа.

Такие исследования проводились по разрезу триаса на Южном Мангышлаке [Едренкин С. С., Демидов А. А., 1977 г.]. Было установлено, что распределение коллекторов в разрезе триасовой толщи определяется ее строением и закономерным соотношением в ней слагающих литологических типов пород.

Фильтрационно-емкостная характеристика рассматриваемых коллекторов оказалась обусловленной интенсивностью вторичных преобразований, вещественным составом и структурой пород. Было показано, что увеличенные значения коллекторских свойств приурочены в основном к отложениям среднего триаса. Этот комплекс характеризуется ритмичным строением, что выражается в общей смене вверх по разрезу буровато-серых и серых мелко- и тонкозернистых известняков темно-серыми, почти черными, пелитоморфными известняками, местами переходящими в аргиллиты.

Схематические карты распределения значений пористости и проницаемости этих пород представлены на рис. 31—33.

Анализ данных о распределении карбонатных коллекторов показал, что наиболее благоприятной для поисков нефти и газа является карбонатная толща среднего триаса. Судя по данным о распространении литофациальных компонентов пород этой толщи, характеризующихся мелководными условиями и внутриформационными размывами, ее можно рассматривать в качестве одного из перспективных объектов нефтегазоносности.

Особенности распределения коллекторских свойств пород в пространстве позволяют выделить перспективные структурно-тектонические элементы в северо-западных районах Южного Мангышлака. По этим же данным основными

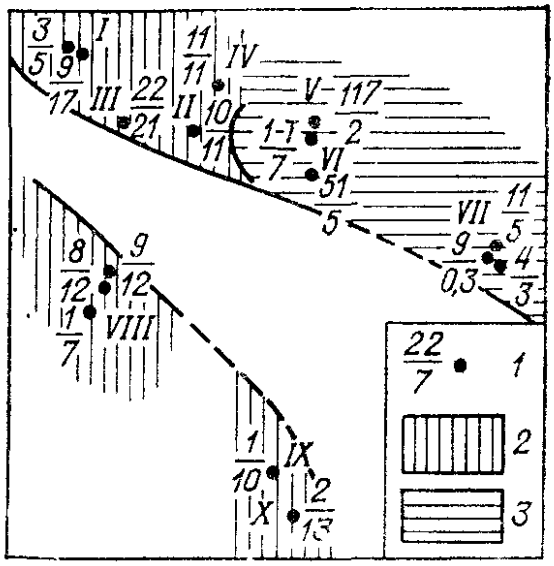


Рис 31. Схематическая карта распределения значений пористости нижне среднетриасовых отложений Южного Мангышлака [Едренкин С. С., Демидов А. А, 1977 г]

1 — в числителе — номер скважины, в знаменателе — значение пористости, %; *2—3* — зоны пористости, %· *2* — больше 7, *3* — меньше 7.
Месторождения *I* — Северо-Западный Жетыбай, *II* — Актас, *III* — Южный Жетыбай, *IV* — Туркменой, *V* — Узень, *VI* — Тенге. *VII* — Карамандыбас, *VIII* — Северо Ракушечное, *IX* — Темир Баба, *X* — Букбаш

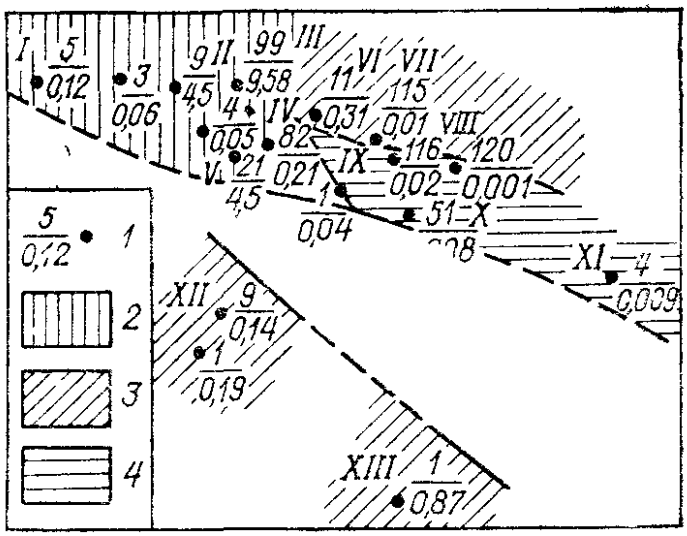


Рис. 32. Схематическая карта распределения значений проницаемости нижнесреднетриасовых отложений Южного Мангышлака [Едренкин С С., Демидов А А., 1977 г.].

1 — в числителе — номер скважины, в знаменателе — значение проницаемости, мкм², *2—4* — зоны проницаемости, 10^{-3} мкм² *2* — 14,5—1,75, *3* — 1,75—0,04, *4* — меньше 0,04.
Месторождения *I* — Арата, *II* — Северо-Западный Жетыбай, *III* — Жетыбай, *IV* — Бектурлы, *V* — Южный Жетыбай, *VI* — Туркменой, *VII* — Карамандыбас, *VIII* — Узень, *IX* — Западный Тенге, *X* — Тенге, *XI* — Кокумбай, *XII* — Северо Ракушечное, *XIII* — Темир-Баба

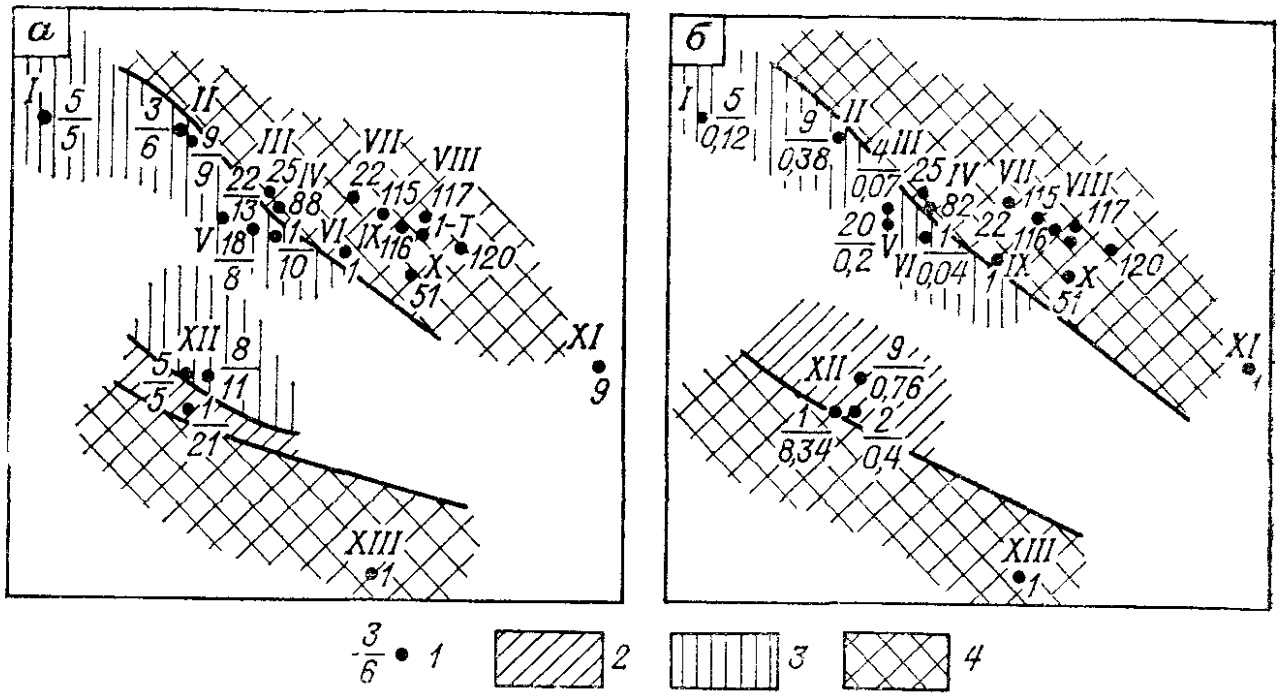


Рис. 33. Схематические карты распределения значений пористости (*а*) и проницаемости (*б*) верхнетриасовых отложений Южного Мангышлака [Едренкин С С, Демидов А А, 1977 г.].

а *1* — в числителе — номер скважины, в знаменателе — значение пористости, %; *2—3* — зоны пористости, %· *2* — 13,8—21,4, *3—5* — 13,8; *4* — область отсутствия верхнетриасовых отложений
б *1* — в числителе — номер скважины, в знаменателе — значение проницаемости, мкм², *2—3* — зоны проницаемости, 10^{-3} мкм²· *2* — 1,98—8,34, *3* — 0,01—1,98; *4* — область отсутствия верхнетриасовых отложений.
Месторождения *I* — Арата, *II* — Северо-Западный Жетыбай, *III* — Жетыбай, *IV* — Бектурлы, *V* — Южный Жетыбай, *VI* — Западный Тасбулат, *VII* — Карамандыбас, *VIII* — Узень, *IX* — Западный Тенге, *X* — Тенге, *XI* — Кокумбай, *XII* — Северо-Ракушечное, *XIII* — Темир-Баба.

объектами геологопоисковых работ в Южном Мангышлаке являются приподнятые участки доюрской поверхности (бортовые участки Сегендыкской депрессии, Карагандинская седловина — районы Песчаномысского сводового поднятия).

Структура порового пространства карбонатных пород, как известно, в значительной степени определяется химическими процессами растворения и осаждения.

Первичная пористость известняков, образованных «неорганическим» путем, по-видимому, определяется тем же значением, что и у песчаников. Органогенные же известняки обычно имеют высокую пористость. Так, например, рифогенные известняки являются коллекторами крупных нефтяных месторождений.

На Североамериканском континенте нефтесодержащие рифы известны в разрезах силура, девона, карбона и перми, а в Мексике — в мелу и на побережье Мексиканского залива в олигоцене.

В карбонатных породах обычно развиты первичные стратиграфические ловушки двух типов: биостромы и биогермы. Пористые органогенные карбонатные породы первого типа (биостромы) по протяженности различаются как региональные и локальные.

Продуктивные органогенные рифы крайне изменчивы. Обычно каждый органогенный риф отличается от других. Форма их может быть различной. Поиски рифовых залежей, как правило, затруднены из-за отсутствия надежных критериев их выделения. Достоверно известно, что при обнаружении одного рифа поблизости должна быть серия их, так как они обычно встречаются в виде линейных гряд и часто у древних береговых линий.

При изучении верхнепермских рифогенных карбонатных пород-коллекторов центральных областей Средней Азии [В. Д. Ильин и др., 1976 г.] установлено, что их открытая пористость составляет 4 %, проницаемость — $(1 \div 30) \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Пористость в них возрастает за счет каверновой емкости; она местами возрастает до 50 % общей емкости коллектора. Среди рифогенных отложений коллекторами здесь обычно являются органогенно-обломочные породы.

Постседиментационные изменения порового пространства карбонатных пород, как правило, приводят к резкому уменьшению порового объема известкового осадка. Однако известны пористые, «мягкие» известняки. Их представителем является так называемый писчий мел, состоящий в основном из остатков нанопланктонных организмов, главным образом кокколитов, с возможной примесью раковин фораминифер и другой фауны. Полагают, что эти осадки образовывались на большой глубине.

Несмотря на то что такая карбонатная порода состоит из тонких частиц и отдельные ее поры крайне малы (порядка нескольких микрометров), общая пористость ее сравнительно высокая. На глубинах в 1,5—2 км она иногда достигает 30 %. Известно, что на таких глубинах писчие мелы в северной части ФРГ при бурении скважин интенсивно поглощают промывочную жидкость.

В Северном море нефтяные залежи, содержащиеся в указанных известняках, служат объектами промышленной разработки.

К сожалению, должного объяснения указанным фактам пока не найдено. В работе [108] высокая пористость писчего мела объясняется диагенетическими преобразованиями (в основном процессами растворения и перекристаллизации). Подобные породы-коллекторы известны на Европейском континенте (Англия, Франция, Бельгия, ФРГ, Дания) и в Северной Америке. Везде они имеют меловой возраст.

Большое значение придается закарстованным карбонатным породам, особенно в тех случаях, когда они перекрыты более поздними осадками. Полагают, что твердая структура плотных известняков в состоянии выдержать высокие давления более поздних «покрытий». В США в подобных закарстованных известняках нижней перми и карбона известны крупные залежи нефти. С наличием каверн и системами трещин в известняках связывается высокая продуктивность скважин по многим месторождениям Среднего Востока.

Как известно, одним из важнейших процессов преобразования карбонатных пород является доломитизация. Полагают, что диагенетическая доломитизация является процессом, при котором при взаимодействии осадка с поровыми растворами увеличивается пористость. В ряде случаев трудно заключить, является ли пористость карбонатной породы результатом потери объема при доломитизации или следствием каких-либо других преобразований.

Однако большинство исследователей полагает, что если доломитизация происходила в раннем диагенезе, когда осадок еще не был уплотнен и был способен деформироваться, происходили потери объема, которые, естественно, не способствовали увеличению пористости.

Попутно укажем о справедливости представления В. Энгельгардта [108] о роли трещиноватости в карбонатных породах-коллекторах. Так, им указывается, что «пустые пространства трещин образуют лишь незначительную долю объема породы. ...Однако для дренирования пласта и транспортировки углеводородов к скважине трещины играют большую роль».

При вторичной (или «наведенной», как ее именуют исследователи США) пористости форма и размеры пор, их местоположение в породе, а также сообщаемость их между собой к морфологии осадочных частиц прямого отношения не имеют.

В разрезах многих месторождений широко известны несогласия. В результате сочетания процессов выветривания и растворения карбонатные породы, залегающие непосредственно под поверхностями несогласий, обычно пористы. Положение поверхностей несогласий можно заранее предвидеть по геологическим данным, не прибегая к поисковому и разведочному бурению. Примеры подобных месторождений, связанных с поверхностями несогласий, известны во многих странах мира.

Методическими исследованиями показано, что перерывы осадконакопления в карбонатных отложениях могут служить важным критерием поисков и разведки залежей нефти и газа. Широкое распространение перерывов в карбонатных толщах объясняется тем, что накопление последних происходит преимущественно в мелководных условиях. В этой связи бассейн седиментации или отдельные его участки могли осушаться и на них прекращалось осадконакопление.

По данным анализа зависимостей между фильтрационными и емкостными свойствами и структурными параметрами карбонатных пород К. И. Багринцевой и Г. Н. Ящук [1975 г.] установлено, что последние по фильтрационным свойствам в зависимости от значений открытой пористости можно подразделить на две группы. При пористости до 15 % средние значения проницаемости находятся в интервале $(7 \div 30) \cdot 10^{-3}$ мкм^2 свыше 15 % — $(30 \div 80) \times \times 10^{-3}$ мкм^2. Разумеется, это весьма условный вывод, так как существует много отклонений от указанного. Выделены граничные значения эффективной пористости 5 и 15 %; при эффективной пористости ниже 5 % проницаемость не превышает $10 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, при пористости более 15 % карбонатные породы обладают удовлетворительными фильтрующими свойствами — свыше $100 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Нельзя также согласиться и с предложением [68] считать нижний предел пористости равным 6 % (даже для условий Волгоградского Поволжья). В настоящее время накопилось достаточно данных, свидетельствующих о надобности понижения этого предела.

Сообщается, что для пород с проницаемостью до $12 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 характерны преимущественно мелкие поры со средним диаметром 8—11 мкм, с проницаемостью от $12 \cdot 10^{-3}$ до $100 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 (в зависимости от значения эффективной пористости) — мелкие и крупные поры, с проницаемостью выше $100 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 — крупные поры со средним диаметром 19—27 мкм.

Весьма существенное значение имеет соотношение коллектора и покрышки, и в частности для карбонатных пород-коллекторов. В. Н. Калачевой [1961 г.] установлено, что чем больше разница в проницаемости коллектора и покрышки, тем при прочих равных условиях выше вероятность заполнения коллектора углеводородами и последующего сохранения залежи.

С возрастанием глубины залегания пород разница в проницаемости между горной породой-коллектором и породой-покрышкой постепенно снижается. Однако в этапы тектонической активности, когда в породах возникают разрывы сплошности, служащие путями миграции флюидов в вышележащие слои, могут сохраняться условия нормального соотношения между коллектором и покрышкой.

В этапы тектонической активности возрастает интенсивность вторичных изменений карбонатных пород. На этих этапах из фундамента или из нижележащих горизонтов осадочного чехла поступают растворы, обогащенные агрессивными компонентами, и в пер-

вую очередь углекислотой, что приводит к растворению и выщелачиванию карбонатных пород и соответственно к увеличению емкости и проницаемости карбонатных коллекторов.

Некоторые исследователи полагают, что выщелачивание обусловливает возникновение трещинной пористости. Это очевидное недоразумение, так как трещинная пористость представляет собой величину, измеряемую отношением объема трещин, секущих горную породу, к объему этой породы.

Распространено также мнение о том, что покрышками для карбонатных коллекторов должны служить только «глинистые отложения». Меж тем в настоящее время установлено, что покрышками могут являться и карбонатные породы, но малопроницаемые. В этой связи, в частности, может оказаться сомнительным ранее данное заключение о «малоперспективности» юго-восточной части изученной территории Татарии [Хайрединов Н. Ш., 1965 г.].

Отдельные исследователи неудовлетворительно оценивают горные породы с проницаемостью (межзерновой) в пределах первого десятка тысячных долей квадратного микрометра. Так, например, указывается [72], что проницаемость трещинного коллектора в $(5 \div 10) \cdot 10^{-3}$ мкм^2 соответствует среде с преобладанием субкапиллярных пор и каналов, в которых движение жидкости якобы не происходит. Однако из практики изучения трещинных коллекторов известно, что в связи с особенностями в них механизма фильтрации (наличие трещин) межзерновые поры с проницаемостью даже в десятитысячные доли квадратного микрометра участвуют в нефтеотдаче.

В этой связи большой интерес представляют известняки оксфорда Юго-Западного Припрутья Молдавии. Они во многом напоминают маастрихтские известняки Северного Кавказа и, в частности, месторождения Карабулак-Ачалуки. Они так же мощны (до 500 м), почти начисто карбонатны (до 80—95 %), низкопористы и низкопроницаемы. Даже литолого-петрографическая характеристика роднит эти породы. Меж тем, как известно, именно из таких пород-коллекторов на Северном Кавказе получают промышленные притоки нефти.

Можно также упомянуть, что значение трещиноватости при оценке карбонатных коллекторов некоторыми исследователями преувеличивается. Так, известняки мосоловского, саргаевского и задонского горизонтов девона в Волгоградской области относят к чисто трещинным коллекторам, полагая, что не только проницаемость, но и емкость их связаны с трещинами. Доказывается это «низкой» (3 %) пористостью, отсутствием пор и каверн, видных невооруженным глазом, и низкой проницаемостью (десятитысячные доли квадратных микрометров). Вместе с тем указывается, что по промысловым данным (гидродинамическим расчетам) проницаемость этих пор оценивается в $(10 \div 20) \cdot 10^{-3}$ мкм^2, достигая в отдельных случаях $100 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Из приведенных данных видно, что рассматриваемые известняки не только проницаемы, но и обладают удовлетворительной

межзерновой емкостью. Так, например, на Северном Кавказе пористость высокопродуктивных верхнемеловых известняков составляет, как известно, 2—4 %.

В связи с указанным, если к тому же учесть незначительные значения трещинной пористости (обычно десятые доли процента), ясно, что основные скопления нефти (газа) в подобных коллекторах заключены в межзерновых порах и пустотах выщелачивания. Отсюда можно заключить, что волгоградские известняки не являются чисто трещинными (по П. А. Карпову «типично трещинными») коллекторами, а должны рассматриваться как представители типа трещинно-поровых коллекторов.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И ЕЕ РОЛЬ В ПРОГНОЗИРОВАНИИ КАРБОНАТНЫХ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В настоящее время уже не вызывает дискуссий вопрос о ведущих ролях трещиноватости в фильтрационных свойствах плотных пород-коллекторов и межзерновой пористости и кавернозности в аккумуляции в них нефти и газа. Естественно, поскольку трещиноватость горных пород резко повышает их проницаемость, для выявления таких коллекторов как по площади, так и по разрезу трещиноватость является основным параметром. В этой связи разработка методики поисков карбонатных трещинных коллекторов и их прогноза на глубину может осуществляться только на основе определенных данных о закономерностях развития тектонической трещиноватости горных пород.

Многочисленными методическими исследованиями как в платформенных, так и в складчатых районах установлено наличие в горных породах микротрещин, обладающих теми же общими закономерностями развития, что и макротрещины, широкодоступные наблюдению в обнажениях на дневной поверхности.

Одновременное и детальное изучение трещиноватости, развитой на поверхности (по естественным обнажениям) и на глубине (по керну глубоких скважин), с последующим сравнительным анализом позволяет установить, что закономерности развития трещиноватости (ориентировка систем трещин и их количество) в горных породах одинакового литологического состава в сходных тектонических условиях можно экстраполировать с дневной поверхности на глубину и, соответственно, прогнозировать горизонты интенсивной трещиноватости. Эти данные открыли широкие перспективы в познании закономерностей развития трещиноватости по разрезу и по элементам локальных структур, ее связей с дизъюнктивными формами дислокаций и в выяснении условий фильтрации в трещиноватых породах нефти и газа.

Так, исследования показали, что макротрещины, наблюдаемые на дневной поверхности (или в зоне гипергенеза), избирательно развиваются по микротрещинам, раскрытость которых на глубине

(более 1 км) измеряется первыми десятками микрометров. Тектонические трещины как в складчатых, так и в платформенных областях образуют несколько однотипных систем, направление которых тесно связано с элементами залегания слоев в данной точке. В платформенных условиях преобладают перпендикулярные к слою трещины, в складчатых — перпендикулярные и наклонные к слою системы трещин.

Установлено, что на локальных поднятиях в общем случае участками относительно повышенной трещиноватости являются прежде всего их периклинали. Распределение других участков интенсивной трещиноватости по структуре контролируется морфологическими особенностями рассматриваемого поднятия (узкий крутой свод, вершины дополнительных поднятий на широком и пологом своде, крутые крылья). При методических исследованиях было отмечено, что изменения густоты открытых трещин находятся в зависимости от структурного плана поднятия по самому верхнему горизонту верхнего структурного этажа. Все участки повышенной трещиноватости нижележащих горизонтов располагаются в соответствии с таковыми по верхнему горизонту.

Таким образом, при одних и тех же структурных условиях на поверхности и на глубине ориентировка систем трещин и их количество в породах одного и того же литологического состава будут одинаковы. Отсюда, определив ориентировку систем трещин и их количество по данным естественных обнажений, можно прогнозировать эти данные на глубину в соответствующие литологические разности пород.

Установлена также многоэтапность трещинообразования. Последовательность возникновения трещин одинакова как на поверхности, так и на глубине.

Анализ данных о распространении отдельных систем трещин в осадочной толще показал, что их количество меняется не только во времени, но и в пространстве. Подобная закономерность отмечается и для зависимости густоты трещин от литологического состава пород. В общем случае независимо от возраста и тектонических условий наибольшей густотой трещин обладают глины, наименьшей — песчаники, конгломераты.

В настоящее время в прочностном отношении для осадочных пород установлен определенный ряд по убыванию способности к трещинообразованию, который не меняется от возраста изучаемых пород. Этот литологический ряд пород следующий: аргиллиты, мергели, алевролиты, глинистые доломиты, доломиты, доломитистые известняки, известняки, песчаники, ангидриты, гипсы. Однако литолого-петрографические исследования показали, что такая последовательность не может быть однозначной для любого разреза; в зависимости от особенностей литологического состава пород и их структурных особенностей упомянутая последовательность может оказаться иной. Так, заметная примесь глинистого вещества в мощных известняках понижает интенсивность трещиноватости. Вместе с тем перекристаллизация и сульфатиза-

ция известняков (и доломитов) способствуют увеличению густоты трещиноватости.

Густота трещин всех систем меняется в породах различного литологического состава в одном каком-либо направлении (или увеличивается или уменьшается), что позволяет судить об интенсивности трещиноватости по общей густоте трещин всех систем. Выяснено также, что между общей густотой систем трещин и мощностью слоя существуют обратные связи. Располагая информацией о мощности слоев (по каротажным исследованиям), можно определить меру увеличения (или уменьшения) густоты трещин по разрезу скважины от слоя к слою.

Таким образом, при литологических исследованиях с учетом мощности слоев можно, даже без специальных исследований трещиноватости пород, прогнозировать относительное увеличение или уменьшение степени трещиноватости по разрезу, т. е. выделять потенциальные горизонты карбонатных трещинных коллекторов.

Указанные данные о закономерностях развития трещиноватости, даже в первом приближении, позволяют прогнозировать основные ее параметры (системность, ориентировки трещин относительно элементов залегания слоя, густоту трещин в зависимости от литологического состава пород и мощности слоя) на глубину.

Указанные закономерности являются общими как для платформенных областей (пермские, каменноугольные и девонские отложения Русской платформы, нижнекембрийские породы Сибирской платформы, палеозойские отложения Балтийской синеклизы и др.), так и для складчатых (меловые и верхнеюрские породы Таджикской депрессии, Копетдага, палеогеновые и меловые породы Восточных Карпат, меловые отложения Северо-Восточного Кавказа и Предкавказья и др.).

Интересные исследования [100] трещиноватости пород были проведены на локальных структурах, расположенных в различных геотектонических областях (Сибирская и Русская платформы, Прибайкальский рифейский прогиб, Таджикская депрессия). Избранные структуры характеризовались различным механизмом образования и специфическими чертами строения, что позволяло изучать влияние различных условий на характер процессов, управляющих распределением трещиноватости по площади структур. Различный состав пород, слагающих эти структуры (в одних случаях наличие мощной, примерно однородной карбонатной толщи, в других — переслаивание пород различного литологического состава), давал также возможность оценить влияние на трещиноватость неоднородности осадочной толщи. Материалом для исследования послужили данные измерений трещиноватости в естественных обнажениях.

Изучались: а) ориентировка трещин, ее связь с распределением напряжений, их интенсивность и изменение во времени; б) густота трещин и факторы, предопределяющие ее значение; в) распределение трещиноватости на структурах и связь ее с характером

деформаций, происходивших внутри развивающихся складок на отдельных этапах роста. Для полноты извлечения информации о механизме образования трещиноватости и описания выявленных закономерностей на основе количественных мер были использованы методы математической статистики: критерии оценки тождественности наблюдаемых распределений изучаемых характеристик (как векторных, так и скалярных) с теоретическими, методы сравнения эмпирических распределений, а также линейный корреляционный и ковариационный анализы.

Полученные результаты позволили восстановить последовательность образования трещин на изученных структурах и соответственно прогнозировать закономерности развития трещиноватости по площади различных продуктивных горизонтов.

Одним из важнейших параметров в проблеме изучения трещинных коллекторов нефти и газа является раскрытие трещин. Для оценки раскрытия трещин существенное значение имеют представления об упругих свойствах трещиноватых и трещиновато-пористых сред; они определяются контактами по стенкам трещин. В глубокозалегающих горных породах трещины под действием горного давления в случае отсутствия таких контактов неизбежно бы сомкнулись. Контакты в трещинах выполняют по существу ту же роль, что и крепления в горных выработках. Расстояния между контактами по длине трещин в среднем измеряются первыми сантиметрами.

Доказано [30], что из всех измеренных значений раскрытости трещин на глубине 85 % находится в пределах 10—30 мкм, остальные 15 % (как правило, «залеченные» трещины) имеют раскрытие от 30 до 150 мкм и более. При анализе массовых измерений раскрытий трещин в различных литологических разностях горных пород, в том числе и карбонатных широкого возрастного диапазона (от неоген-палеогеновых до архейских включительно), установлено, что значение раскрытий трещин варьирует в определенных сопоставимых пределах, обусловленных тектоническими напряжениями.

В общем случае максимальное раскрытие трещин до глубины 1700 м достигает 30 мкм в средне- и крупнозернистых разностях карбонатных (и терригенных) пород и 18—20 мкм в мелкозернистых. В интервале глубин 1700—3000 м значения раскрытия трещин в мелкозернистых и средне-крупнозернистых разностях пород сближаются, максимальные раскрытия составляют 20 мкм, но наиболее часто варьируют в пределах 10—15 мкм. На глубинах свыше 3 км (месторождение Хаян-Корт) сохраняются закономерности, установленные для раскрытий трещин в интервале глубин 1700—3000 м.

Относительное постоянство минимального значения раскрытости эффективных трещин можно объяснить их принадлежностью к трещинам скола, тогда как «залеченные» трещины относятся к категории трещин отрыва.

Проблему прогнозирования карбонатных коллекторов нефти и газа на больших глубинах необходимо рассматривать в различных аспектах и комплексно.

По данным исследований в различных районах Волго-Уральской области, Средней Азии, Иркутской области, Прибалтики и Северо-Восточного Кавказа на глубине, в условиях возрастающего уплотнения пород, наиболее распространены различные типы карбонатных трещинных коллекторов.

Современные представления о преобладающем значении сложных типов карбонатного трещинного коллектора, которые характеризуются так называемой двойной пористостью (и двойной проницаемостью), в настоящее время получили широкое признание. Подобными типами карбонатных коллекторов отличается большинство (84 %) залежей газа в карбонатных породах. Факторами, определяющими формирование подобных коллекторов, являются тектоническая трещиноватость, создающая пути фильтрации в плотных породах, и вторичная пористость, обусловленная процессами перекристаллизации, доломитизации, а также выщелачивания.

Изучение второго фактора, определяющего наличие подобных коллекторов на глубине, начато сравнительно недавно. В настоящее время выяснено, что вторичные пустоты развиваются как в карбонатных (поры, каверны), так и в терригенных (поры) породах. Интенсивность проявления вторичной пустотности зависит: а) от степени трещиноватости пород (поры выщелачивания), б) от исходного вещественного состава породы, ее структуры и постседиментационных процессов (перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание).

Среди карбонатных пород максимальное развитие вторичной пористости (от 14 до 22 %) отмечается в их первично неоднородных разностях, например в органогенных (ордовик Прибалтики), биогермных (нижний кембрий Иркутского амфитеатра) и рифогенных (нижняя пермь Волго-Уральской области). Данные по керновому материалу ряда районов свидетельствуют о том, что вторичные пустоты в карбонатных (и терригенных) породах могут развиваться на значительных глубинах. Так, в доломитовых известняках и доломитах осинского горизонта нижнего кембрия Иркутского амфитеатра на глубинах свыше 2500—2800 м вторичная пористость может достигать 10—12 %. В Тубинской, Касьяновской, Тангуйской и других скважинах вторичные поры выщелачивания и каверны (2—5 %) в карбонатных породах отмечались на глубинах до 3 км и более. В Терско-Сунженской области те же явления наблюдались на глубинах свыше 4 км в карбонатных породах верхнего мела, валанжина и верхней юры. В карбонатных коллекторах верхнего мела Северо-Восточного Кавказа, представленных известняками, основную долю емкости, однако, составляет первичная межзерновая пористость (вторичная не превышает 1 %).

На примере сравнительного анализа карбонатных коллекторов верхнего мела Чечено-Ингушетии для различных тектонических зон установлено, что уменьшение открытой (в основном первичной) пористости известняков (на 1—2 %) происходит закономерно при перепадах глубин в 1 км (от 8 % на глубине 500 м до 4—6 % на глубине 1000—1500 м).

В погруженных складках, например Брагунской (кровля мела — 3700 м), Октябрьской (3800 м), Гудермесской (4200 м), где известняки сильно уплотнены, пористость снижается незначительно [9].

При прогнозировании и оценке коллекторов, залегающих на больших глубинах, важное значение имеет вопрос о предельных (минимальных) значениях проницаемости, при которых возможно извлечение из них нефти. Исследования показали [92], что с увеличением глубины залегания горных пород вследствие их сжатия горным давлением в большей степени уменьшается поровая проницаемость, трещинная же проницаемость либо убывает менее интенсивно, либо остается постоянной.

Так, например, песчаники апта Терско-Сунженской области на глубине 2,5 км обладают поровой проницаемостью $0{,}03 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и трещинной проницаемостью $(3 \div 4) \cdot 10^{-3}$ мкм^2. На глубине 3,5 км поровая проницаемость в этих горных породах составляет $0{,}006 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 (в 20 раз меньше), а трещинная проницаемость $(2 \div 3) \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Таково в общем случае соотношение поровой и трещинной проницаемостей с увеличением глубины залегания и для карбонатных пород-коллекторов.

Эти данные в свою очередь позволяют более оптимистично оценивать и факт уменьшения с глубиной поровой проницаемости, поскольку из практики нефтеразведочных работ известно много примеров обнаружения залежей нефти в карбонатных (и терригенных) коллекторах с ничтожно малой поровой (межзерновой) проницаемостью. К их числу относятся, например, залежи нефти в карбонатных породах верхнего мела Грозненского района и многие другие. Во всех этих случаях открытая пористость пород измеряется первыми процентами, а проницаемость пор — десятитысячными и стотысячными долями квадратного микрометра и менее.

Извлечение нефти из межзерновых пор при такой низкой проницаемости возможно благодаря особому механизму дренирования подобных коллекторов, при котором нефть в скважины поступает по существу только из трещин, а трещины постоянно подпитываются притоком ее из пор во всей зоне гидродинамического влияния скважины.

Из указанного выше следует, что выявленные закономерности развития трещиноватости и пористости в горных породах на больших глубинах и учет особенностей фильтрации в карбонатных трещинных коллекторах дают возможность прогнозировать коллекторы нефти и газа на значительную глубину.

О МЕТОДИКЕ СОСТАВЛЕНИЯ КАРТ ЗОНАЛЬНОСТИ ПОСТСЕДИМЕНТАЦИОННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД И ПРОГНОЗНЫХ КАРТ

Одним из наиболее важных элементов в рассматриваемой проблеме является установление закономерностей формирования и размещения карбонатных (трещинных) коллекторов в различных геологических условиях. Опыт подобных исследований был выполнен во ВНИГРИ [37]. В задачу этих работ входили разработка методики составления схематических карт зональности постседиментационных изменений карбонатных пород-коллекторов (преимущественно для локальных структур) и составление региональных прогнозных карт карбонатных (трещинных) коллекторов.

Объектами-полигонами для первых из них послужили локальные структуры: Марковская на Сибирской платформе, Кулешовская, Грачевская и Вуктылская на Русской платформе. Полигонами для составления региональных прогнозных карт карбонатных коллекторов были избраны следующие регионы: Иркутский амфитеатр, Балтийская синеклиза и Терско-Сунженская нефтеносная провинция на Северном Кавказе.

При исследованиях закономерностей размещения карбонатных коллекторов помимо традиционных геологических и литолого-петрографических методов изучения были впервые разработаны и применены на практике нижеследующие новые методические приемы (способы).

Методика количественной оценки степени влияния того или иного вторичного процесса на коллекторские свойства карбонатных пород. Для прогнозирования условий размещения карбонатных коллекторов, как известно, весьма важно установление доли участия вторичной пористости в общей емкости коллектора. В этой связи в больших ориентированных шлифах под микроскопом проводился количественный подсчет изменений каждого вторичного процесса (доломитизация, перекристаллизация, кальцитизация и др.). Неизмененные участки карбонатных пород и участки, измененные вторичными процессами, в сумме принимались за 100 %. Значение каждого вторичного процесса выражалось в процентах (по отношению к площади шлифа). В результате определялась доля вторичной измененности породы раздельно для стадий диагенеза и катагенеза.

Методика составления карт зональности постседиментационных изменений карбонатных пород-коллекторов (с целью пространственного картирования интенсивности проявления в них вторичных процессов). Построение подобных карт проводилось вначале раздельно для каждого постседиментационного процесса. В дальнейшем эти вспомогательные карты накладывались на одну общую основу, что давало возможность получить представление о совокупном влиянии всех

вторичных процессов на формирование карбонатного коллектора по всей площади его распространения и о ведущей роли того или иного постседиментационного процесса.

Сравнительный анализ литолого-петрографических данных по указанным выше локальным структурам показал, что несмотря на различие условий их формирования, последовательность постседиментационных процессов изменения карбонатных пород была сходной. Степень же интенсивности этих изменений была обусловлена в основном как первичными фациальными условиями осадконакопления и особенностями литологического состава пород, так и тектонической активностью района.

Вторичные преобразования карбонатных осадков-пород происходили в рассматриваемых районах в основном в такой последовательности: уплотнение—цементация—перекристаллизация—доломитизация—сульфатизация—кальцитизация—окремнение— трещинообразование—выщелачивание. Однако необходимо учитывать, что указанные процессы ввиду неоднородности карбонатных пород и сложности их строения далеко не всегда проявляют такую последовательность как во времени, так и в пространстве.

Выяснилось, что на формирование полезной емкости (и условий фильтрации) карбонатных пород по рассматриваемым месторождениям позитивное влияние оказывали процессы доломитизации, трещиноватости и выщелачивания. Оптимальные значения коллекторских свойств были установлены для центральной части рифового массива (Грачевское месторождение) и для свода и присводовых участков антиклинали (Кулешовское месторождение). На указанных структурах поровый тип карбонатного коллектора оказался развитым во вторичных доломитах и в органогенных известняках, а трещинные типы коллекторов — в органогенно-детритовых, тонкозернистых и сгустково-комковатых известняках, выделяясь соответственно на периферии рифового тела и на крыльях антиклинали.

На Вуктылской структуре доминирующими процессами постседиментационных преобразований карбонатных осадков-пород (московский ярус среднего карбона) оказались диагенетическая и катагенетическая доломитизация. Именно эти процессы в основном и обусловили здесь формирование карбонатных коллекторов. Анализ составленных для этой структуры карт зональности катагенетических изменений показал возрастание интенсивности указанных выше постседиментационных процессов карбонатных пород и соответственно вторичной пористости последних для присводовой части Вуктылской структуры и ее северной периклинали (рис. 34). Таковыми оказались условия размещения карбонатных коллекторов на локальных структурах различного строения.

Укажем некоторые новые дополнительные данные о карбонатных коллекторах, полученные в результате этих исследований. Детальным изучением карбонатных отложений ордовика Балтийской синеклизы было установлено, что в их сильно глинистых разрезах критериями выделения продуктивных горизонтов и изо-

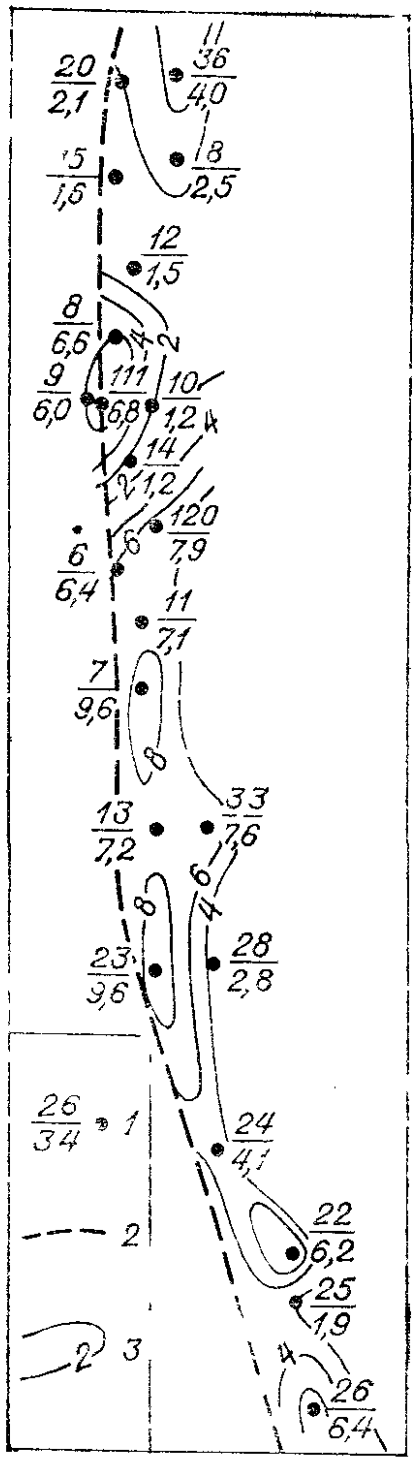


Рис. 34. Изменение пористости, определенной методом насыщения, в карбонатных отложениях московского яруса на Вуктылском месторождении по данным УТГУ, 1971 г (по Л Г Белоновской [1973 г])

1 — в числителе — номер скважины, в знаменателе — значение пористости, %, *2* — изолиния взброса, *3* — изолиния открытой пористости, %

лирующих толщ являются наличие (или отсутствие) вторичных пор, каверн и секущих пласты эффективных трещин. При исследованиях генетических особенностей емкости карбонатных пород-коллекторов было установлено, что независимо от их возраста и геологических условий положительное влияние на развитие вторичной пористости в них оказали процессы перекристаллизации, доломитизации (метасоматической) и выщелачивания. Отрицательно сказались на формировании емкости карбонатных пород процессы, связанные с образованием новых минералов (кальцитизация, сульфатизация, окремнение, засолонение), которые «запечатывают» в породах все поры и каверны. Было также выяснено, что интенсивность проявления постседиментационных процессов зависит в основном от длительности погружения, а не от глубины залегания. Этот вывод соответственно позволяет заключить, что доля участия вторичных пор в карбонатных коллекторах увеличивается с возрастом пород.

В целом опыт проведенных исследований свидетельствует, что, несмотря на их незавершенность, составленные карты-макеты постседиментационных изменений карбонатных пород-коллекторов могут быть использованы при прогнозировании последних в аналогичных геологических условиях.

Методика составления прогнозных карт карбонатных коллекторов. Она предназначена для определения перспективного направления улучшения их коллекторских свойств. Такие карты составлялись на базе литофациальной зональности развития вторичных процессов и данных о параметрах коллекторских свойств и параметрах трещиноватости.

При составлении сводной региональной прогнозной карты карбонатных коллекторов строились раздельные вспомогательные карты по данным изменения мощности исследуемого горизонта, его первичной и вторичной пористости, межзерновой и трещинной

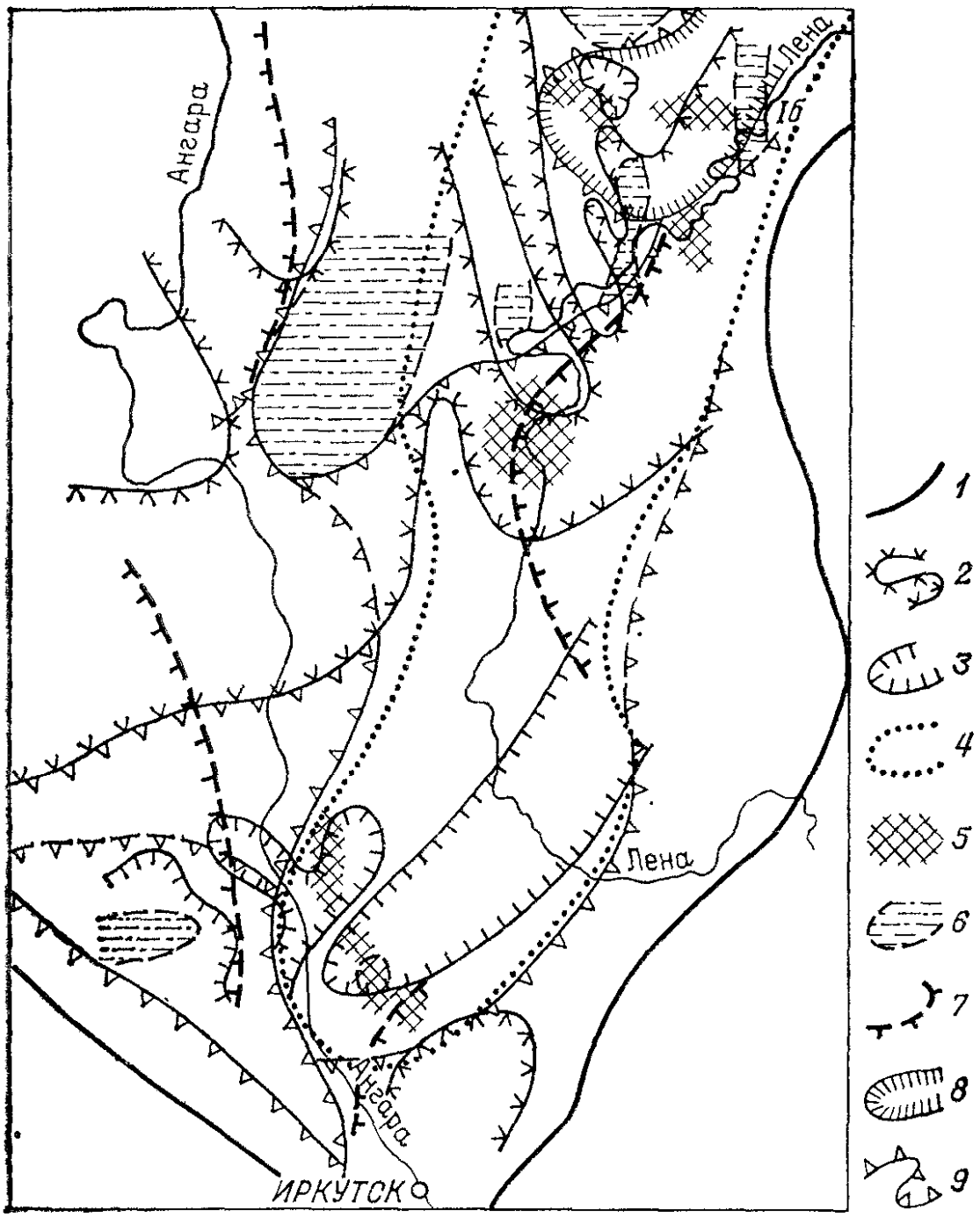


Рис. 35. Схематическая прогнозная карта коллекторов осинского горизонта Иркутского амфитеатра (по В. Н Калачевой [1973 г.]).

1 — граница развития пород осинского горизонта, *2* — зоны повышенных значений мощностей и пористости, *3* — локальные участки повышенной пористости, *4* — региональные зоны повышенной трещиноватости, *5* — локальные участки максимальной трещиноватости; *6* — локальные участки повышенной вторичной пористости, *7* — границы зоны постседиментационных процессов, благоприятных для формирования вторичной пористости, *8* — участки возможного наличия поровых коллекторов, *9* — границы участков с различными перспективами относительно коллекторских свойств

проницаемости. Данные по вспомогательным картам затем обобщались на сводной региональной прогнозной карте карбонатных коллекторов, на которой представлялась возможность выделения участков с повышенными значениями параметров коллекторских свойств, что, по существу, определяло перспективы развития карбонатного коллектора в пространстве.

Закономерности размещения карбонатных пород-коллекторов в региональном плане для целей их прогнозирования изучались

в Иркутском амфитеатре, в Тимано-Печорской провинции, на Балтийской синеклизе и в Терско-Сунженском районе Северного Кавказа. Для всех указанных регионов были составлены прогнозные карты карбонатных пород-коллекторов различных масштабов, способствующие определению направления поисково-разведочных работ. Подобную прогнозную карту для Иркутского амфитеатра мы приводим (рис. 35).

По результатам анализа составленных прогнозных карт карбонатных коллекторов для рассмотренных регионов был предложен ряд практических рекомендаций. Так, например, по Сибирской платформе была установлена перспективность карбонатных пород нижнекембрийского осинского горизонта на склонах крупных конседиментационных структур и периклиналях локальных структур (выделенных по верхнему структурному этажу).

В Тимано-Печорской провинции было отмечено возрастание пористости карбонатных пород верхнего девона, нижнего и верхнего карбона в юго-западной части Печорской синеклизы и в Мигай-Пашнинской антиклинальной зоне, а для среднего девона — на Шапкинской площади.

Весьма интересными оказались результаты изучения данных о проницаемости и пористости карбонатных пород-коллекторов на известном Вуктылском месторождении. Здесь было установлено, что, несмотря на низкие межзерновую пористость (до 1 %) и газопроницаемость (до $0{,}001 \cdot 10^{-3}$ мкм^2), такие коллекторы могут быть продуктивными. Объяснение указанному дают особенности их строения, благодаря которым фильтрация углеводородов осуществляется в них из пор в трещины даже при большой водонасыщенности.

На Балтийской синеклизе в карбонатных породах силура благоприятными по коллекторским свойствам оказались зоны малоамплитудных дизъюнктивов значительной протяженности и переходные зоны с различной степенью интенсивности вторичных преобразований пород.

При исследованиях для установления тесноты связей параметров карбонатного коллектора применялся множественный корреляционный анализ (Грачевка, Кулешовка), а для определения связей коллекторских свойств с постседиментационными процессами — факторный анализ (Иркутский амфитеатр).

Новизна полученных данных о закономерностях образования и размещения карбонатных коллекторов заключается в том, что при исследованиях были широко использованы параметры трещиноватости и данные о зональности постседиментационных изменений карбонатных пород-коллекторов как позитивного, так и негативного значения.

Предлагаемые новые методические разработки и полученные результаты их практического применения имеют, разумеется, большое значение для прогнозирования условий размещения карбонатных пород-коллекторов и для определения более рационального направления поисково-разведочных работ.

При исследованиях карбонатных коллекторов нефти и газа важное место занимает методика их изучения. В настоящее время, судя по приведенным выше данным, получение как качественных, так и количественных характеристик основных параметров карбонатных пород-коллекторов возможно лишь при их комплексном исследовании как по геологическим, литолого-петрографическим, промыслово-геофизическим и гидродинамическим данным, так и по лабораторным материалам.

В заключение укажем на перспективность ряда методических разработок по изучению карбонатных пород-коллекторов.

Так, например, весьма полезными оказались методические пособия по изучению карбонатных коллекторов нефти и газа, опубликованные за последнее десятилетие, в которых приведены методические рекомендации как широкого плана, так и регионального значения [6, 44, 60].

Заслуживают дальнейшей разработки такие методы дефектоскопии, как ультразвуковой и капиллярной пропитки. Особенно возрастает перспективность этих методов при их комплексном применении с другими методами изучения неоднородности карбонатных пород-коллекторов [3].

Значительный интерес вызывает также метод ритмостратиграфического анализа разрезов карбонатных толщ, практическое значение которого было показано на примере особенностей строения палеозойской карбонатной толщи на Татарском поднятии [44].

Большое практическое и научное значение имеют методы составления карт зональности постседиментационных изменений карбонатных пород-коллекторов и прогнозных карт последних, предназначенных для прогнозирования их пространственного размещения [37].

ГЛАВА III. ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ

При исследованиях карбонатных пород-коллекторов литолого-петрографические методы играют весьма важную роль. Изучение этих пород в шлифах под микроскопом позволяет непосредственно наблюдать характер их пористости (в основном вторичной пористости и кавернозности) и трещиноватости и измерять вторичную открытую пористость и параметры трещиноватости (плотности, или густоты, трещин и трещинной проницаемости).

Традиционные лабораторные методы исследования характеризуют в основном межзерновую пористость и проницаемость карбонатных пород. А поскольку последние в подавляющей части принадлежат коллекторам трещинного типа, фильтрационные свойства которых обусловлены системами трещин, а емкость составляют не только межзерновые поры, но и вторичные пустоты выще-

лачивания, практическая значимость микроскопического изучения карбонатных пород в шлифах совершенно очевидна.

Определение параметров трещиноватости пород методом, разработанным во ВНИГРИ — «метод шлифов ВНИГРИ» [61, 62], является в настоящее время единственным способом получения качественной и количественной оценки этих параметров карбонатных пород. Применение указанного метода требует обязательного изготовления больших шлифов с размерами не менее 1500 мм^2. Одновременно микроскопическое изучение позволяет уточнить детали вещественного и минерального состава и структурных особенностей карбонатных пород. Такие сведения составляют основу расшифровки условий образования и процессов изменения карбонатных пород, которые во многом предопределяют и обусловливают формирование их коллекторских свойств. А это в известной мере позволяет прогнозировать последние в карбонатных породах.

Также при обобщении имеющихся геологических материалов литолого-петрографические наблюдения, в том числе и данные микроскопического изучения пород, позволяют осуществлять реконструкцию литолого-фациальных и палеогеографических обстановок образования изучаемых карбонатных отложений. Знание их в свою очередь способствует выявлению закономерностей пространственных размещений и изменений карбонатных толщ.

Таким образом, методы литолого-петрографического изучения карбонатных пород-коллекторов сводятся к микроскопическому изучению в большию шлифах. О макроскопическом изучении и описании таких пород в полевых условиях, непосредственно в обнажениях или по керну, достаточно подробно говорилось в гл. V (первая часть).

Остановимся на ходе микроскопического изучения (в шлифах) карбонатных пород-коллекторов подробнее.

А. Перед тем как начать изучение шлифа карбонатной породы под микроскопом, часть шлифа следует прокрасить ализарином красным. В результате такого окрашивания карбонатного материала зерна кальцита, независимо от их размера, приобретают яркую розовую, розово-красную окраску, в то время как зерна доломита, также независимо от их размера, остаются неокрашенными. Это позволяет легко и быстро не только выявлять совместное присутствие в карбонатной породе кальцита и доломита, но и устанавливать их процентное содержание, характер взаимоотношений и относительное время образования.

Вся процедура окрашивания шлифа по методу, предложенному И. Митчеллом [114], сводится к следующим операциям:

1) часть шлифа, предназначенная для окрашивания, должна быть открытой. Это можно предусмотреть заранее, при изготовлении шлифа, оставляя при покрытии покровным стеклом небольшой участок породы открытым. Если же пластинка породы в шлифе полностью закрыта покровным стеклом, часть ее нужно открыть. Для этого шлиф слегка нагревают со стороны покровного стекла (на электроплитке, спиртовке и т. п.), следя за тем, чтобы канадский бальзам под покровным стеклом не начал кипеть (пузыриться). Затем легким нажимом пальца сдвигают покровное стекло в сторону, обнажая нужный участок породы.

При работе с большим шлифом это не всегда бывает удобным, поскольку требует нагрева всей большой площади шлифа. В таких случаях лучше, предварительно наметив кусочек покровного стекла, подлежащий удалению, отрезать его на шлифе алмазным карандашом. И после этого подогревать только часть шлифа, с последующим удалением надрезанной (отрезанной) части покровного стекла;

2) открытую поверхность шлифа промывают спиртом для удаления канадского бальзама. Ее слегка протирают ваткой, смоченной спиртом, и повторяют эту процедуру до тех пор, пока поверхность породы после высыхания (испарения) спирта не станет матовой. Наличие блеска указывает, что на ней еще остался канадский бальзам.

Известные затруднения возникают при отмывке канадского бальзама с поверхности сильно пористых и кавернозно-пористых карбонатных пород. Спирт, растворяя бальзам в порах, начинает растворять и тот бальзам, которым порода приклеена к предметному стеклу. В результате порода начинает «расползаться» и может быть вообще смыта полностью. Поэтому отмывку бальзама с поверхности сильно пористых карбонатных пород следует выполнять особенно осторожно;

3) открытую поверхность породы в шлифе, освобожденную от канадского бальзама, погружают в раствор ализарина красного *, подогретого до 40 °С, на 30 с. Этого времени при соблюдении необходимых условий (требуемой температуры и концентрации раствора) достаточно, чтобы реакция окрашивания закончилась полностью;

4) вынутый из ализарина шлиф сразу же промывают холодной водой (дистиллированной, 2 стакана или чашки). Затем шлиф просушивают в наклонном положении и потом начинают его изучение под микроскопом.

Рекомендуется окрашивать всю серию шлифов карбонатных пород, подлежащих изучению, одновременно, поскольку полученные окраски весьма устойчивы и хорошо сохраняются длительное время (даже годами).

Б. Общее описание карбонатной породы в шлифе рекомендуется проводить в соответствии с классификационной схемой, принятой в лаборатории петрографии ВНИГРИ (ч. I, гл. III и IV), в следующем порядке:

1) определение общего количества карбонатного материала в породе (для отнесения последней к карбонатной его должно быть 50 % и более);

2) установление минерального состава карбонатной части породы (в окрашенной части шлифа) для отнесения ее к известняку, доломиту либо известково-доломитовой, доломито-известковой породе. Вторичные, эпигенетические (или позднедиагенетические), выделения кальцита или доломита при этом в расчет не принимаются;

3) определение в составе карбонатной части породы преобладающего (50 % и более) генетического типа карбонатного материала (зернистого либо хемогенных, биохемогенных форменных карбонатных образований, органогенных остатков, обломков карбонатных пород) и его описание. При преобладании зернистого карбонатного материала он характеризуется по размерам

---

* Раствор приготавливается растворением 0,1 г ализарина красного С в 100 см³ соляной кислоты, полученной из 0,61 см³ концентрированной соляной кислоты с $d=1{,}19$, доведенных до 100 см³ дистиллированной водой.

(и форме) зерен, равномерностью или неравномерностью зернистости. В случае преобладания вышеперечисленных форменных карбонатных элементов указывается их процентное содержание и приводится полная характеристика;

4) описание карбонатного материала, имеющего в составе карбонатной части породы подчиненное значение (менее 50 %). Оно проводится так же, как и при его преобладании, но с указанием примерного процентного содержания. Однако для зернистого карбонатного материала, который, присутствуя в количествах менее 50 %, играет роль связующей массы (цемента) форменных элементов, отмечается тип цемента (базальный, поровый и т. д.) и, если есть, тип структуры цемента (крустификационный или инкрустационный, пойкилитовый, регенерационный и т. д.).

При подчиненном присутствии форменных карбонатных элементов указывается, помимо их количества и общего описания характер распределения во вмещающей карбонатной массе;

5) характеристика различных некарбонатных первичных (седиментационно-диагенетические) составных частей карбонатной породы. Рассматриваются присутствующие в ней первично кремнистые или фосфатные органогенные остатки (но только не окремненные карбонатные!), глинистый материал, терригенные алевритовые и песчаные (гравийные, галечные) частицы и различные минеральные новообразования (сульфаты, фосфаты, глауконит, пирит и т. д.). Для всех них фиксируются примерное процентное содержание, форма выделения и распределения в породе. Дается их общая характеристика;

6) рассмотрение текстурных признаков пород (слоистость, пятнистость и т. д.) и любых других первичных особенностей, не упомянутых выше;

7) характеристика вторичных эпигенетических (и позднедиагенетических) изменений. На них следует обращать особое внимание. К ним относятся эпигенетическая перекристаллизация и доломитизация, окремнение, сульфатизация, кальцитизация, выщелачивание и др.

Указывается характер проявления этих процессов (метасоматическое замещение зернистой карбонатной массы и форменных элементов, выполнение межзерновых и межформенных пор, пустот выщелачивания, трещин и т. п.). При возможности отмечаются относительное время их проявления (возникновения) и интенсивность. Последняя для каждого отдельного процесса может быть примерно оценена в процентах. Данные по интенсивности отдельных процессов этих изменений в дальнейшем могут быть использованы для построения карт зональности эпигенетической измененности карбонатных пород по методике, разработанной Л. П. Гмид и др. [37].

В результате общего описания карбонатной породы в шлифе ей дается полное, развернутое название. Например, «известняк органогенно-детритовый, брахиоподо-мшанково-фораминиферовый, с тонко-мелкозернистым известковым цементом базального типа,

с пиритом (0,5—1 %), неяснослоистый, со следами огипсования (1—3 %)» или «доломит мелко-среднезернистый с оолитами (15—20 %), интенсивно окремненный (10—15 %), со следами сульфатизации (до 2—3 %)» и т. д.

В. Вторая часть работы со шлифом заключается в наблюдениях над пористостью и трещиноватостью породы с качественной и количественной оценкой параметров трещиноватости и порового пространства. Эти работы ведутся в соответствии с методом шлифов ВНИГРИ [61, 26 и др.].

Учитывая всю важность таких наблюдений, мы остановимся на основных положениях указанного метода с некоторыми частными дополнениями и практическими советами для того, чтобы облегчить работу петрографа, начинающего вести такие исследования.

ПОРИСТОСТЬ

Изучение морфологических особенностей открытого порового пространства карбонатных пород позволяет установить его генезис.

Различают пористость первичную, седиментационно-диагенетическую, которая формируется в осадке за счет особенностей накапливающегося карбонатного материала и раннедиагенетического процессов раскристаллизации (перекристаллизации), доломитизации и, частично, возможного выщелачивания. Среди первичных пор выделяются межзерновые (межгранулярные), обусловленные контурами карбонатных зерен, и внутри- и межформенные. К последним относятся промежутки между любыми карбонатными форменными элементами и внутри их. Размеры первичных межзерновых пор не превышают размеров зерен вмещающей или цементирующей карбонатной массы, т. е. 0,01 мм для седиментационных пор и 0,05 мм для раннедиагенетических *.

Внутриформенные поры представляют собой сохранившиеся первичные пустоты внутри форменных карбонатных элементов, главным образом внутри скелетных органогенных остатков. Однако в большинстве случаев эти первичные пустоты бывают заполнены седиментационным карбонатным (глинисто-карбонатным, иногда алеврито-глинисто-карбонатным) и другим материалом либо диагенетическим (или более поздним эпигенетическим) карбонатом.

Конфигурация и размеры первичных межформенных пор контролируются размерами, контурами и характером упаковки форменных карбонатных элементов. Естественно, по сравнению с межзерновыми порами они крупнее. По данным Л. П. Гмид и

---

* Размерная граница 0,05 мм между диагенетическими и эпигенетическими порами имеет известную условность. Она принята в соответствии с представлениями В. Б. Татарского [98] о том, что зерна карбоната крупнее 0,05 мм образуются «почти исключительно в эпигенезе». Подробно этот вопрос обсуждался в ч I, гл. IV о классификациях карбонатных пород.

С. Ш. Леви [26], размеры их колеблются в широких пределах: от 0,02 до 0,35 мм. Вторичная пористость, которая в емкости трещинных карбонатных пород играет важную роль, возникает за счет эпигенетических процессов перекристаллизации, доломитизации и выщелачивания. Вторичные поры могут развиваться по первичным («унаследованные») и быть вновь образованными. Вторичные поры эпигенетической перекристаллизации и доломитизации неправильные, полигональные, угловатые. Они ограничены контурами карбонатных зерен и по размерам соизмеримы с последними, при всех вариантах превышая 0,05 мм. Возникновение таких пор возможно лишь при соответствующей упаковке ограненных карбонатных зерен, а именно, когда ромбоэдрические зерна контактируют вершинами или ребрами с гранями; если же они соприкасаются только гранями, пор не образуется, упаковка зерен плотная (рис. 9).

Пустоты эпигенетического выщелачивания возникают в карбонатных породах за счет частичного выщелачивания как зернистого карбонатного материала, так и форменных карбонатных элементов, а иногда и минеральных аутигенных новообразований. Нередко эпигенетические пустоты выщелачивания развиваются внутри минеральных трещин (прослеживаясь в них линейно-вытянутой цепочкой), внутри стилолитов и по ходу открытых микротрещин, образуя местные расширения, раздувы. Характерным признаком эпигенетических пустот выщелачивания служит нередко наблюдаемая по их периферии оторочка из укрупненных (по сравнению с окружающим зернистым карбонатом) зерен с хорошо образованными вершинками, обращенными внутрь пустоты (рис. 11).

Формы пустот эпигенетического выщелачивания самые разнообразные: иногда изометрично-округленные, чаще весьма неправильные, прихотливо очерченные, удлиненные, щелевидные и т. д. Края их обычно извилистые, лапчатые, бухтообразные, изредка ровные; размеры колеблются в широком интервале. При размерах 0,05—1,0 мм они условно относятся к порам, более 1,0 мм — к кавернам [26, 61].

При изучении шлифов карбонатных пород описываются раздельно все отмечаемые виды первичных и вторичных пор (и каверн). Указываются их размеры, конфигурация, распределение в породе. Затем с помощью сетчатого окуляр-микрометра измеряют суммарный объем всех открытых первичных и вторичных пор.

Теоретически суммарный объем первичных пор $V_п$ должен содержать подсчет всех возможных видов пор: седиментационных $V_с$, диагенетической перекристаллизации $V_{дп}$, диагенетической доломитизации $V_{дд}$ и диагенетического выщелачивания $V_{дв}$. Однако из-за незначительного размера подавляющего большинства этих пор выявить их и измерить объем при обычных в работе со шлифами 200—300 × увеличениях практически невозможно. Седиментационные межзерновые поры (<0,01 мм) вообще не улавли-

ваются, так же как и более мелкие поры диагенетической перекристаллизации и доломитизации. Могут быть учтены только более крупные из последних (0,04—0,05 мм), поры диагенетического выщелачивания (0,05—0,2 мм) и межформенные или внутриформенные седиментационные поры (0,02—0,35 мм). В итоге оценка суммарного объема первичных пор (и первичной пористости) карбонатной породы по шлифу носит условный характер.

Иначе обстоит дело со вторичными эпигенетическими пустотами — порами и кавернами. Они выявляются и могут быть измерены в шлифах более или менее достоверно, поскольку их размеры превышают 0,05 мм. Таким образом по шлифу может быть определен как общий суммарный объем всех вторичных пустот карбонатной породы $\sum V_{в}$, так и раздельные суммарные объемы пор эпигенетической перекристаллизации $\sum V_{эп}$ и доломитизации $\sum V_{эд}$ и пустот эпигенетического выщелачивания $\sum V_{эв}$.

Для пересчета полученных значений в соответствующие значения открытой пористости породы $m_{о}$ необходимо знать площадь шлифа, т. е. площадь S, занятую в нем пластинкой породы. Значения $m_{о}$, %, по шлифу находятся из соотношения

$$m_{о.\,шл} = (V/S) \cdot 100.$$

В практике обычного петрографического изучения шлифов с целью установления коллекторских свойств карбонатной породы ограничиваются определением суммарного объема всех вторичных и видимых первичных открытых пустот (пор и каверн) в целом и вычислением общей открытой пористости породы $m_{о\ шл}$.

Изложенное выше свидетельствует, что значения $m_{о}$ породы, вычисленные по шлифу, имеют условный характер и характеризуют в основном вторичную пористость (главным образом пористость выщелачивания).

В свою очередь в лаборатории физики пласта определяется лишь межзерновая пористость породы, безотносительно ее генезиса в то время как вторичная пористость выщелачивания породы из-за специфики лабораторного метода почти не учитывается.

Сопоставление этих лабораторных данных с данными, полученными по шлифам, позволяет получить более достоверную приближенную оценку открытой пористости карбонатной породы.

ТРЕЩИНОВАТОСТЬ

Трещины, наблюдаемые в карбонатных породах, могут быть полностью или частично заполнены («залечены») различными минеральными веществами (карбонатом, кварцем, сульфатами и т. п.), глинистым материалом либо черным метаморфизованным органическим веществом. Все они именуются минеральными. Наряду с ними могут различаться трещины, остающиеся полыми,— открытые К последним относятся также трещины, заполненные коричневым или желтым битумом (нефтью).

Ширина («раскрытость») минеральных трещин варьирует в очень широких пределах: от долей миллиметра до 1 см и более. Ширина открытых трещин, как правило, не превышает 20—25 мкм, т. е. 0,02—0,025 мм (микротрещины). По раскрытости последние могут подразделяться [61, 62] на капиллярные (от 0,005 до 0,01 мм или 5—10 мкм), субкапиллярные (от 0,01 до 0,05 мм или 10—50 мкм), а также волосные (от 0,05 до 0,15 мм или 50—150 мкм).

По генезису трещины могут быть литогенетическими и тектоническими. Первые образуются в осадке-породе за счет различных диагенетических и эпигенетических процессов (дегидратация, уплотнение, перекристаллизация и т. д.). Тектонические трещины образуются при воздействиях на породу различных тектонических напряжений, ведущих к ее деформациям с возникновением разрывов. Различный генезис трещин обусловливает различную их морфологию.

Литогенетические трещины, как правило, имеют незначительную протяженность, нередко затухая в пределах даже маломощных слойков. Хотя их ориентировка может быть различной, чаще всего они горизонтальные, т. е. параллельны напластованию. Их след (т. е. линия пересечения плоскости трещины с перпендикулярной к ней поверхностью) большей частью неровный, извилистый. Также неровен, извилист контур их стенок. Часто эти трещины имеют ветвящийся, «перистый» облик. Рассекая породу, они проходят преимущественно между карбонатными зернами и огибают различные форменные элементы, поскольку последние изначально были более плотными и крепкими.

Тектонические трещины в отличие от литогенетических обладают значительной протяженностью, нередко рассекая целые серии слоев, и группируются в определенные системы. Их след, как правило, прямолинеен, иногда кулисообразно-прерывист (рис. 36); стенки большей частью относительно ровные, гладкие или слабо шероховатые. Тектонические трещины, рассекая породу, рассекают и минеральные карбонатные зерна, и форменные элементы, а также литогенетические трещины и тектонические трещины более ранних генераций. Их ориентировка самая разнообразная, с явным преобладанием наклонной и вертикальной (перпендикулярной к напластованию).

Трещины могут возникать в породе неоднократно, на разных стадиях ее существования. Об относительном времени их образования (принадлежности к той или иной возрастной генерации) позволяет судить характер взаимопересечения трещин, а также характер и состав заполняющих веществ. Открытые трещины всегда принадлежат к самой поздней генерации, т. е. являются самыми молодыми (рис. 37).

Особую группу трещин составляют стилолиты, выраженные извилистыми линиями с шиповидными выступами, глубоко вдающимися во вмещающую карбонатную породу. По морфологии среди таких шиповидных выступов различают столбики, зубцы и

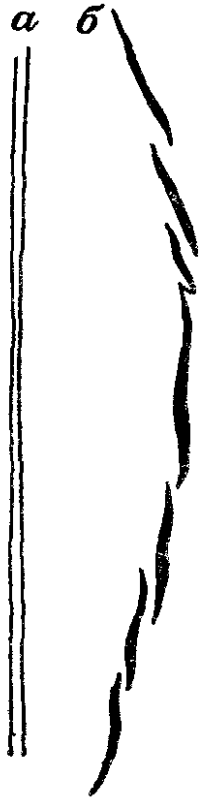


Рис 36 Следы тектонических трещин

а — прямолинейный *б* — куполообразно прерывистый

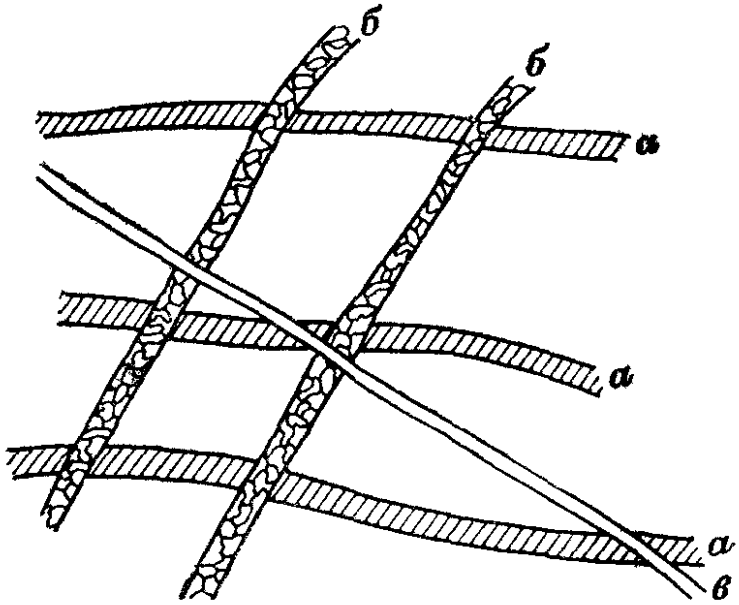


Рис 37 Трещины различных генерации

а — минеральные трещины первой (самой ранней) генерации, *б* — минеральные трещины второй (более поздней) генерации *в* — открытая трещина третьей (самой поздней) генерации

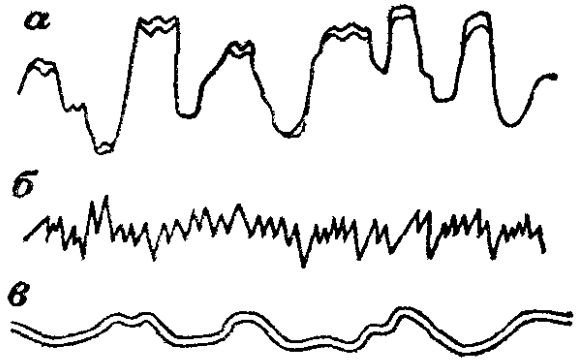


Рис 38 Стилолиты [11]

а — столбчатые *б* — зубчатые *в* — бугорчатые

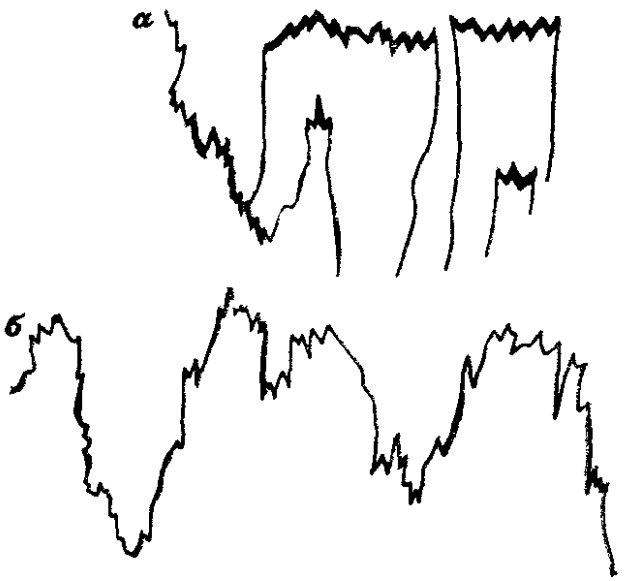


Рис 39 Стилолиты смешанного типа

а — зубчато столбчатый *б* — бугорчато столбчатый

бугорки [11] Соответственно стилолиты подразделяются на *столбчатые, зубчатые* и бугорчатые (рис 38)

Столбчатые стилолиты имеют резко дифференцированную извилистую линию Шиповидные выступы имеют форму столбиков и усеченных конусов высотой от долей миллиметра до 10 мм и более Высота их может достигать 90 см Вершины столбиков более или менее плоские, как правило, с хорошо различимой «шапочкой» вещества, выполняющего стилолит (чаще всего глинистого, глинис-

то органического) На боковых стенках столбиков это вещество наблюдается уже в виде тонких прокладок, пленок, налетов

В зубчатых стилолитах амплитуды шиповидных выступов значительно меньше (0,05—5,0 мм), а форма их конусовидная, с различными то более, то менее острыми, а иногда и тупыми углами в вершинах

В бугорчатых стилолитах шиповидные выступы сглаженные, полого выпуклые, высотой 0,1—0,5, реже до 1 мм и более (по Г И Бушинскому до 1—8 см) В целом линия бугорчатых стилолитов имеет волнообразный характер

Различаются также стилолиты смешанного типа зубчато столбчатые, бугорчато зубчатые, бугорчато столбчатые (рис 39)

Нередко в карбонатных породах, в шлифах, наблюдаются слабо дифференцированные извилистые линии с нечетко выраженными шиповидными выступами, оставляющие впечатление «недоразвитых» стилолитов Часто их именуют «зачаточными» стилолитами

След стилолитов может быть более или менее прямолинейным, *но бывает неправильно изогнутым и ветвящимся (рис 40).* В большинстве случаев они располагаются параллельно напластованию, иногда образуя серию близко расположенных стилолитов, параллельных друг другу Вместе с тем хорошо известны стилолиты, ориентированные под различными углами к напластованию и перпендикулярные к нему

Стилолиты наиболее часто выполнены черным глинисто-органическим веществом или глинистым материалом, но иногда (обычно в чистых разностях карбонатных пород) их заполняет волокнистый кальцит, призматически-зернистый ангидрит либо смешанный карбонатно-глинистый, сульфатно-глинистый и другой материал Вдоль стилолитов в прилегающих участках карбонатной массы нередко наблюдаются новообразования более крупных зерен карбоната (преимущественно роембоэдрических зерен доломита), пирита и ряда других аутигенных минералов.

Стилолиты в карбонатных породах развиваются как на границе отдельных слоев, так и внутри их, огибают различные встречающиеся на их пути форменные образования, но могут и пересекать их, могут также пересекать различные минеральные

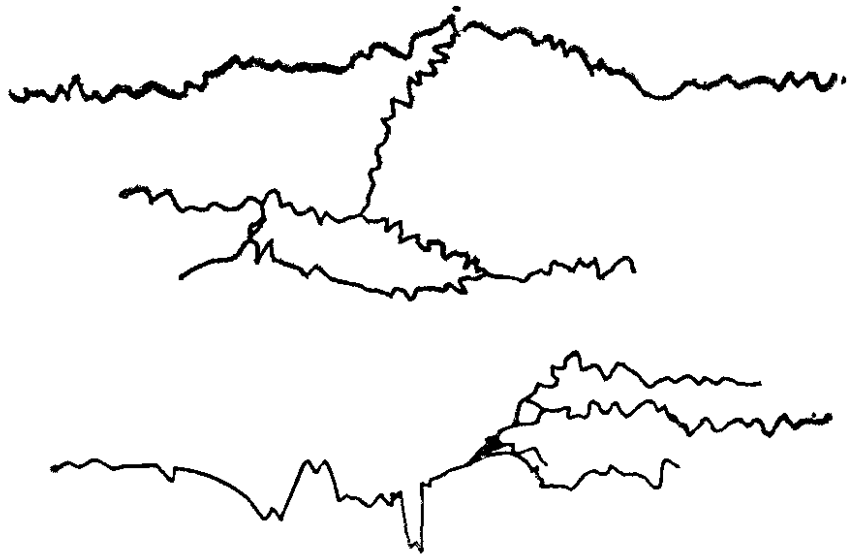


Рис 40 Стилолиты мелкозубчатые, ветвящиеся Зарисовка шлиф, ×16

трещины и в свою очередь могут пересекаться ими. Иногда пересекают стилолиты более ранних генераций.

Генезис стилолитов трактуется различно. По мнению одних исследователей [Теодорович Г. И., 1945 г.], они имеют диагенетическое происхождение, по мнению других [Пустовалов Л. В., 1940 г.; Твенхофелл У. Х., 1936 г., и др.] — эпигенетическое. При этом некоторые исследователи, отмечая тесную связь стилолитов с трещинами, допускают тектоническую их природу [92].

Согласно распространенным представлениям [11 и др.], в результате стилолитизации происходит уплотнение породы, уменьшение ее пористости и проницаемости, т. е. ухудшение коллекторских свойств. Однако доказано [26, 92 и др.], что по стилолитам нередко развиваются открытые прямолинейные трещины либо слабо извилистые, как правило, «срезающие» столбики, зубцы, бугорки. В таких открытых трещинках иногда наблюдается коричневатый или желтый битум (нефть).

Стилолиты вообще представляют собой ослабленные зоны карбонатных пород. Последние, как правило, легко раскалываются по стилолитам, обнаруживая при расколе неровную, шероховатую, ямчато-зубчатую поверхность, усеянную многочисленными шипами. Представляя собой ослабленные зоны карбонатных пород, стилолиты благоприятны для развития в этих зонах открытых трещин. С этой точки зрения при изучении карбонатных коллекторов стилолиты вызывают определенный интерес, и при микроскопическом исследовании пород на них следует обращать особое внимание.

После того как все наблюдения в шлифе над трещинами и стилолитами проведены и данные о них записаны (раздельно для минеральных трещин, открытых трещин и стилолитов), устанавливают параметры трещиноватости изучаемой карбонатной породы.

1. Определение площади шлифа S, мм^2, точнее, площади, занимаемой в шлифе породой.

Это можно сделать разными способами: а) измерением под микроскопом с помощью сетчатого окуляр-микрометра. Однако при работе с большими шлифами требуется неоднократное передвижение шлифа на столике микроскопа с последующими измерениями в каждом поле зрения. В итоге получается длительная процедура, отнимающая много времени, а многократность измерений сильно увеличивает общую их погрешность; б) непосредственным измерением площади, занимаемой в шлифе породой, с помощью обычной измерительной линейки или палетки со стороной квадрата, равной 6 см, разделенной на миллиметры [26, 61]. Однако площадь среза породы в шлифе обычно не прямоугольная, а неправильная, часто закругленная, и указанный способ ее измерения приводит иногда к значительным погрешностям; в) измерением площади породы в шлифе путем наложения на шлиф кусочка кальки, на котором очерчивается контур, занятый срезом породы. При последующем наложении кальки на обыкновенную миллиметровку площадь S, занятая в шлифе породой, определяется легко — подсчетом количества квадратных миллиметров в пределах очерченного контура.

Оба способа измерения площади шлифа S без помощи микроскопа являются более простыми и требуют меньшей затраты времени. В случае неправильного (угловатого, округленного) контура среза породы в шлифе второму из них следует отдать предпочтение.

2. Установление суммарной длины всех минеральных трещин $\sum l_м$ независимо от их протяженности, ориентировки и генераций. Можно различать трещины, пересекающие весь шлиф и затухающие в одном или двух направлениях (рис. 41).

Определяют отдельно длину каждой минеральной трещины под микроскопом с помощью линейного окуляр-микрометра. Можно это делать с помощью обычного окуляра с крестом нитей, длина которых предварительно должна быть установлена [26]. Однако погрешность измерений при этом будет определяться значением, равным половине длины окулярной нити (с помощью линейного окуляр-микрометра — сотыми долями миллиметра).

Если след трещины более или менее прямолинеен, измерение ее длины не вызывает затруднений. В тех же случаях, когда он заметно или резко изогнут, производят последовательное измерение длин отдельных участков трещины, заключенных между точками более или менее значительных ее перегибов, пренебрегая более мелкими извилинами (рис. 42). Простое арифметическое сложение длин каждой минеральной трещины, наблюдаемой в шлифе, дает искомую суммарную их длину $\sum l_м$.

3. Установление суммарной длины всех открытых трещин $\sum l_о$, зафиксированных в шлифе, производится точно так же, как и для минеральных трещин, и также выражается в миллиметрах.

4. Измерение таким же путем суммарной длины всех стилолитов $\sum l_{ст}$, мм. Однако задача со стилолитами усложняется тем, что они имеют сильно дифференцированный, извилистый след. Условно длину зубчатого, бугорчатого и «зачаточного» стилолита измеряют по прямой, нивелирующей зубцы или бугорки (амплитуды которых колеблются соответственно в пределах 0,05—5,0 и 0,1—0,5 мм). Длину столбчатого стилолита также измеряют по прямой, но уже с учетом отрезков высоты отдельных его столбиков (рис. 43).

5. Измерение раскрытости или ширины b трещин (расстояние по перпендикуляру между стенками трещины). Раскрытость минеральных трещин и стилолитов определяется без большой точности, в долях миллиметра, и отмечается в описании шлифа.

Ширина же открытых трещин, которая играет важную роль в последующих расчетах значений трещинной пористости и проницаемости, должна быть измерена по возможности более точно. Поскольку она определяется микрометрами, измерение ведут под микроскопом с помощью линейного окуляр-микрометра, используя средние или большие объективы (20, 40, или 60×). Известные затруднения возникают при этом из-за весьма частой невыдержанности раскрытости по ходу трещины. Рекомендуется предварительно выделить участки наиболее характерного ее раскрытия, затем провести соответствующие измерения и по ним установить среднее значение ширины трещины (рис. 44). При этом в расчет не должны приниматься фиксируемые по ходу трещин расширения шириной более 0,05 мм, имеющие самые разнообразные формы:

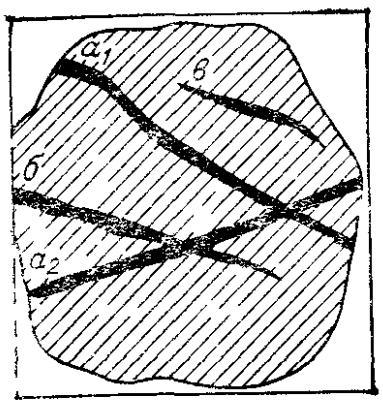


Рис 41 Трещины, наблюдаемые в породе, в шлифе

a_1, a_2 — трещины, прослеживаемые через весь шлиф, *б* — трещина, затухающая в одном направлении, *в* — трещина, затухающая в двух направлениях Σl — суммарная длина наблюдаемых трещин (мм), l_{a_1}, l_{a_2}, $l_б$, $l_в$ — длины отдельных различаемых трещин

$\Sigma l = l_{a_1} + l_{a_2} + l_б + l_в$

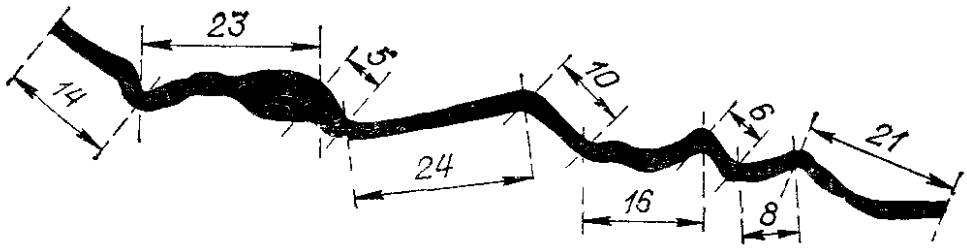


Рис 42. Измерение длины извилистой трещины под микроскопом (в шлифе).

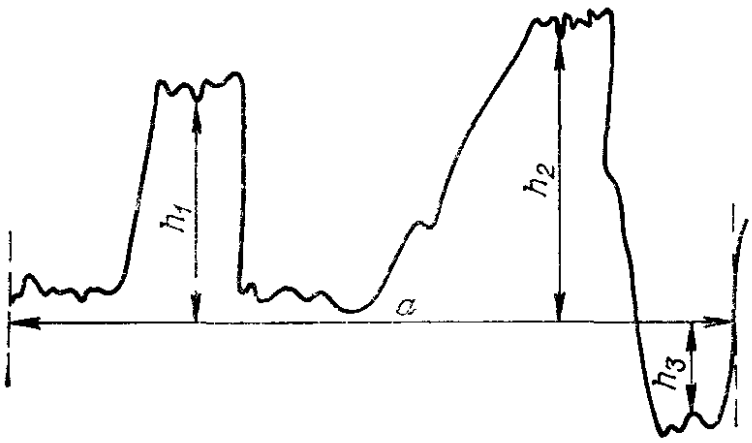


Рис. 43 Определение длины столбчатого стилолита (в шлифе)

$l = a + h_1 + h_2 + h_3$.

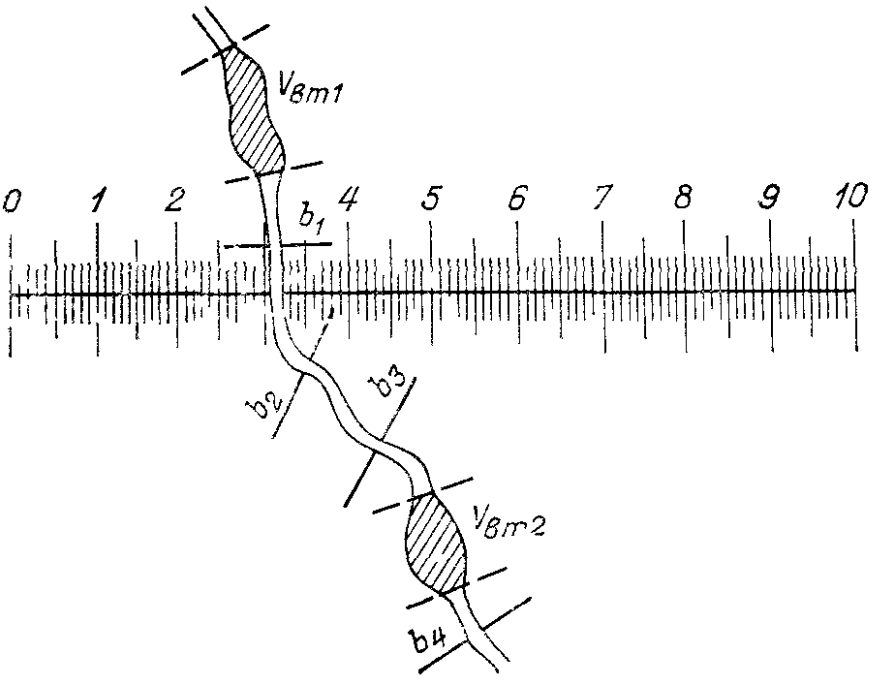


Рис. 44 Измерение ширины *b* открытой трещины под микроскопом, в шлифе

b_1, b_2, b_3, . . , b_n — ширина трещины в отдельных ее участках, n — количество измерений, $V_{вт}$ — локальные расширения трещины, относимые к пустотам выщелачивания (вторичные)

$b = (b_1 + b_2 + b_3 + \ldots + b_n)/n$

удлиненные, щелевидные, угловатые, изометричные и др. Такие локальные расширения по ходу открытых трещин возникают за счет процессов выщелачивания и соответственно относятся ко вторичным пустотам выщелачивания; их площадь измеряется отдельно и включается в объем вторичных пустот $V_{эв}$.

Несмотря на важность точности измерения раскрытости открытых (эффективных) трещин, установление ее в шлифах носит в известной мере условный характер. Причины этого заключаются 1) в разрешающей способности микроскопа, которая практически не дает возможности определять размеры менее 10 мкм; 2) в отмеченной выше весьма частой невыдержанности раскрытия по ходу трещин и 3) в нередко происходящем искусственном их расширении.

Последнее может произойти в образцах керна при подъеме их с глубины на дневную поверхность за счет снятия геостатического давления либо за счет процессов поверхностного выветривания пород в обнажениях, так же как в образцах керна при длительном их нахождении на дневной поверхности. И наконец, возможно искусственное расширение открытых трещин в процессе изготовления из породы шлифа.

Указывается [26], что фактически ширина открытых трещин в карбонатных породах не превышает 25 мкм. Это мотивируется данными многочисленных наблюдений в шлифах, которые показывают, что раскрытость эффективных трещин обычно составляет 10—20 мкм и что трещины, целиком заполненные нефтью (при свечении под люминесцентной лампой), имеют раскрытость не более 25 мкм. Все случаи более значительных раскрытий открытых трещин объясняются искусственным расширением.

Следует заметить, что искусственная природа трещин, возникших при изготовлении шлифа, при известном опыте наблюдений и внимательности устанавливается сравнительно легко. Такие искусственные трещины обычно располагаются по периферии шлифа. Характер их стенок свежий, «рваный» извилинки одной стенки на всем протяжении повторяют в зеркальном отражении извилинки другой Часто внутри таких открытых трещин различаются оторванные от их стенок кусочки породы. Кроме того, некоторые искусственные трещинки хорошо различаются под бинокулярным микроскопом, обнаруживая благодаря стереоскопическому эффекту приуроченность к выпуклым или вогнутым участкам пластинки породы, заключенной между предметным и покровным стеклом.

Имея в распоряжении измерения площади шлифа S, мм^2, суммарные длины всех минеральных трещин $\sum l_м$, мм, всех стилолитов $\sum l_{ст}$, мм, и всех открытых трещин $\sum l_о$, мм, а также средние значения раскрытий эффективных (открытых) трещин (мм или мкм), переходят к вычислению параметров трещиноватости изучаемой карбонатной породы. В число таких параметров входят объемная плотность трещин T, м$^{-1}$, или густота трещин $Г$, м$^{-1}$, трещинная пористость $m_т$, %, и трещинная проницаемость $K_т$, 10^{-3} мкм^2. Они определяются по формулам, предложенным Е. С. Роммом [88].

Густота трещин $Г$ указывает на количество трещин, пересекающих единицу длины породы, т. е. на расстояние между трещинами. Объемная плотность, или просто плотность, трещин T по существу дает ту же информацию. Она устанавливается по отношению суммарной длины трещин $\sum l$, мм, наблюдаемых в шлифе, к площади этого шлифа S, мм^2.

Если шлиф ориентирован строго перпендикулярно к наблюдаемым в нем трещинам, объемная плотность T вычисляется по формуле

$$T = \sum l/S. \quad (1)$$

Если же условие перпендикулярности шлифа к трещинам не соблюдено, в приведенную выше формулу вводится поправочный коэффициент, равный 1,57, и таким образом формула (1) приобретает вид

$$T = 1{,}57 \sum l/S. \quad (2)$$

Используя формулу (2), определяют раздельно объемную плотность минеральных трещин $T_м$, стилолитов $T_{ст}$ и открытых трещин $T_о$. В сумме они характеризуют общую интенсивность трещиноватости породы.

Можно определять плотность трещин T и несколько иным способом, предложенным Е. Падушинским [61, 99], при котором от площадных измерений переходят к линейным. Для этого подсчитывают число пересечений следами трещин n некоторой произвольно выбранной в плоскости шлифа прямой линии с последующим измерением ее длины. Плотность трещин будет равна

$$T = n/l.$$

Трещинная пористость карбонатной породы $m_т$, %, т. е. отношение объема пустотного пространства всех открытых трещин к объему породы, при использовании площадных измерений в шлифе устанавливается по формуле $m_т = (bl/S) \cdot 100$, если ширина трещин определялась в миллиметрах. Длина трещин l и площадь шлифа S в этом случае измеряются в миллиметрах и квадратных миллиметрах.

Данные многочисленных определений трещинной пористости самых различных карбонатных пород разных регионов показывают, что ее значения в подавляющем большинстве случаев меньше 0,1 % и, как правило, не превышают 1 %.

Это легко подтверждается простым теоретическим расчетом.

Как известно пористость породы m равна отношению объема ее пустот V_1 к общему объему породы V $m = (V_1/V) \cdot 100$ %.

Возьмем кубик породы с длиной ребер 10 мм, объем которого будет составлять 1000 мм^3. Допустим, что он рассечен открытой трещиной, ширина которой равна 0,1 мм.

Объем пустотного пространства трещины $V_{тр}$ будет составлять $V_{тр} = 0{,}1 \times 10 \times 10 = 10$ мм^3, а трещинная пористость кубика породы

$$m_т = \frac{V_{тр}}{V} \cdot 100 = \frac{10}{1000} \cdot 100 = 1\ \%,$$

Напомним, что раскрытость (ширина) природных открытых трещин, как указывалось выше, обычно не превышает 25 мкм, т е 0,025 мм; при такой раскрытости трещины трещинная пористость рассматриваемого кубика породы составит уже всего 0,25 %.

Становится очевидным, что трещинная пористость в общей емкости трещиноватой карбонатной породы существенной роли не играет. Общая емкость такой породы определяется ее пористостью, как первичной, так и вторичной, из которых последняя нередко доминирует. Однако в отдельных случаях возможна соизмеримость запасов нефти, содержащейся в трещинах и в поровом пространстве блоков породы.

Основная роль трещин в карбонатном коллекторе заключается в том, что они являются путями фильтрации флюидов, в том числе нефти и газа. Фильтрационные же свойства породы определяются ее проницаемостью. Значение трещинной проницаемости $K_{тр}$ определяется по формуле

$$K_{тр} = Ab^3l/S,$$

где b — ширина трещин, мм; l — длина трещин, мм; S — площадь шлифа, мм^2; A — коэффициент, зависящий от геометрии систем трещин в породе (табл. 7).

Значения трещинной проницаемости карбонатных пород, полученные методом шлифов, удовлетворительно согласуются с результатами определения проницаемости породы промысловыми методами (геофизическими или обработкой данных опробования).

Результаты изучения карбонатной породы в шлифах, определения параметров ее трещиноватости и пористости, а также и других лабораторных исследований для последующей статистической обработки удобнее всего отображать в табличной форме. Общая форма такой таблицы рекомендована в «Атласе карбонатных пород-коллекторов» [26]. Естественно, применительно к имеющемуся фактическому материалу и конкретным задачам исследований ее можно изменять и совершенствовать.

В заключение напомним, что литолого-петрографические исследования являются важнейшим разделом комплексного изучения карбонатных коллекторов, и в первую очередь коллекторов

Таблица 7 **Значения коэффициента A**

Геометрия систем трещин	Коэффициент A
Одна система горизонтальных трещин	0,0342
Две взаимно перпендикулярные системы вертикальных трещин	0,0171
Три взаимно перпендикулярные системы вертикальных трещин	0,0228
Хаотическое расположение трещин	0,0171
Все трещины перпендикулярны к плоскости шлифа	0,085

трещинного типа. Этими исследованиями определяются главные параметры последних, поскольку пористость, кавернозность, проницаемость и трещиноватость карбонатных пород обусловлены преимущественно их структурно-генетическими особенностями и вещественным составом.

Определение параметров трещиноватости карбонатных пород под микроскопом, методом ВНИГРИ, пока является единственно возможным способом прямого, визуального определения раскрытия трещин. Эти данные в сочетании с измерениями суммарной длины трещин, наблюдаемых в шлифе, в свою очередь позволяют перейти к качественной и количественной оценке параметров трещиноватости, а следовательно, и к общей оценке коллекторских свойств карбонатной породы.

Однако надо заметить, что метод шлифов является статистическим. А это обусловливает определенные требования к методике отбора образцов и изготовления из них шлифов. Именно поэтому обязательными являются изготовление шлифов из двух-трех разных срезов одного и того же образца и наличие серии образцов из характеризуемого пласта или интервала разреза (для обеспечения «случайности» образцов).

ГЛАВА IV. ЗНАЧЕНИЕ ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИХ И ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Залежи нефти и газа в разрезах осадочных толщ, в том числе и в карбонатных породах, контролируются в первую очередь наличием пластов-коллекторов и изолирующих их покрышек.

Выделение пластов карбонатных коллекторов в конкретных изучаемых разрезах может осуществляться разными способами. Оно может производиться непосредственно по керну в результате литолого-петрографического изучения пород с использованием метода шлифов и с привлечением данных определения межзерновой пористости и проницаемости пород в лаборатории физики пласта. В практике геологических нефтепоисковых работ, когда отбор керна при бурении, как правило, весьма ограничен, для выделения горизонтов карбонатных коллекторов широко используют методы промысловой геофизики в сочетании с данными о нефте-, газо- и водопроявлениях, поглощениях промывочной жидкости и провалах инструмента, отмечаемых в процессе буре-

ния (и опробования) скважин. В обоих случаях выделенные пласты карбонатных коллекторов характеризуют конкретный разрез весьма ограниченного участка — отдельной «точки» — района.

Сопоставляя данные по этим отдельным «точкам», в известной мере можно судить о выдержанности или невыдержанности карбонатного коллектора по простиранию и о происходящих изменениях его коллекторских свойств в пределах отдельно взятых сравнительно небольших площадей и районов. Однако для выявления региональных закономерностей размещения карбонатных коллекторов в разрезе и изменения их коллекторских свойств по простиранию в пределах крупных районов (регионов) этого мало. Особенно если речь идет о прогнозировании карбонатных коллекторов на «закрытые» территории, в пределах которых бурение еще не производилось.

Для терригенных коллекторов с такой целью используют построения карт пористости и проницаемости отдельных горизонтов коллекторов, отражающих общие закономерности изменения коллекторских свойств изучаемого терригенного коллектора по простиранию. Такие карты составляют обычно для относительно небольших площадей или районов; при охвате более значительных территорий они теряют достоверность.

Однако терригенные породы — песчаники (алевролиты) — в подавляющей массе принадлежат к коллекторам порового типа. Коллекторские свойства определяются межзерновой пористостью и проницаемостью, значения которых варьируют в широких пределах и, кроме того, изменяются с более или менее известными закономерностями.

Карбонатные породы в отличие от терригенных принадлежат в основном к коллекторам трещинного типа. Значения межзерновой пористости и проницаемости, как правило, низкие и изменяются в незначительных пределах. Чаще всего межзерновая пористость известняков составляет 2—5 %, повышаясь в доломитах до 5—10 %, а межзерновая проницаемость карбонатных пород в целом — от нулевых значений до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

В дополнение к этому литологическая неоднородность карбонатных пород, даже в случаях карбонатных коллекторов порового типа, обусловливает обычно неравномерное распределение пористости в пределах пласта, и особенно значений вторичной пористости.

При этих обстоятельствах построение карт пористости и проницаемости карбонатных пород-коллекторов отдельных горизонтов (и толщ), особенно по данным лаборатории физики пласта, не имеет смысла. В известной мере оно оправданно в случаях учета значений вторичной пористости и трещинной проницаемости карбонатных пород, к тому же произведенного на литофациальной или тектонической основе карты.

Прогнозирование региональных закономерностей пространственных размещений и изменений карбонатных пород в целом и карбонатных коллекторов и изолирующих их покрышек в частности

возможно с помощью литолого-фациальных, палеогеографических и палеотектонических построений. Важное значение таких построений при решении вопросов о закономерностях пространственных размещений различных полезных ископаемых, связанных с осадочными породами, в том числе нефти и газа, в последние годы особенно подчеркивается в многочисленных публикациях и выступлениях на различных совещаниях.

Литолого-фациальные карты отображают фациальные обстановки седиментационных бассейнов и типы накапливавшихся в них осадков. Они позволяют прослеживать площадную изменчивость одновозрастных отложений, их фациальные и литологические взаимоотношения.

Палеогеографические карты показывают распространение физико-географических обстановок на поверхности исследуемой территории в определенные отрезки геологического времени. На них изображают области древних континентов и морей, положение береговых линий, особенности рельефа суши и распределение в ее пределах озер, болот, речных долин и дельт, особенности строения морских бассейнов — их глубины и соленость, заливы и лагуны, прибрежные зоны; выделяются палеоклиматические и биогеографические зоны.

Палеотектонические карты в свою очередь отражают тектоническое районирование исследуемой территории в рассматриваемые временные отрезки геологического прошлого, а также знак и амплитуду движений в пределах отдельных районов и участков. На палеотектонических картах выделяют области высокой и слабой тектонической подвижности и области устойчиво поднятые и устойчиво погружавшиеся. Среди последних различают участки с различными амплитудами погружения и т. д.

Методика построения литолого-фациальных, палеогеографических и палеотектонических карт (или схем) освещается в целом ряде работ, в том числе и в Трудах V Всесоюзного литологического совещания, состоявшегося в 1961 г., на котором этот вопрос обсуждался специально.

Составление всех подобных карт и схем может осуществляться в любых масштабах, выбор которых определяется как задачами исследований, так и состоянием имеющегося фактического материала. Обязательным условием при этом является возможно более точная синхронизация отложений рассматриваемого отрезка геологического времени, т. е. возможно более точная стратиграфическая разбивка и корреляция разрезов.

В основе построения литолого-фациальных и палеогеографических карт лежат данные литолого-петрографического (макро- и микроскопического) изучения пород, палеоэкологических наблюдений и результаты геохимического, физико-химического изучения пород (их минералов и элементов, устойчивых изотопов и т. д.). Комплексный анализ таких данных позволяет дать расшифровку фациальных условий образования породы. В сочетании со сведениями о мощностях отложений они в свою очередь позволяют

выделять в пределах территории исследований те или иные литолого-фациальные и палеогеографические зоны.

В последние годы делаются попытки перейти от чисто качественных к количественным методам литофациального картирования с привлечением методов математической статистики и с использованием ЭВМ [57]. Аналогичный количественный подход был применен также во ВНИГРИ при разработке методики составления карт зональности эпигенетических изменений карбонатных пород [92]. Конечной целью таких карт служил прогноз коллекторских свойств карбонатных пород. И наконец, построение палеотектонических карт основывается на сочетании анализа мощностей и формаций (фаций).

Исходными позициями прогнозирования карбонатных пород-коллекторов на основании литолого-фациальных, палеогеографических и палеотектонических реконструкций служат следующие положения:

1) коллекторские свойства карбонатных пород формируются в основном за счет различных эпигенетических преобразований (в том числе и трещиноватости). Однако во многом они предопределяются условиями (и обстановками) седиментогенеза и последующих диагенетических изменений карбонатного осадка;

2) характер литогенеза (диагенеза и эпигенеза) осадков-пород, в том числе и карбонатных, обусловлен сочетанием физико-географических обстановок осадконакопления и палеотектонического режима.

Прогнозирование карбонатных пород-коллекторов на базе литолого-фациальных, палеогеографических и палеотектонических реконструкций является сложной задачей. Оно требует установления генетических связей коллекторских свойств этих пород с теми или иными фациальными, палеогеографическими или палеотектоническими условиями. В целом такие связи мало изучены и в каждом конкретном районе будут определяться по-разному.

Примером этому могут служить рифогенные карбонатные образования. То, что с ними во многих странах мира связаны крупные нефтяные залежи, общеизвестно. Поэтому выделение зон, областей развития рифогенных фаций является задачей весьма актуальной. Более того, можно прогнозировать, что в пределах таких областей, зон карбонатные породы будут в основном представлены коллекторами порового типа.

Несомненно, что рифогенные карбонатные образования обнаруживают тесные связи с определенными фациальными, палеогеографическими и палеотектоническими обстановками. Благоприятны для их развития мелководные зоны достаточно крупных морских водоемов нормальной солености и с ограниченным поступлением терригенного материала, расположенные в областях теплого (аридного или гумидного) климата. Широко распространено мнение о приуроченности рифогенных построек к зонам разломов. Однако В. Г. Кузнецов [55] отмечает, что разломы влияют на рифообразование в общем виде опосредованно. Они разделяют

разные тектонические элементы, а рифы формируются как раз на границах структур с различным характером развития. Если рифообразование по времени совпадало с активизацией разломов и движения по ним были значительны, генетическая связь их определенная и четкая. Если же они были неодновременными, то их положение в пространстве может быть различным.

В целом влияние тектоники на рифообразование двойственно. С одной стороны, оно косвенно: осуществляясь через рельеф морского дна — создание положительных форм рельефа (локальных поднятий, валов, резких протяженных флексур и т. д.), на которых рост рифов начинается уже после этих тектонических проявлений. С другой стороны, влияние тектоники сказывается на изменении расстояния между дном бассейна и уровнем моря, связанном в основном со скоростью тектонического прогибания, что определяет локализацию рифообразования.

Детальное рассмотрение принципов поисков и критериев выделения погребенных рифов [55] показывает сложность решения этой задачи, требующего специальных исследований.

Исходя из литолого-фациальных, палеогеографических и палеотектонических построений, можно решать и вопросы пространственных размещений региональных изолирующих покрышек карбонатных коллекторов.

В целом прогнозирование карбонатных пород-коллекторов (и изолирующих их покрышек) на основании литолого-фациальных, палеогеографических и палеотектонических реконструкций является весьма сложной проблемой В каждом регионе она решается по-своему и, как правило, с большой долей условности. И тем не менее даже в первом приближении сделанный прогноз служит разработке более обоснованных поисков нефти и газа в карбонатных отложениях.

ГЛАВА V. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Степень изученности возможностей применения промыслово-геофизических методов к карбонатным трещинным коллекторам пока еще низкая. Основной причиной этого является совместное влияние всех геологических и физических факторов на потенциальные геофизические поля (электрическое, гравитационное, магнитное, упругих волн и др.). Раздельное же рассмотрение влияния этих факторов (литологический состав горных пород, пористость, кавернозность, трещиноватость) обычно затруднительно, тогда как знание его крайне необходимо.

Получение количественной оценки карбонатных коллекторов промыслово-геофизическими методами невозможно без отбора

керна и без знания закономерностей развития трещиноватости и вторичной пористости. Эффективность применения промыслово-геофизических методов для изучения трещинных коллекторов во многом зависит от достоверности принятых представлений о модели рассматриваемого типа коллектора.

Кратко остановимся на вопросе определения емкости карбонатного коллектора по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) горной породы. В использовании УЭС для этих целей обычно встречаются значительные трудности. Затруднения, как правило, вызваны сложной формой емкостного пространства карбонатных пород, составленного межзерновыми порами, кавернами, трещинами и стилолитовыми полостями Приближенная оценка зависимости УЭС карбонатной породы от общей пористости может быть получена в том случае, когда структура порового пространства известна и при этом она не очень сложна.

В последнее время в связи с возросшей надобностью оценки емкости карбонатных пород широкое применение получил приближенный метод расчета сопротивления проводников Максвелла [1954 г.]. Однако для практических расчетов формула Максвелла может быть применена при разреженной упаковке элементарных объемов (зерна) с расстоянием между ними больше их диаметра (случай горной породы с каверновыми пустотами). Меж тем истинная зависимость УЭС от структуры порового пространства карбонатной породы выясняется только с помощью практических измерений на объекте.

Характерной особенностью карбонатных пород является их анизотропия относительно коллекторских и физических свойств, обусловленная трещиноватостью В реальных условиях трещиноватость приводит к вторичным изменениям горной породы в блоках, ограниченных трещинами, вызывая значительную неоднородность физических свойств трещиноватых пород.

В подобных неоднородных горных породах измеренное кажущееся сопротивление определяется преимущественно размером, ориентировкой и типом применяемой установки. Для оценки УЭС неоднородных пород И. И. Горюновым [100] была рекомендована двухэлектродная установка. Применение этого способа представляет возможность определения эффективной пористости.

Современные методы промысловой (скважинной) геофизики относительно удовлетворительно решают эту задачу для пород-коллекторов с изотропной средой. В случае же трещиноватых карбонатных пород стандартные методы электрометрии (потенциал- и градиент-зонды) оказываются малопригодными даже для получения качественной оценки коллекторских свойств подобных пород При оценке продуктивности карбонатных пород по данным промыслово-геофизических исследований необходимо учитывать параметры трещиноватости этих пород, что позволяет различать некоторые закономерности в распределении пористых зон. То, что раньше казалось беспорядочным, при знании геометрии систем трещиноватости приобретает упорядоченность и способствует

этим, в частности, выделению зон выщелачивания по разрезу скважины.

При определении емкости трещиноватых пород (в том числе и карбонатных), разумеется, важно знать мощность пласта (горизонта, толщи)-коллектора. Для карбонатных пород это иногда затруднительно, так как современная методика электрического и радиоактивного каротажа не дает уверенных данных по определению мощности продуктивного горизонта трещиноватых пород.

Литолого-петрографическими исследованиями установлено, что при значительной мощности продуктивная толща не вся может оказаться эффективной. В стратиграфическом разрезе исследуемой скважины обычно определяются раздельные интервалы пород с повышенной трещинной проницаемостью. Сумма мощностей этих интервалов и составляет общую мощность эффективной части продуктивной толщи.

Подразумевается, что пористость (емкость) пород рассматриваемого разреза более или менее однозначна. Подсчитанная таким способом мощность всегда будет меньше относительно произвольно взятой мощности только по каротажным данным. Однако при подсчете запасов нефти в подобных коллекторах часто приходится исходить из всего объема залежи.

При интерпретации промыслово-геофизических данных, как известно, применяется моделирование, в основу которого заложено то или иное представление о реальной среде. Результаты интерпретации зависят от степени соответствия выбранной модели реальному пласту-коллектору.

Однако даже в тех случаях, когда известен тип коллектора, по данным геофизических измерений не всегда удается однозначно оценить тот или иной тип его пористости. Объяснить это возможно тем, что реальная карбонатная порода часто характеризуется случайным распределением пустот различного типа. В то же время модели, применяемые при интерпретации промыслово-геофизических данных, не позволяют учесть эту случайную характеристику емкостных параметров карбонатных (трещиноватых) пород. Отсюда следует, что используемые модели ввиду их значительной упрощенности часто не отражают всю сложность строения реальных карбонатных пород-коллекторов.

Для преодоления возникших при интерпретации промыслово-геофизических данных затруднений, вызванных сложной изменчивостью структурных особенностей карбонатных пород, представляется возможным применить стохастическое моделирование. Такое моделирование сводится к установлению вероятностного закона, описывающего поведение свойств сложно организованной (диффузионной) системы. Характерной особенностью такой системы является то, что параметры, определяющие ее, не имеют постоянных значений, а варьируют в определенных пределах. Именно к таким системам можно отнести карбонатные трещиноватые породы.

В формировании карбонатных коллекторов весьма важна роль карста. Исследованиями показано, что в пространственном размещении карстовых пустот наблюдается тесная связь с ориентировкой систем трещин. Карстовые пустоты в карбонатных породах и связывающие их микротрещины составляют единую гидродинамическую систему. Локализация карстовых пустот в том же направлении, что и трещиноватость, облегчает поиски закарстованных зон не только по разрезу скважин, но и в пространстве (по площади). Такие зоны (трещинно-карстовые) по данным электрокаротажа обычно выделяются как участки пониженных сопротивлений, что может служить критерием для их выделения.

В целом разработка рационального комплекса промыслово-геофизических работ для изучения карбонатного (трещинного) коллектора зависит от особенностей геологического строения каждого конкретного района; он может быть установлен для рассматриваемого района только после проведения необходимого объема опытных работ.

Применяемый промыслово-геофизический комплекс исследований (при определенных сочетаниях ПС, КС, БКЗ, ГК, НГК, кавернометрии) позволяет более или менее уверенно выделять только коллектор порового типа. Близко к нему по характеристике кривых ПС стоит коллектор кавернового типа, но он чаще всего выделяется по местоположению зон поглощения в процессе бурения скважин.

Пока отсутствуют эффективные геофизические методы, позволяющие судить о промышленной нефтенасыщенности карбонатных отложений. Так, в частности, низкая проницаемость последних отрицательно сказывается на результатах газового каротажа. Для оценки нефтеносности этих отложений применяются пласт-испытатель и кислотные обработки, дающие в ряде случаев положительный эффект.

Изучение карбонатных трещинных коллекторов промыслово геофизическими методами имеет существенное значение в тех случаях, когда визуальное изучение трещиноватости горных пород оказывается невозможным из-за отсутствия фактических данных (плохая обнаженность, малый вынос керна).

В настоящее время при изучении карбонатных трещинных коллекторов в различных нефтегазоносных районах в зависимости от их геологических особенностей (главным образом литологического состава рассматриваемых пород и структуры порового пространства) применяются разные комплексы геофизических и визуальных методов:

— определение удельного электрического сопротивления и визуальные исследования трещиноватости пород в обнажениях и по керну;

— определение удельного электрического сопротивления и исследования трещиноватости пород методом шлифов;

— метод двух растворов (два измерения удельного электрического сопротивления трещиноватой породы с различным удельным сопротивлением насыщающей трещины жидкости);

— ПС и определение мембранного потенциала по керну и шламу;

— ПС и ГК, два измерения скорости распространения упругих колебаний (в скважине и образце);

— НГК и измерение абсолютного значения пористости по керну;

— НГК и БКЗ, а также НГК, БКЗ и измерения пористости по керну.

Однако степень изученности этих методов в применении их к карбонатным коллекторам пока еще весьма низкая.

Известные данные по результатам практического применения промыслово-геофизических методов (УЭС, ПС, ГК, НГК, БКЗ и др.) для выделения карбонатных трещинных коллекторов показывают, что получение количественной оценки последних невозможно без отбора керна и без знания закономерностей развития трещиноватости и пустот выщелачивания.

В определенных условиях для выяснения значений трещинной пористости перспективен метод НГК. С его помощью определяется значение общей пористости, из которого можно вычесть значение межзерновой пористости, определенное стандартным, лабораторным методом.

Самым сложным в оценке трещинных коллекторов, и в первую очередь карбонатных, является определение их емкости, так как из-за различных вторичных преобразований поровое пространство карбонатных пород характеризуется значительной неоднородностью.

Карбонатные трещиноватые породы-коллекторы ввиду резкой неоднородности и сложности строения являются далеко не благодарным объектом для моделирования. За последние 20—25 лет известны многие примеры просчетов при определении в них параметров к подсчету запасов нефти (газа). Эти примеры свидетельствуют о том, что мы по существу находимся еще на пути к решению этой проблемы, хотя многое в этом направлении уже сделано.

Такие коллекторы большие затруднения обычно вызывают у промысловых геофизиков, которые при исследованиях вынуждены прибегать к моделированию искомого коллектора.

Так, например, при изучении карбонатных коллекторов в Припятской впадине некоторые промысловые геофизики [Абдухаликов Я. Н., Демидова Т. Г., 1976 г.] руководствуются моделью, не отвечающей реальным условиям. Они полагают, что емкость доломитов и доломитизированных известняков саргаевского, семилукслого, воронежского и задонско-елецкого горизонтов карбона обусловлена только вторичными порами, кавернами и трещинами. Между тем ими же указывается, что в рассматриваемых разрезах выделяются не только поровотрещинные и каверново-трещинные коллекторы, но даже и поровые. Впечатление таково, что межзерновая среда матрицы как будто игнорируется. Кстати, об этом же свидетельствует выделяемый ими каверново-трещинный тип коллектора,

Эти исследователи полагают, что наиболее эффективными промыслово-геофизическими методами являются боковой, нейтронный и акустический каротаж, хотя известно, что эти методы, применяемые для выделения коллекторов, «требуют» идентичности последних (по литологическому составу, типу коллектора) во всех рассматриваемых скважинах. Эти условия, разумеется, ввиду неоднородности карбонатных коллекторов не могут быть соблюдены.

В. Н. Дахнов [32] подробно рассматривает структуру карбонатных коллекторов, указывая, что глинистость последних часто затрудняет определение их коллекторских свойств по геофизическим данным. Так, повышенное содержание глинистого материала в карбонатном коллекторе обычно снижает проницаемость его в прискважинной зоне. Автор в качестве модели карбонатного коллектора использует таковую, предложенную ранее исследователями ВНИГРИ [61]. В зависимости от преобладания пустот того или иного типа карбонатный коллектор именуется порово-трещинным, порово-трещинно-каверновым или порово-каверновым.

В связи с увеличением глубин разведочных скважин и поисками нефти и газа в горных породах со сложной структурой порового пространства (карбонатные коллекторы) значение традиционных методов геофизического исследования скважин (ГИС) существенно снижается.

Достоверность выделения карбонатных коллекторов и оценки продуктивности заключенных в них залежей нефти промыслово-геофизическими методами не превышает 50 %. Кроме того, пока отсутствует петрофизическое обоснование комплекса электрических, радиоактивных, акустических и других свойств, необходимое для учета различных факторов при количественных определениях пористости, нефтегазонасыщенности и других характеристик карбонатных пород-коллекторов.

Так, исследователи СевкавНИПИнефти по-прежнему придерживаются давних позиций, отрицая ведущую роль матрицы в емкости карбонатных пород в южной части Восточного Предкавказья (Октябрьская площадь).

Матрица, по представлениям В. М. Васильева и др. [1975 г.], при пористости менее 8 % якобы признаков нефти не содержит; она обладает «нулевой» проницаемостью. В этой связи основной емкостью (и путями фильтрации) признаются макро- и микротрещины. Однако при оценке емкости карбонатных пород промыслово-геофизическими методами авторы учитывают не только «трещинную» емкость, но и блоковую и вторичную в диапазоне соответственно 0,4—3,3 и 0,0—2,9 %, что свидетельствует о неуверенности авторов в выборе ими модели коллектора для рассматриваемого объекта.

Изучение карбонатных пород-коллекторов нижнего мела (в основном валанжина) и средней юры в нефтеносных районах ЧИ АССР по промыслово-геофизическим данным сопряжено, как утверждают геофизики, и в частности А. М. Нечай и др. [1975 г.], с большими затруднениями. Обусловлено это упомянутой уже неоднородностью пород, что ограничивает применение некоторых методов каротажа (в частности, БКЗ). Из-за отсутствия надежных методов интерпретации данных стандартного геофизического комплекса должное представление о подобных коллекторах получить трудно Использование при интерпретации методик, разработанных для поровых коллекторов, приводит к серьезным просчетам при определении емкостных свойств карбонатных пород-коллекторов.

Указанные исследователи полагают, что для оценки нефтенасыщенности рассматриваемых коллекторов необходимо определить характер насыщения межзернового пространства (матрицы) за пределами зоны проникновения. Ими было установлено, что значение вторичной пористости рассматриваемых карбонатных пород обычно меньше межзерновой пористости блоков и очень редко приближается к ней.

Таблица 8. **Определение характера насыщения межзерновых пор и типы коллекторов в карбонатных породах-коллекторах валанжина и юры в ЧИ АССР (по А. М. Нечаю и др., 1975 г.)**

m, %	$\frac{m}{m}$	$\frac{m - m_0}{m_0}$	Тип коллектора	Матрица
$\leqslant$ 3—4	>1	1	Кавернозно-трещинный	Водонасыщенная
$\leqslant$ 3—4	$\leqslant 1$	<0	Трещинно-кавернозный	„
Любая	~ 1	~ 0	Поровый	„
$>$ 4—5	<1	<1	Кавернозно-трещинный	„
$>$ 4—5	>1	>1	Трещинно-кавернозный	Нефтенасыщенная

Примечание m — общая пористость, m_0 — пористость матрицы

Рассматриваемые карбонатные отложения нижнего мела и средней юры залегают на глубине более 3—4 км, где пористость колеблется от 0,5 до 4—5 %. Признается, что межзерновые поры доломитов и известняков в блоках нефтенасыщенны при пористости в 4—5 % (табл. 8).

Многие месторождения нефти и газа часто связаны с неоднородными низкопористыми коллекторами. Обычно такие коллекторы наблюдаются в разрезах глубоких скважин. Выделение подобных коллекторов по геофизическим данным часто вызывает большие затруднения. Лишь в отдельных случаях эти коллекторы могут быть отмечены показаниями акустического и микробокового каротажа.

Согласно Н. Н. Сохранову [1976 г.], данные акустического каротажа против трещинных карбонатных коллекторов характеризуются большим затуханием колебаний и уменьшением их амплитуды при относительно небольшом интервальном времени пробега Δt. Кривые бокового каротажа в этих интервалах изрезаны и имеют участки с низкими значениями КС.

Другие методы геофизических исследований (КС, ПС, ГК, НГК, Δt) не дают каких-либо отличительных признаков для выделения горизонтов карбонатных трещинных коллекторов.

При незначительной глинистости карбонатных пород и большой минерализации пластовой воды, например в Грозненском районе (известняки верхнего мела), наличие трещинных коллекторов А. М. Нечай [1975 г.] устанавливает путем сравнительного сопоставления и количественного анализа удельного сопротивления пород, данных нейтронного каротажа и анализа керна.

Оценка газонефтенасыщенности карбонатных трещинных коллекторов по геофизическим данным остается пока сложной задачей; в настоящее время ее производят путем опробования пластов (интервалов разреза) испытателем на трубах или стреляющими грунтоносами.

По мнению многих исследователей карбонатных пород-коллекторов, ни один из современных геофизических методов (в от-

дельности) не в состоянии повысить степень достоверности выделения и прослеживания по площади подобных коллекторов нефти и газа, так как глубина исследования обычно весьма ничтожна по сравнению с расстоянием между скважинами. В целом эти исследователи полагают, что существуют три основных типа емкости в карбонатных коллекторах: первичный, вторичный и сложный (сочетание первичного и вторичного).

Первый тип емкости карбонатного коллектора характеризуется (по данным промысловой геофизики) так же, как и поровый (гранулярный) коллектор в терригенных породах.

Вторичный тип емкости карбонатного коллектора представлен системой вторичных пустот (трещины и пустоты выщелачивания). Такой коллектор именуется трещинным по тому признаку, что основную емкость в нем составляют пустоты выщелачивания, а фильтрация обусловлена в нем трещинами.

При оценке емкости карбонатного коллектора обычно возникает ряд проблем, которые необходимо каким-то образом решать. Так, например, важно установить роль межзерновой пористости в общей полезной емкости рассматриваемого коллектора. Кроме того, необходимо выяснить, каково соотношение емкости (в количественном выражении) собственно трещин и расширений вдоль последних, а также роль трещин в фильтрации флюидов.

Решение этих задач достигается только комплексными исследованиями, и ввиду сложности структуры карбонатного коллектора результаты подобных исследований могут рассматриваться только как приближенные.

Согласно рекомендациям А. Д. Везировой и др. [1972 г.], в этих случаях используются различные методы промысловой геофизики (с акцентом на метод двух растворов) и гидродинамических расчетов. Методы исследования керна для указанных целей, несмотря на то, что эти методы являются прямыми, используются мало. А если учесть приведенные выше высказывания этих же исследователей о том, что ни один из геофизических методов не в состоянии повысить степень достоверности определения карбонатных коллекторов, станет очевидной убедительность предлагаемых авторами рекомендаций.

В карбонатных породах башкирского яруса Волго-Уральской области (на примере Осинского месторождения) некоторые исследователи различают три типа коллекторов: поровый, порово-трещинный и трещинный. Выделение указанных типов карбонатных коллекторов производится по данным промыслово-геофизических исследований.

Поровый тип — отрицательная аномалия на кривой собственной поляризации (СП), аномальное приращение по микрозондам, пониженные значения по микрозондированию (МК) и микробоковому каротажу (МБК), уменьшение диаметра скважины по КМ (кавернометрия), минимальное значение по НГК.

Трещинный тип (карбонатные породы) — по данным СП, МБК и МК породы проницаемые, по НГК плотные (4—8 %).

В благоприятных условиях (незначительная глинистость, большая минерализация пластовой воды и др.) наличие карбонатных трещинных коллекторов может быть установлено путем сопоставления и количественного анализа удельного сопротивления пород, данных нейтронного каротажа и керна (методика А. М Нечая).

В общем случае для выделения сложных коллекторов (низкопористых, неоднородных, трещинных) необходимо применять промыслово-геофизические методы в комплексе с геологическими (отбор керна, шлама, испытание пластов). Из промыслово-геофизических исследований для выявления указанных коллекторов наиболее перспективны акустические, радиоактивные и электрические методы каротажа, временны́е измерения КС и НГК, метод двух растворов. Необходимо широко использовать отбор образцов пород и проб пластовых флюидов приборами на кабеле (опробователь пластов, стреляющие и сверлящие грунтоносы). Особенно эффективно для выявления коллекторов использование трубных испытателей пластов.

Оценка нефтегазонасыщенности карбонатных трещинных коллекторов по геофизическим данным по-прежнему остается сложной задачей, и поэтому ее производят в основном по геологическим данным, главным образом путем опробования пластов (интервалов разреза) испытателем на трубах.

Изложению методики комплексной обработки и интерпретации геолого-геофизических наблюдений в разрезах глубоких скважин посвящена работа [18]. В основу интерпретации положены методы математической теории оптимального эксперимента (МТОЭ). При этом исходная информация геолого-геофизических данных «рассортировалась» на две части — закономерную (детерминированную) и случайную (стохастическую). Каждая из них характеризуется специфическими чертами (закономерная — общая и случайная — частная).

Для оценки емкости карбонатных коллекторов была использована модель регрессии по методу главных компонент, типы же пористости оценивались с помощью факторной модели. Изучение периодической характеристики пористости по разрезу карбонатных пород проводилось с помощью полициклической модели.

Сделана попытка использования моделирования для подразделения общей пористости на первичную и вторичную. Исследования в этом направлении, разумеется, должны быть продолжены

В настоящее время известен опыт изучения трещиноватости главным образом по наблюдениям за УЭС карбонатной трещиноватой горной породы [Горюнов И. И., 1962 г.]; возможности других геофизических методов еще недостаточно выяснены.

Сущность проведенных исследований карбонатных трещинных коллекторов геофизическими методами заключается в изучении анизотропии УЭС по розам одинаковых направлений изоом и эллипсам анизотропии сопротивления. Результаты этих исследова-

ний, проведенных в комплексе с визуальными геологическими наблюдениями, позволяют судить о закономерностях развития трещиноватости по площади.

Сопоставление результатов визуального геологического изучения трещиноватости горных пород и их электрического сопротивления было проведено по ряду нефтеносных районов СССР. Совместное рассмотрение результатов этих исследований, представленных геоэлектрическими профилями, картами равных сопротивлений и эллипсами анизотропии УЭС, с данными визуальных геологических наблюдений над трещиноватостью показало наличие прямых связей между картами густот трещин и картами изоом, а также между эллипсами анизотропии УЭС и направлениями главных лучей роз трещиноватости. Выяснилось, что примененная методика изучения анизотропии электрического сопротивления трещиноватых горных пород позволяет путем параметрических измерений получать необходимую информацию о геоэлектрическом разрезе и электрической характеристике пород с повышенной трещиноватостью. Указанные результаты способствуют выделению в скважинах интервалов для опробования, а карты электрического сопротивления пород, отражающие интенсивность их трещиноватости, позволяют выделять благоприятные участки для размещения разведочных скважин.

Как известно, при применении метода шлифов для исследуемой части разреза по керну скважин можно получить оценку трещинной проницаемости и пористости. В этих условиях промыслово-геофизические данные могут быть использованы для обоснованной экстраполяции полученных данных на остальную литологически однородную часть разреза, для которой керн отсутствует.

Значительный интерес представляют собой исследования Г. А Шнурмана [1973 г.] в Грозненском районе по уточнению оценки коллекторских свойств карбонатных пород, а также по дифференциации трещин и каверн по физическим свойствам и их влиянию на электрическое сопротивление пород. Согласно данным этого исследователя в верхнемеловых известняках трещинная пористость не превышает первых десятых долей процента, а емкость каверн имеет гораздо бо́льшие значения, достигая иногда 1 % и более.

Обращает на себя внимание проведенный промышленный эксперимент с целью установления природы увеличения сопротивления высокопористых карбонатных пород-коллекторов на ряде площадей ЧИ АССР Эксперимент однозначно показал, что указанное увеличение удельного сопротивления обязано частичному нефтенасыщению межзерновых пор и повышенной трещиноватости пород, а вовсе не влиянию проникновения промывочной жидкости.

Г. А. Шнурман доказал наличие в разрезах месторождений Карабулак-Ачалуки и Малгобек-Вознесенское нефтенасыщенных

по порам пород. Это обстоятельство, которое рядом грозненских геологов в свое время игнорировалось без достаточных на то оснований, значительно повышает общую потенциальную емкость рассматриваемых карбонатных пород-коллекторов.

Верхнемеловые карбонатные коллекторы Восточного Предкавказья с промыслово-геофизических позиций изучались многими исследователями. Так, известно, что количественная оценка общей пористости трещиноватых карбонатных пород-коллекторов по геофизическим показателям в принципе возможна в случае равномерного распределения пористости (изотропная среда) либо при распределении ее по известному закону (анизотропная среда). При такой оценке, однако, должна быть также известна доля каждого типа пустот в общей пористости.

Г. М. Золоева [1971 г.] основной емкостью в рассматриваемых породах считает вторичные пустоты выщелачивания, развитые по трещинам и реже в блоках породы. В этой связи выделяются три типа коллекторов: трещинный, кавернозно-трещинный и порово-кавернозно-трещинный. Если учесть, что последний из них характеризуется высокой межзерновой пористостью, то это, очевидно, будет просто поровый тип коллектора. Выделение трещинного типа коллектора лишено оснований. С этим вынуждены ныне согласиться и грозненские исследователи, в том числе и геофизики.

В принятой Г. М. Золоевой модели верхнемелового карбонатного коллектора ЧИ АССР трещины и стилолиты считаются распределенными в породе хаотически. Меж тем многочисленными наблюдениями установлена системность в ориентировках трещин как относительно слоистости пород, так и по отношению к странам света. Кстати, указанной системностью и обусловлена широко известная анизотропность трещиноватых пород относительно их физических и коллекторских свойств. Это в равной мере справедливо и по отношению к стилолитам, поскольку они обладают теми же ориентировками, что и трещины.

Вообще вызывает недоумение пренебрежение полезной емкостью блоков (матрицы). Ведь даже по данным, приведенным в работе Г. А. Шнурмана [1973 г.], эта емкость «может составить не менее 40—60 % от общего объема пор». Ссылка же на низкий коэффициент извлечения нефти из блоков лишена оснований, поскольку в трещинном коллекторе фильтрация нефти осуществляется постоянным подтоком ее из межзерновой среды блоков в трещины, с которыми забойная зона скважины находится в непосредственной гидродинамической связи.

В работе Г. М. Золоевой [1971 г.] имеются известные противоречия, свидетельствующие о неуверенности выбора модели коллектора. Так, вначале утверждается незначительная роль межзерновых пор в емкости коллектора. В последующем сообщается, что межзерновые поры блоков содержат значительные количества нефти и, наконец, в выводах справедливо признается необходимость оценки запасов нефти, содержащихся в межзерно-

вом пространстве блоков, и определения коэффициентов их нефтенасыщенности.

А. М. Бедчером [1978 г.] была проведена попытка моделирования процессов эпигенеза и катагенеза применительно к промыслово-геофизическим характеристикам карбонатных пород Западного Предкавказья. Автор, разумеется, представляет, что вторичные преобразования горных пород (но не физических свойств последних) являют собой сложный динамический процесс, но моделирование по существу свел к описанию вида и формы двумерных уравнений регрессии, характеризующих связь пористости, глинистости, карбонатности и некоторых других свойств пород с промыслово-геофизическими данными с фиксированными стадиями эпигенеза и катагенеза.

Но так как известно, что эти связи определяются по совокупности (сумме) всех рассматриваемых свойств (факторов), исследователь вынужден обращаться только к общим (не к частным) уравнениям регрессии. Отсюда, естественно, следуют и затруднения с определением того, какому фактору (и отражающему ее геофизическому сигналу) обязано то или иное преобразование горной породы.

Некоторые исследователи, преимущественно промысловые геофизики (в том числе и А. М. Бедчер), почему-то полагают, что физические свойства пород подвергаются эпигенетическим преобразованиям. На наш взгляд, такое выражение совсем неудачно. Физические свойства горных пород, как известно, являются производными от их вещественного состава и структуры и состояния их преобразованности под влиянием различных физико-химических факторов. На различных этапах эпигенетического преобразования горных пород соответственно видоизменяются их физические свойства.

Следовательно, нельзя говорить об эпигенетических преобразованиях физических свойств, так как на различных стадиях эпигенеза преобразовывается горная порода, приобретая при этом те или иные физические свойства.

Карбонатные коллекторы Оренбургского газоконденсатного месторождения выделяются на диаграммах радиоактивного каротажа (ГК) повышенными значениями естественной гамма-активности. Особенно четко фиксируются сакмарские отложения, кровля которых представляет собой региональный репер и выделяется по максимуму показаний ГК. В практике подсчета запасов нефти и газа на этом месторождении коэффициент нефтегазонасыщенности получают различными косвенными методами. Чаще он рассчитывается по данным промысловой геофизики — по параметру насыщения, который выражается отношением сопротивления продуктивного пласта к сопротивлению этого же пласта при полном водонасыщении.

В случае невозможности точного измерения истинного сопротивления пластов коэффициент нефтегазонасыщенности, как правило, оценивается на основании результатов лабораторных исследований образцов керна из продуктивных отложений. Определяемый коэффициент остаточной водонасыщенности здесь

характеризует содержание связанной (невытесняемой) пластовой воды.

Обычно исследования керна оказываются недостаточными для достоверной оценки нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, и каждый раз определяются приемлемые корреляционные зависимости этого параметра с открытой пористостью или проницаемостью пород, средние значения которых могут быть использованы для нахождения остаточной водонасыщенности.

Для карбонатных поровых коллекторов связь остаточной водонасыщенности с проницаемостью в общем случае более тесная, чем с пористостью. Однако по геофизическим данным оказывается невозможным определить проницаемость продуктивных пластов с необходимой точностью. Зависимости между остаточной водонасыщенностью и проницаемостью пород по данным изучения керна также не могут быть использованы для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности по геофизическим характеристикам пласта.

На примере карбонатных коллекторов каменноугольных отложений Оренбургской области была сделана попытка выделить их в разрезе по промыслово-геофизическим данным [Куликова Г. Н, 1972 г.] В этой связи был построен график зависимости

$$P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}}),$$

где $P_{\text{п}}$ — фактор пористости — относительное сопротивление; $K_{\text{п}}$ — удельное электрическое сопротивление зоны проникновения для карбонатных пород башкирского и турнейского ярусов.

В результате исследования этой зависимости было отмечено противоположное по знаку влияние трещиноватости и кавернозности на значение $P_{\text{п}}$. Эта особенность использовалась для определения типа коллектора. Был сделан вывод о широких пределах изменений каротажных сигналов для карбонатных трещинных коллекторов, что вполне согласуется с наблюдениями И. И. Горюнова [100], отметившего максимальную дисперсию для этих параметров. Так же обстоит дело с выводом о малой разнице в удельном электрическом сопротивлении для водо- и нефтеносных пластов, что позволяет использовать эти различия в диапазоне изменения $K_{\text{п}}$ во времени для оценки продуктивности пласта.

Для выбора комплекса промыслово-геофизических методов оценки нефтегазоносности карбонатных пород-коллекторов в условиях Волгоградского Повольжя были опробованы некоторые из них. В частности, были испытаны способы радиального градиента сопротивления, сопоставления данных НГМ и электрометрии, разновременных измерений КС и больших потенциал-зондов.

Способ радиального градиента сопротивлений, предложенный Р. Б. Юдкевичем [1962 г.], основан на различии градиентов сопротивлений нефте- и водоносных пород, обусловленных проник-

новением в них фильтрата промывочной жидкости. Этот способ был опробован по ряду скважин Жирновского месторождения (карбонатные пласты в нижнебашкирской, намюрской и окско-серпуховской толщах). Данные опробования показали, что указанная методика не дает однозначных результатов, особенно в условиях глубокого проникновения фильтрата промывочной жидкости, так как разница в градиентах сопротивления для обводненных и продуктивных пластов оказывается незначительной.

Испытание способа совместного использования данных НГМ и электрометрии на упомянутых выше пластах (неглинистых) Коробковского и Жирновского месторождений дало относительно удовлетворительные результаты, показав возможность выделения продуктивных коллекторов при зондах размером $AO=4{,}25$ м и $AO=2{,}75$ м. Однако одновременно был установлен существенный недостаток этой методики, заключающийся в трудности проведения разграничительной линии между нефтегазо- и водонасыщенными пластами, обусловленной структурными особенностями карбонатных пород.

Согласно В. Н. Дахнову [1969 г.], принципиальную возможность для оценки насыщенности флюидами карбонатных коллекторов дают разновременные измерения проникновения фильтрата промывочной жидкости. На примере применения этой методики временны́х измерений в нескольких скважинах Коробковского и Жирновского месторождений были выделены водоносные горизонты зондами размером $AO=2{,}75$ и 4,25 м при интервале времени между измерениями более 10 сут.

Применение же больших потенциал-зондов в районах Волгоградского Поволжья, несмотря на серьезные ограничения, вызванные техническими причинами, оказалось целесообразным при изучении массивных залежей в карбонатных толщах.

В целом выбор комплекса промыслово-геофизических исследований карбонатных пород-коллекторов полностью зависит от геологических условий каждого конкретного района; он обычно устанавливается после проведения необходимого объема опытных исследований.

Нужно отметить, что карбонатные породы обладают бо́льшим объемом пустот растворения, чем песчаники (при одной и той же пористости), и содержат меньшее количество пор на единицу объема. В основном пористость карбонатных пород резко меняется по горизонтали и вертикали. Особенно заметна изменчивость их пористости при микрокаротажных измерениях. Резкие и отчетливые изменения пористости даже некоторых из наиболее, казалось бы, однородных пород можно наблюдать при ее измерении в каждом образце керна, отобранном послойно при вскрытии коллектора.

Пример подобного быстрого изменения пористости и проницаемости карбонатного коллектора можно привести по месторождению Седер-Лейк (Западный Техас), где продуктивными

породами являются пермские доломиты формации Сен-Андрес [Леворсен А. И., 1958 г.]. Эти изменения фиксируются в скважинах, отстоящих друг от друга на расстояние 400 м.

Как известно, в последние годы во многих нефтегазоносных районах нашей страны предпринимаются попытки раздельной количественной оценки межзерновой пористости и емкости трещин и развитых по ним каверн в карбонатных породах методами НГК—БКЗ. Однако до сих пор не проводилось должного исследования погрешностей этого метода. Известно, что при единичных определениях этот метод малоэффективен. Вместе с тем доказана возможность его применимости при наличии большого статистического материала.

Проводился также статистический анализ значений общей и межзерновой пористости по методике БКЗ—НГК. По кривым распределения было выяснено, что емкость трещин (и развитых по ним каверн) для рассматриваемых месторождений достигает иногда примерно 20 % общей пористости карбонатной породы-коллектора, что весьма существенно при подсчете запасов.

Попутно укажем, что у некоторых исследователей отсутствует четкое представление о терминах «первичная пористость», «общая пористость», «вторичная пористость» Так, у этих исследователей термин «вторичная пористость» означает только емкость трещин и приуроченных к ним каверн. То, что эта пористость вторичного происхождения, сомнений нет, но вторичной может оказаться и пористость блоков (матрица), которую часто именуют только первичной.

Если руководствоваться генетическим смыслом этих терминов, то под первичной пористостью следует понимать только седиментационную и раннедиагенетическую пористость, возникшую в процессе образования осадка. Пористость, образованную в позднем диагенезе — эпигенезе, следует уже именовать вторичной.

Важно также отметить, что определение трещинной проницаемости в образцах керна, разбитых трещинами, в лабораторных условиях невозможно. Лабораторные определения трещинной проницаемости (по газу) в керне давно получили отрицательную оценку специалистов. При фильтрации флюида в керне измеряется проницаемость одной или нескольких трещин ограниченной протяженности, что весьма условно характеризует трещинную проницаемость породы.

Некоторые исследователи предлагают горную породу с абсолютной газопроницаемостью менее $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 считать непроницаемой. Для обоснования указываемого предела проницаемости они пользуются известной зависимостью относительной проницаемости от остаточной водонасыщенности. Однако совершенно очевидно, что определяемый подобным путем предел абсолютой проницаемости в каждом конкретном случае не обязательно будет равен $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Горные породы с такой проницаемостью ($0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и менее) рассматриваются как трещинно-поровый тип коллектора. Известно, что такой коллектор содержит в порах газ и при наличии трещин может отдавать его в промышленных количествах.

О промышленной ценности такого коллектора можно судить по значениям трещинной проницаемости и поровой емкости. При этой оценке в свете современных данных следует, разумеется, учитывать и проницаемость пор, хотя способы определения ее нижнего предела пока не разработаны. В целом, к сожалению, не учитывается, что за счет трещиноватости могут дренироваться поры с ничтожной проницаемостью: от миллионных и меньших долей квадратного микрометра.

В целом степень изученности карбонатных пород-коллекторов геофизическими методами пока еще низкая. Основной причиной этому является прежде всего, как было показано выше, то обстоятельство, что на геофизические показатели влияет вся совокупность геологических и физических параметров, свойственных изучаемым породам.

Важнейшим элементом анализа промыслово-геофизических данных, как известно, является должная интерпретация последних. Она обычно проводится на основе моделирования, соответствующего принятому (часто субъективному) представлению о реальной среде коллектора. Разумеется, в этих условиях результаты интерпретации будут зависеть от степени соответствия избранной модели реальной породе-коллектору.

В карбонатных породах-коллекторах, характеризующихся случайным распределением пустот различного генезиса, по данным геофизических измерений не всегда удается однозначно оценить тот или иной тип пористости. Для преодоления указанных затруднений при интерпретации геофизических сигналов, вызванных неоднородностями карбонатных пород-коллекторов, в работе [33] предлагается применение стохастического (вероятностного) моделирования. Такая модель была разработана во ВНИГРИ и реализована на ЭВМ. При использовании этой модели представилась возможность установить, что суммарная пористость карбонатных пород ряда изученных разрезов, например Тимано-Печорской области и Северного Кавказа, составлена закономерными (межзерновая пористость) и стохастическими (вторичные пустоты — каверны, трещины) компонентами.

Применение указанной модели при интерпретации геолого-геофизических данных на примере скв. 2 Серго-Кала (Дагестан), помимо распознавания и выделения указанных составляющих из эмпирических сигналов на диаграммах каротажа, показало, что по разрезу выделяется ряд периодических компонент, отражающих закономерное изменение геологических свойств карбонатных пород.

Использование рассматриваемых моделей при интерпретации геолого-геофизических данных по карбонатным породам позволяет исходную переменную (или систему переменных) разложить на ряд составляющих частей, одна из которых рассматривается как закономерная, другая как случайная (стохастическая). Исследование показало, что применение указанных моделей при определении типа и оценке емкости карбонатного коллектора

позволяет обнаружить и выделить «слабые сигналы» на фоне «сильных шумов».

Из рассмотрения приведенных выше данных можно заключить, что на современном этапе развития промыслово-геофизических методов для количественной оценки основных параметров карбонатного коллектора, и в первую очередь коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности, необходимо располагать представительным керном. Изучение керна в комплексе с промыслово-геофизическими данными позволило бы однозначно судить в каждом конкретном случае о структуре емкостного пространства и облегчило бы задачу установления доли каждого типа пустот (поры, каверны, стилолиты, трещины) в общей пористости карбонатной трещиноватой породы.

При современной стадии изученности относительно удовлетворительную информацию о параметрах карбонатного коллектора и его типе для литологически однородных пород несет комплекс промыслово-геофизических методов, который включает данные об УЭС (при насыщении трещин двумя различными растворами), об акустических свойствах горной породы и ее пористости по НГМ. Рациональный комплекс подобных исследований зависит от геологических условий каждого конкретного района и устанавливается после проведения необходимого объема опытных работ.

ГЛАВА VI. ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОБОСНОВАНИЮ ПАРАМЕТРОВ К ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Самым затруднительным в проблеме карбонатных коллекторов является определение их полезной емкости. Как правило, значения межзерновой пористости таких пород, как, например, знаменитых высокопродуктивных асмарийских известняков, находятся в пределах первого десятка процентов (3—4, редко 5—10 %). Примечательно, что и межзерновая проницаемость этих пород-коллекторов оказывается весьма низкой (обычно менее $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2).

Согласно традиционным представлениям, такая горная порода (по данным ее межзерновой пористости и проницаемости) не может быть признана как удовлетворительный коллектор. Между тем асмарийские известняки и доломиты, как известно, снискали себе мировую славу как наилучшие коллекторы, с которыми связаны богатейшие залежи нефти. В чем же дело?

Оказывается, долгие годы многими исследователями в карбонатных породах не учитывались вторичная пористость, обязанная в основном процессам растворения, и трещиноватость, обусловливающая фильтрацию флюидов. Именно по этим причинам во

многих районах на многие годы были «заморожены» поиски и разведка нефти и газа в карбонатных породах; примеры этому хорошо известны как в нашей стране, так и за рубежом.

ПЕРВИЧНАЯ И ВТОРИЧНАЯ ПОРИСТОСТЬ

Качественная и количественная оценка такого важнейшего параметра карбонатного (трещинного) коллектора, как пористость, представляется пока еще проблемным вопросом, хотя принципиальное решение его в настоящее время найдено. Так, при рассмотрении естественных пустот в трещиноватой горной породе-коллекторе, в том числе и в карбонатных породах, эти пустоты по генетическому признаку можно подразделить на две основные группы: первичные и вторичные.

Первичные пустоты (первичная, межзерновая, внутри- и межформенная пористость) обычно контролируются условиями осадконакопления и процессами начальной стадии литогенеза. В таких породах-коллекторах, как пески, песчаники, оолитовые и зернистые известняки и доломиты, обладающих межзерновой и межформенной пористостью, поры хорошо связаны между собой образуя единую непрерывную гидродинамическую систему. Пористость подобных пород-коллекторов, как правило, удается сопоставлять с их проницаемостью, поскольку оба эти параметра зависят от размерного состава частиц-зерен, их формы и пространственного распределения.

Вторичная же пористость контролируется в основном процессами растворения и трещиноватости. Различного рода пустоты выщелачивания в горной породе-коллекторе (обычно карбонатной) связаны между собой системами рассекающих ее трещин. Пустоты выщелачивания, которые являются основной составляющей вторичной пористости, распределены в горной породе часто неравномерно. Их взаимная гидродинамическая связь обусловлена микротрещинами, которыми в основном и определяется проницаемость породы. Типичной для подобных трещиноватых пород является их анизотропия относительно фильтрационных свойств. Сопоставление проницаемости таких пород с их пористостью (вторичной), как правило, затруднительно.

В карбонатных породах, характеризующихся неоднородностью и непостоянством литологического состава, все же иногда представляется возможность различать вторичную и первичную пористость. Однако в общем случае эти виды пористости составляют сложную систему пустот, раздельная оценка которых как прямыми, так и косвенными методами исследования весьма затруднительна.

ТРЕЩИННАЯ ПОРИСТОСТЬ

Ко вторичной пористости по существу должна быть отнесена и трещинная пористость, поскольку по своему происхождению она связана с процессами тектонических деформаций, причем

самых позднейших этапов. Но из-за несопоставимости значений (0,01—0,1 %) трещинной пористости со значениями как первичной (2—4 %), так и вторичной (до 10 %) пористости ее целесообразно рассматривать как самостоятельный параметр. Несмотря на весьма малые значения трещинной пористости, в отдельных случаях извлекаемые запасы нефти в трещинах могут быть соизмеримыми с извлекаемыми запасами в порах.

Так, например, в пермских карбонатных породах запасы нефти, содержавшиеся в трещинах на Малышевском месторождении в Башкирии, составили до 30 % общих извлекаемых запасов. Это при трещинной пористости в 0,05 % (относительно объема породы). Такая относительно высокая степень соизмеримости извлекаемых запасов «трещинной» и «поровой» нефти обусловлена большими значениями (близкими к единице) коэффициентов нефтенасыщенности и нефтеотдачи, свойственных трещиноватым породам-коллекторам.

Раздельный подсчет извлекаемых запасов нефти в карбонатных породах осинского горизонта нижнего кембрия на Марковском месторождении в Иркутском амфитеатре показал, что запасы в трещинах составляют около 10 % (при трещинной пористости 0,03 %), что также оказалось соизмеримым с запасами нефти в межзерновых порах.

Наиболее распространенными представителями трещинных коллекторов, сложенных часто карбонатными породами, является их смешанные типы. Это коллекторы, в которых полезная емкость представлена совокупностью нескольких составляющих: первичной (межзерновой, внутри- и межформенной), вторичной, а также трещинной пористостью.

В настоящее время существующими методами можно с относительной достоверностью определить первичную (межзерновую и межформенную) пористость и трещинную пористость или так называемую валовую (общую) пористость (геофизическими методами). Раздельное определение всех составляющих типов общей пористости, и прежде всего вторичной, является задачей последующих исследований.

Коэффициент трещинной пористости в 0,1 % (чаще $<0{,}1$ %) представляет собой, видимо, предельное (максимальное) значение. Следует иметь в виду, что это значение отражает объем только трещин, а не приуроченных к трещинам различного рода пустот выщелачивания.

Форма, размеры и условия распространения пустот выщелачивания отличны от таковых для трещин, поэтому и подход к их изучению должен быть принципиально иным, чем к трещинам (и межзерновым порам). Методика определения объема этих пустот находится в стадии разработки. Известны примеры визуальной оценки по керну емкости пустот выщелачивания, приуроченных к трещинам, приведенные в работах В. И. Троепольского и Р. К. Тухватуллина [1963 г.] и польских исследователей [Зелинский И. И., 1965 г.].

В работе [52], касающейся определения емкости каверн и пор, условлено, что пустоты, в которых нефть и вода удерживаются капиллярными силами, относятся к разряду межзерновых пор, в противном случае пустоты рассматриваются как каверны. В этой связи выделяются типы пустот: поровый, каверновый и кавернозно-поровый (смешанный). Необходимость раздельного определения емкости пор и каверн обусловлена тем, что «нефтенасыщенность и вытеснение нефти водой и газом из кавернозно-пористых пород зависит от соотношения пор и каверн». Автор этой работы предлагает ряд формул для вычисления суммарной емкости каверн и пор и раздельного их определения. Пример такого расчета приведен для карбонатных пород девона по Речицкому месторождению. Так, средневзвешенные значения (по всем скважинам этого местрождения) суммарной емкости и каверн составляют 14,5 %, а раздельно — каверны 10,7, поры 3,8 %. На наш взгляд, долевое участие каверн в общей емкости пустот здесь преувеличено, оно находится в противоречии с данными других исследователей по этому же месторождению.

Вследствие большого разнообразия литологического состава пород и различных гидрогеологического и тектонического режимов структуры емкостного пространства карбонатных трещинных коллекторов оказываются весьма различными.

Наиболее типичными для карбонатных пород (в отличие от терригенных) являются крайняя неоднородность структуры порового пространства и отсутствие видимой закономерности ее изменения. Первичная пористость таких пород (известняков, доломитов) по структуре порового пространства близка к песчаникам. От последних карбонатные породы отличаются лишь тем, что их структура образована кристаллическими зернами и зернистыми агрегатами (различными форменными элементами), тогда как в песчаниках — обломочными частицами.

Первичная пористость карбонатных пород сохраняется сравнительно редко. В них преимущественно развита вторичная пористость, обязанная своим возникновением постседиментационным, главным образом эпигенетическим, процессам (и в основном процессам выщелачивания) и трещиноватости. Дополнительная емкость в таких породах-коллекторах, непосредственно обязанная только трещинам, как было сказано выше, весьма невелика ($<0{,}1$ %); она не может быть сравнима с емкостью, образующейся в результате растворения, достигающей иногда 10 %.

Важно отметить, что если для песчаников (поровый коллектор) определение средних значений пористости и проницаемости не встречает больших затруднений, то для карбонатных пород, обычно кавернозных и окарстованных, эти данные трудно получить вследствие того, что размеры изучаемых в лаборатории образцов кернов часто оказываются меньше вторичных пустот, а также из-за неравномерного распределения последних в породе.

Самым затруднительным в оценке продуктивности карбонатных коллекторов является определение вторичной пористости

выщелачивания, которая часто служит основной емкостью таких коллекторов. Наиболее затруднительно выделение как в разрезе скважин, так и в пространстве интервалов с благоприятной структурой пустот, образованных за счет каверн и карстовых полостей.

В настоящее время относительно стабилизировались представления о емкости трещин. Большинство исследователей считает, что трещинная пористость составляет сотые и первые десятые доли процента. Эти данные подтверждаются практикой разведки и разработки месторождений с трещинными (карбонатными) коллекторами. Так, например, емкость трещин и приуроченных к ним каверн по иранским месторождениям определяется в 0,05—0,15 %, а по грозненским — не более 1 %.

Сложным вопросом является определение емкости межзерновых пор в трещинном (карбонатном) коллекторе, занятых нефтью или газом. Если открытая межзерновая пористость удовлетворительно определяется стандартными лабораторными методами, то выяснение коэффициента их нефтегазонасыщенности из-за неизученности механизма насыщения пор нефтью (газом) в условиях трещинного коллектора встречает значительные затруднения.

При оценке эффективности межзерновых пор в карбонатных трещинных коллекторах необходимо учитывать весьма малые значения пористости (и проницаемости). Показано [99], что при наличии трещин горные породы с весьма малой межзерновой пористостью (2—3 % и менее) и ничтожной проницаемостью пор (до миллионных и меньших долей квадратного микрометра) могут содержать нефть (и особенно газ) в порах и отдавать их в трещины, а по ним — в скважины. Примеры указанному известны по ряду нефтяных залежей в карбонатных породах Ирана, где известняки оказались продуктивными при средней пористости 4,6—7,7 % и при проницаемости $(0{,}0001 \div 0{,}001) \times \times 10^{-3}$ мкм^2. Естественно, что для газовых залежей предельные значения пористости и главным образом проницаемости могут оказаться меньшими, чем для нефтяных.

Уместно упомянуть о традиционных представлениях о большой остаточной водонасыщенности малопористых и слабо проницаемых горных пород, согласно которым последние рассматриваются как непродуктивные. Однако современные данные об остаточной водонасыщенности подобных пород приходят в противоречия с указанными представлениями. Так, например, в тех же иранских месторождениях количество остаточной воды в порах продуктивных известняков с пористостью 3 % и проницаемостью $0{,}005 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 составляет около 30 % от общего объема пор (*по данным изучения керна и электрокаротажу*).

Другой пример можно привести по карбонатным породам Вуктылского газоконденсатного месторождения с пористостью в среднем 1 % и проницаемостью миллионные доли квадратного микрометра; в них количество остаточной воды составляло

в среднем 20 % от объема пор. Подтверждением указанному могут также служить и данные о насыщении нефтью матрицы карбонатных пород на Речицком месторождении (пористость 3,8 %, остаточная водонасыщенность 60 %).

Приведенные данные вынуждают понизить предельные (кондиционные) значения пористости (и особенно проницаемости), что, естественно, значительно расширяет диапазон видов горных пород, могущих быть отнесенными к категории промышленных коллекторов нефти и газа.

Среди карбонатных пород наиболее распространенными являются смешанные (сложные) типы коллекторов. Обобщенной моделью такого коллектора, как мы ранее указывали, следует считать коллектор, состоящий из многочисленных блоков, межзерновая пористость которых составляет основную емкость для нефти (газа). Блоки (матрица) в подобном коллекторе разделены между собой системами трещин, сохраняющих раскрытия на глубине благодаря наличию контактов по их стенкам. Притоки в скважину в таком коллекторе обусловлены в основном трещинной проницаемостью, тогда как межзерновая проницаемость на несколько порядков ниже. Дренирование блоков здесь происходит в объеме карбонатных пород, на который скважина влияет гидродинамически через стенки трещин, а поверхность их в зоне влияния скважины весьма велика.

Таким образом, полезную емкость карбонатных пород-коллекторов в общем случае составляют пустоты трех основных типов, различающихся по генезису, морфологии и условиям аккумуляции и фильтрации нефти и газа.

Первый тип пустот — собственно трещины, второй тип — каверны и карстовые пустоты, развитые по трещинам, и третий тип пустот — межзерновые поры (как первичного, так и вторичного происхождения) блоков (матрицы) пород, ограниченных трещинами. Первые два типа пустот в карбонатных породах по существу представляют собой межблоковое пространство, которое некоторые исследователи (часто геофизики) ошибочно рассматривают как единственную в карбонатной породе вторичную пористость, тогда как пористость матрицы оценивается ими как первичная. Однако исследованиями показано, что вторичная пористость, и в первую очередь пористость выщелачивания, в матрице (блоках) карбонатных пород распространена более широко. Она либо развивается унаследованно по первичной пористости, либо является новообразованной под влиянием постседиментационных процессов. Тем не менее вопрос о доле участия каждого из указанных типов пустот в общей емкости карбонатного коллектора продолжает пока дискутироваться.

О ФОРМИРОВАНИИ ЕМКОСТИ

Целесообразно, хотя бы в общей форме, рассмотреть некоторые факторы, влияющие на формирование емкости карбонатных пород.

Первичная пористость в карбонатных породах сохраняется при отсутствии или при слабом проявлении в них вторичных процессов аутигенного минералообразования и эпигенетической перекристаллизации, а также при отсутствии в карбонатных породах заметных примесей глинистого и глинисто-органического вещества, «запечатывающего» поры и снижающего этим их эффективность. В общем балансе емкости карбонатных коллекторов первичная пористость имеет ограниченное значение, тогда как в терригенных породах-коллекторах она играет ведущую роль.

Иначе обстоит дело со вторичной пористостью. В емкости карбонатных пород ее значение велико. Развитие вторичной пористости в карбонатных породах предопределяется первичной пористостью, а на более поздних этапах литогенеза и трещиноватостью.

Постседиментационные преобразования могут приводить к полному изменению первичного состава и структурно-текстурных особенностей карбонатных пород и к появлению в них аутигенных новообразований. На более ранних этапах литогенеза эти новообразования в общем случае приводят к «запечатыванию» эффективных пор и трещин. На поздних стадиях литогенеза часто происходит переформирование ранее «запечатанных» пустот и трещин и преобразование их в эффективные полости.

Современные данные о роли постседиментационных процессов в формировании карбонатных коллекторов показывают, что основными позитивными факторами в этом отношении являются эпигенетические процессы перекристаллизации и нередко доломитизации, и особенно процессы выщелачивания, которым предшествовало трещинообразование.

Процессы трещинообразования и выщелачивания могут в геологическом времени повторяться, образуя циклические (ритмичные) ряды в рассматриваемых разрезах.

Исследования закономерностей вторичных изменений карбонатных пород часто затруднены вследствие совокупного влияния многих независимых и изменчивых факторов, а также вследствие полигенетичности слагающих карбонатных минералов и наличия ряда других минералов, участвующих в строении карбонатных пород (сульфаты, соли, кремнистые минералы и др.).

Между вторичным минералообразованием и пористостью карбонатных пород при катагенезе наблюдаются как прямые, так и обратные связи. Для многих карбонатных пород при их сульфатизации, кальцитизации, окремнении и засолонении пористость, как правило, снижается.

Для оценки роли постседиментационных процессов в формировании карбонатных коллекторов как в региональном плане, так и на локальных структурах разработана методика составления карт зональности катагенетических преобразований карбонатных пород-коллекторов [37]. По таким картам можно судить о пространственных изменениях как того или иного постседиментационного процесса, так и их совокупности. При составлении указанных

карт интенсивности проявления постседиментационных преобразований осуществляется и количественный подсчет отдельных диагенетических и катагенетических минеральных новообразований.

На основе указанных карт с использованием данных о пористости, проницаемости, карбонатности и параметров трещиноватости были составлены макеты прогнозных карт карбонатных коллекторов для Иркутского амфитеатра, Терско-Сунженской области Северо-Восточного Кавказа, для центральной части Тимано-Печорской области и некоторых локальных структур, о которых говорилось выше.

В целом в формировании вторичной пористости устанавлиается периодичность. Выделяется несколько генераций вторичных пор, количество которых обусловлено тектоническим и гидрогеологическим режимом исследуемого района. На формирование эффективной емкости карбонатных пород-коллекторов основное влияние оказывает последний этап катагенеза, связанный с самыми молодыми тектоническими движениями.

Вторичные пустоты в карбонатных (и терригенных) породах могут развиваться на значительных глубинах.

Так, например, значение вторичной пористости в известняках и доломитах осинского горизонта нижнего кембрия Иркутского амфитеатра на глубинах более 2,5 км достигает иногда 10—12 %. В Терско-Сунженской области с увеличением глубины залегания карбонатных пород мела и юры доля вторичной пористости в общей емкости коллектора возрастает от 40 % на глубинах 2,5 км до 75 % свыше 3 км.

ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПОРИСТОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ

Оценка граничных значений пористости и проницаемости карбонатных коллекторов Оренбургского газоконденсатного месторождения (по данным промысловой геофизики) проводилась исследователями ВНИИгаза [Куликова Н. Г., 1972 г.]. Они справедливо отмечают, что определение нижнего предела пористости и проницаемости карбонатных пород-коллекторов крайне сложно и до настоящего времени этот вопрос является еще нерешенным. Справедливым является также заключение о том, что более обоснованно подойти к решению этого вопроса можно при комплексном изучении пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности и корреляционных зависимостей между этими параметрами.

Однако с некоторыми положениями этих исследователей трудно согласиться. Так, указывается, что продуктивность трещинных коллекторов в разрезах карбонатных толщ многих месторождений определяется развитостью систем микротрещин, в то время как общая емкость коллектора играет второстепенную роль. По этому поводу можно заметить, что продуктивность любых коллекторов, и тем более трещинных (карбонатных) коллекторов, определяется многими параметрами, в том числе пористостью,

проницаемостью, коэффициентами водо-газонефтенасыщенности и нефтеотдачи. Микротрещины же в условиях низкой межзерновой проницаемости рассматриваемых карбонатных пород обусловливают в основном фильтрацию флюидов. В связи с этим непонятным остается, почему общая емкость коллектора играет второстепенную роль в продуктивности (?!).

Нельзя также согласиться с предложением считать горную породу непроницаемой (даже условно) при значении ее газопроницаемости менее $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Такие породы нередко обладают большими значениями трещинной проницаемости.

Поиски унифицированных рекомендаций по определению нижнего предела коллекторских свойств карбонатных пород проводились и другими исследователями. Однако удовлетворительного решения этой задачи пока не найдено.

Основной причиной указанному служат резкая гетерогенность карбонатных пород-коллекторов и связанная с этим частая изменчивость их параметров на коротких расстояниях, а также своеобразные условия фильтрации и аккумуляции углеводородов для сложных (смешанных) типов коллекторов. В указанных условиях для каждого района, а местами даже, может быть, для отдельных месторождений, должны быть разработаны местные шкалы предельных значений пористости и проницаемости карбонатных пород-коллекторов для использования их при подсчетах запасов нефти и газа на конкретных месторождениях.

Так собственно и поступили Л. Ф. Дементьев [1966 г.], И. А. Мухаринская [1966 г.] и другие, определявшие граничные значения пористости, проницаемости, водонасыщенности и ряда других параметров нефтегазоносных пластов для исследованных ими конкретных объектов и районов.

В этой связи общие рекомендации об отнесении карбонатных пород с пористостью ниже 5—8 % и газопроницаемостью меньше $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 к чисто трещинным коллекторам следует рассматривать как малоприемлемые.

Так, например, для Оренбургского месторождения карбонатные породы с газопроницаемостью менее $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 не дают промышленного газа, возможно потому, что они испытывались обычными традиционными методами, как поровые коллекторы

Для получения характеристики условий фильтрации нефти и газа в пористой среде необходимо знание ее проницаемости. В то же время, чтобы составить представление о влиянии порового пространства на проницаемость, важно знать взаимосвязи между проницаемостью и геометрической структурой порового пространства. Эти связи весьма важны Известно, например, что породы с одинаковыми значениями пористости обладают иногда различными значениями проницаемости.

В целом можно заключить, что пористость определяет собой все свободное пространство горной породы, а проницаемость зависит не только от объема этого пространства, но и от формы от-

дельных каналов фильтрации. Примером указанному может служить упомянутый нами «писчий» мел ФРГ, пористость которого равна 40 %, а проницаемость крайне низка.

В работе [108] приведены данные о попытках установления в карбонатных породах эмпирических зависимостей между пористостью и проницаемостью, между проницаемостью и размерами зерен, их формой и ориентировкой. Исследования показали, что такие зависимости не имеют общей закономерности и могут быть полезны лишь на локальных участках.

Проницаемость, как известно, является одним из самых важных параметров карбонатного коллектора. Нижний предел ее, при котором из последнего экономически выгодно добывать нефть, зависит от многих причин. По заключению, сделанному в работе [108], это значение должно быть не менее нескольких тысячных долей квадратных микрометров *. Газы ввиду их меньшей вязкости могут добываться из пород и с более низкой проницаемостью.

Наглядным примером получения промышленных притоков углеводородов из низкопористых и непроницаемых карбонатных пород может служить Главный доломит цехштейна ФРГ. Здесь (на границе с Голландией) он слагает крупную структуру, к которой приурочена мощная газовая залежь. Пористость доломитов 5—10 %, а газопроницаемость менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Однако в эксплуатационных скважинах получают промышленные притоки газа, что объясняется наличием интенсивной трещиноватости, дренирующей газовый коллектор.

В работе [108] справедливо указывается, что трещиноватые породы в нефтеносных слоях образуют «неоднородно проницаемую систему, в которой блоки с низкой проницаемостью разделяются проводящими трещинами, определяющими в общих чертах суммарную проницаемость горной породы». В таких породах в лаборатории измеряется лишь незначительная проницаемость гомогенных участков. Необходимо отметить, что в самом существе сложной породы-коллектора заключается невозможность ее строгой изотропности. Все рассуждения о фильтрации в порах исходят из положения зависимости проницаемости от направления фильтрации.

Одним из надежных методов определения проницаемости пласта является испытание его продуктивности, при котором строится зависимость скорости отбора нефти по отношению к снижению давления на забое скважины. Если проницаемость породы-коллектора высока, то падение давления на забое скважины при возрастающей скорости отбора мало (небольшое). В случае же относительной непроницаемости пласта снижение давления на забое скважины с возрастающей скоростью отбора нефти велико.

При прогнозировании коллекторов, залегающих на больших глубинах, важное значение имеет, как это было отмечено выше,

---

* Выше было показано, что для карбонатных трещинных пород-коллекторов эти значения газопроницаемости могут быть более низкими

вопрос о предельных (минимальных) значениях проницаемости, при которых возможно извлечение из них нефти.

В настоящее время доказано, что с увеличением глубины залегания горных пород вследствие их сжатия горным давлением уменьшается поровая (межзерновая) проницаемость, трещинная же проницаемость либо убывает менее интенсивно, либо остается постоянной.

Судя по данным ряда месторождений Пермской области видно, что для терригенных коллекторов нижним пределом проницаемости служат $10 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, тогда как карбонатные коллекторы с проницаемостью $10 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и менее являются промышленными объектами.

Из табл. 9 видно, что в карбонатных коллекторах, даже при проницаемости, равной $0{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, в межзерновых порах матрицы содержится от 20 до 50 % нефти, тогда как в терригенных коллекторах при этих значениях проницаемости содержание нефти не превышает 5—10 %.

При опробовании пластов большое значение имеют данные о заполнении трещин. Известно, что наряду с открытыми трещинами, обусловливающими фильтрацию флюидов, в горных породах широко развиты трещины (и поры), заполненные различными минералами (кальцит, доломит, пирит, кварц, глинистое вещество, сульфаты и др.). Заполнение трещин может быть одно- и многостадийным и разнообразным по составу. Одна и та же трещина может быть заполнена несколькими минеральными образованиями. Такой характер заполнения свидетельствует о неоднократ-

Таблица 9. **Соотношение проницаемости и водонасыщенности в песчаниках и известняках по ряду месторождений Пермской области (по В. Д. Викторину и Н. А. Лыкову [1975 г.])**

Месторождение	Порода	Водонасыщенность, % *, при газопроницаемости, 10^{-3} мкм^2					
		0,1	0,5	1,0	10	100	500
Рассветное	Песчаники	—	90	80	40	10	5
Маячное	„	—	95	90	70	30	10
Альнятское	„	—	95	80	40	20	10
Западное	Известняки	90	60	50	30	15	10
	в том числе:						
„	биоморфные	70	50	40	25	15	10
„	сгустковые	—	70	60	30	20	10
„	шламовые	—	80	70	35	25	—
Альнятское	Известняки	90	70	60	25	25	—

* Остающаяся доля процентов (до 100 %) принадлежит нефти

ной тектонической активности района и об относительном возрасте трещин и их заполнителей.

Известные данные о закономерностях развития трещиноватости справедливы и для «минеральных» трещин. В зонах повышенной трещиноватости обычно развиты как открытые, так и «минеральные» трещины, причем нередко первые приурочены ко вторым. «Минеральные» трещины могут образовывать и самостоятельные зоны, на совпадающие с зонами развития открытых трещин. В подобных случаях «минеральные» (неэффективные) трещины могут оказаться существенной помехой при вызове притока в скважину.

Располагая данными о распределении «минеральных» трещин по разрезу и о минеральном составе их заполнителя, можно определить выбор реагента для интенсификации притока из пласта.

ПАРАМЕТРЫ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Для правильного представления о роли трещиноватости горных пород, в том числе и карбонатных, в формировании их коллекторских свойств важно располагать информацией о системности трещин, их геометрии, раскрытости трещин и об их основных параметрах. Эти данные необходимо учитывать при обосновании параметров к подсчету запасов нефти и газа.

Системность трещиноватости. Исследованиями последних лет, и главным образом исследованиями ВНИГРИ, установлено широкое развитие в горных породах определенных систем микротрещин. Л. Д. Кнорингом [100] было выявлено, что система трещин представляет собой совокупность трещин, образовавшихся при определенном напряженном состоянии горной породы вследствие действия одного из главных максимальных напряжений, единого для всей системы. По указанным системам микротрещин на дневной поверхности в зоне гипергенеза развиваются макротрещины, являющиеся, таким образом, производными от первых (микротрещин). В целом трещиноватость (макро- и микротрещины) горных пород, в основном имеющая тектоническое происхождение, обладает относительно правильными геометрическими системами трещин. Трещиноватость тесно связана с характером деформаций, происходивших внутри развивающейся структуры.

Визуальными наблюдениями установлено, что трещины в обнажениях на дневной поверхности, а также в горных выработках избирательно развиваются по микротрещинам, раскрытость которых на глубине измеряется единицами и десятками микрометров. Эти трещины могут быть заполнены минеральными образованиями, но зачастую оказываются открытыми. Именно такие трещины имеют ведущее значение в фильтрации флюидов.

Основные параметры трещиноватости горных пород (объемная плотность трещин, элементы ориентировки трещин в пространстве) могут быть измерены при исследованиях в обнажениях на дневной поверхности, а затем экстраполированы на глубину —

на участки со сходным геологическим строением Подобные наблюдения представляют большой практический интерес не только для территорий, где отсутствует пока глубокое бурение, но и для площадей, недра которых вскрыты скважинами.

Установленная закономерность в геометрии трещиноватости, характеризующая расположение и ориентировку трещин в горной породе, может рассматриваться как один из важных параметров, знание которого позволяет измерить интенсивность трещиноватости.

Многочисленные сравнительные данные о расстояниях между микротрещинами показывают, что и для карбонатных и для терригенных пород общефоновые расстояния обычно колеблются от 1,5—4,5 до 10 см. Общефоновые значения плотности трещиноватости нарушаются зонами (интервалами) интенсивной трещиноватости; в этих случаях объемная плотность трещин увеличивается (сравнительно с общефоновыми значениями плотности трещиноватости).

Интенсивность трещиноватости в полевых условиях измеряется значением объемной плотности трещин, являющимся наиболее объективным критерием степени растресканности горной породы при любой геометрии трещин. Это значение измеряется отношением половины суммарной площади стенок всех трещин, секущих горную породу, к объему этой породы.

Раскрытость трещин. Другим важным параметром трещиноватости горных пород является раскрытость трещин. Знание значения раскрытости трещин позволяет в совокупности с данными об интенсивности трещиноватости приближенно оценить значения трещинной пористости и трещинной проницаемости пород.

Как известно, представления о раскрытости трещин на глубине до последнего времени являлись дискуссионными. Однако исследования последних лет показали, что раскрытие трещин в породах-коллекторах, залегающих на глубине, как правило, измеряется единицами и десятками микрометров. Верхним пределом раскрытия трещин при исследованиях в шлифах и пришлифовках под микроскопом принято считать 100 мкм. Наличие на глубине зияющих полостей с относительно плоскими стенками, каковыми являются трещины только с весьма малыми раскрытиями, легко доказывается тем, что при трещинной проницаемости трещиноватой горной породы, равной 3 мкм^2 (даже в этом редком случае), раскрытие трещин не будет превышать 100 мкм.

О раскрытости трещин на глубине с давних пор в печати ведется оживленная полемика. Вопрос этот весьма важен не только с точки зрения поисково-разведочных работ, но и в связи с рациональной разработкой залежей нефти и газа.

В настоящее время ведущую роль трещин в фильтрации в карбонатных трещинных коллекторах можно считать уже общепризнанной. В этой связи определились и современные представления о раскрытии трещин на глубине. Доказательствами указанному

могут служить многочисленные опубликованные за последние годы данные.

Так, для карбонатных пород верхнего мела по керну глубоких скважин Краснодарского района раскрытия трещин указываются в 7—15 мкм. Преобладающие раскрытия трещин в породах-коллекторах франского яруса девона Днепровско-Донецкой впадины определяются в 20 мкм. Ф И Котяхов и С А. Серебренников [50] при оценке распределения трещин в карбонатных коллекторах при помощи глубинного фотографирования также приходят к заключению, что массивные отложения коллекторов чаще разбиты густой сетью микротрещин с раскрытием, не превышающим 100 мкм.

По данным разработки новых месторождений нефти Грозненского района расчетным путем установлены значения средней раскрытости трещин в пласте, оцениваемые значительно меньше 100 мкм. Такие же данные указываются Г Т. Овнатановым [1964 г.], А. И. Леворсеном [1958 г.], Л. П. Гмид [1961 г.], Т. В. Дорофеевой [1961 г.], В. К. Громовым [1961 г.], В. Н. Калачевой [1961 г.], Г. К. Максимовичем [1958 г.] и другими. Диапазон раскрытия трещин на глубине (ниже 1км) ими определяется в пределах 20—100 мкм.

Некоторые исследователи предполагают, что притоки нефти в скважину в карбонатных коллекторах обусловлены макротрещинами. Однако при таком допущении теряют смысл какие бы то ни было гидродинамические расчеты фильтрации в коллекторе, поскольку рассчитывать притоки по единичным случайно ориентированным макротрещинам с произвольной формой не представляется возможным. Судить о проницаемости коллектора в этом случае тоже нельзя, так как понятие проницаемости предусматривает осреднение процесса фильтрации по множеству фильтрационных каналов. В то же время широко известные данные о неоднородности карбонатного коллектора, его анизотропности, о случаях отсутствия явной гидродинамической связи между двумя соседними скважинами, о наличии в разрезе скважины зон высокого поглощения промывочной жидкости и провалов бурового инструмента вовсе не требуют для своего объяснения введения понятия межблокового пространства, отождествляемого с макротрещинами.

Если представить себе карбонатный трещинный коллектор как среду, проницаемость которой обусловлена микротрещинами, где имеют место пустоты выщелачивания, развитые вдоль микротрещин, то все указанные выше факты находят убедительное объяснение. Так, например, провалы бурового инструмента свидетельствуют о прохождении ствола скважины через закарстованную зону. Подобным образом объясняются и интенсивные поглощения промывочной жидкости, а также повышенные дебиты флюидов из узких интервалов разреза скважины.

Необходимо учесть, что указанные зоны карстовых пустот и каверн сообщаются между собой не непосредственно, а через широко развитые микротрещины. Тот интервал разреза скважины, который попадает в подобную зону, будет отличаться повышенной проницаемостью, так как при этом возрастает количество работающих микротрещин и, таким образом, увеличивается поверхность фильтрации.

Таблица 10. **Сравнительное сопоставление значений проницаемости по различным методам скв. 30 месторождения Карабулак-Ачалуки (по Е. С. Ромму [1966 г.])**

№ горизонта	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	
	по шлифам	по промысловым данным
1	1,3	1,7
2	3,4	0,9
3	3,7	3,2

Гидродинамической моделью подобного трещинно-кавернового коллектора может служить гипотетический поровый коллектор, в котором имеются значительные открытые полости, непосредственно не соединяющиеся друг с другом.

Справедливость представлений о карбонатных трещинных коллекторах Северного Кавказа как об единых в гидродинамическом отношении продуктивных пластах, проницаемость которых обусловливается микротрещинами, подтверждается сопоставлением значений проницаемости, полученных по методу шлифов и по промысловым исследованиям скважин (табл. 10).

О ВЛИЯНИИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

Главной составляющей в общей проницаемости трещиноватой горной породы, в том числе и карбонатной, является трещинная проницаемость. Важность знания этой величины совершенно очевидна. При наличии промысловых данных испытания скважин проницаемость трещиноватой породы, как известно, может быть установлена по коэффициенту продуктивности или кривой восстановления давления. При отсутствии этих данных, с чем часто приходится встречаться на первоначальном разведочном этапе бурения, трещинная проницаемость пород может быть визуально определена методом микроскопического исследования петрографических шлифов. Трещинная проницаемость горной породы, как известно [61], определяется законами движения флюидов в трещинах, раскрытием трещин и геометрией систем последних. Она, как правило, больше межзерновой проницаемости карбонатных пород. Однако для смешанного типа карбонатного трещинного коллектора возможна сопоставимость этих величин. Вместе с тем значение трещинной проницаемости большинства карбонатных трещинных коллекторов нефти и газа (даже весьма высокой продуктивности) невелико (десяти- и стотысячные доли квадратного микрометра).

Так, межзерновая проницаемость продуктивных известняков верхнего мела известного Карабулак-Ачалукского месторождения нефти на Северном Кавказе исчисляется в $0{,}075 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, а трещинная проницаемость в $(60-80) \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Межзерновая проницаемость карбонатных коллекторов нефти первого пласта кунгурского яруса на Яблоновском месторождении (Куйбышевское Поволжье) 10, а трещинная проницаемость 23, а после солянокислых обработок она достигает $(150 \div 250) \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Для верхнемеловых продуктивных известняков месторождений Селли и Гаша (Дагестан) трещинная проницаемость оценивается в $(100 \div 150) \cdot 10^{-3}$ мкм^2; здесь показана сходимость значений проницаемости, определенной методом шлифов (трещинная проницаемость) и методом промысловых исследований ($107 \cdot 10^{-3}$ мкм^2). Для карбонатного нефтеносного пласта A_4 по Кулешовскому месторождению (Куйбышевское Поволжье) значение трещинной проницаемости достигает $40 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Для месторождений нефти Куйбышевского Поволжья типичным, видимо, является такой тип карбонатного коллектора, в котором значения межзерновой и трещинной пористости оказываются сопоставимыми.

Некоторые данные были получены при определении роли влияния трещиноватости горных пород на продуктивность коллектора в таких условиях, когда эффективная межзерновая пористость их достигает 25—30 %, а межзерновая проницаемость стотысячных долей квадратного микрометра (параметры, свойственные поровому коллектору). В основу исследования было положено изучение керна скважин, а также анализ промысловых и промыслово-геофизических данных по некоторым рифовым массивам Ишимбаевского Приуралья. Эти материалы сопоставлялись с результатами изучения трещиноватости на дневной поверхности, что позволило однозначно решить вопрос о геометрии и интенсивности трещиноватости и морфологии трещин различных типов [30].

В результате исследования было установлено, что характерной чертой распределения межзерновой пористости по структуре рифового массива (Грачевское месторождение) является ее изотропность. Так, изолинии значений пористости (средневзвешенных по мощности) в общем случае повторяют контуры рифового массива, а роза-диаграмма пористости, построенная методом статистического определения изоаномал, не обнаружила четко выраженных максимумов. Однако характер распределения дебитов нефти по площади рифа оказался резко анизотропным. Так, на розе-диаграмме начальных дебитов (диаграмма направлений фильтрации), построенной методом статистической обработки направлений изоаномал, выделяются два основных максимума, ориентированные широтно и меридионально, и два дополнительных диагональных максимума, что может свидетельствовать только о значительном влиянии трещиноватости пород на условия фильтрации нефти. На розе-диаграмме изоаномал плотности микротрещин, построенной тем же способом (определения в шлифах с усреднением не менее чем 30 измерений для скважины), отчетливо прослеживаются те же четыре максимума, отвечающие четырем основным системам трещин, отмеченным при полевых наблюдениях трещиноватости на дневной поверхности. Подобные результаты были получены при изучении второго рифового массива (Шах-Тау). Приведенные данные свидетельствуют о том, что трещиноватость пород оказывает существенное влияние на условия фильтрации нефти и в залежах с поровыми коллекторами, когда трещинная проницаемость породы соизмерима с поровой проницаемостью.

Необходимо также учитывать анизотропность горных пород относительно трещинной проницаемости, что приводит во многих случаях к надобности применять значение направленной трещинной проницаемости, характеризующее проницаемость анизотропной среды по любому заданному направлению.

Рассматриваемый исследователем элементарный объем горной породы, для которого применяется понятие трещинной проницаемости, должен быть достаточно велик, чтобы в нем содержалось множество трещин; вместе с тем этот объем должен быть достаточно мал, чтобы в его пределах распределение трещин было однородным. Отсюда следует, что если расстояния между трещинами измеряются сантиметрами, то размеры керна, поднимаемого из глубоких скважин, не могут удовлетворять условиям масштаба осреднения и введение понятия трещинной проницаемости для подобных образцов не является правомерным. Отсюда следует также бесперспективность стандартных лабораторных методов определения трещинной проницаемости, основанных на моделировании процесса фильтрации в образцах керна. Условия масштаба осреднения необходимо соблюдать и при определении трещинной пористости и плотности трещин [88].

Данные о двух составляющих общей проницаемости (межзерновая и трещинная) и общей пористости (межзерновая и пустоты выщелачивания и трещинная) трещиноватой горной породы, в том числе и карбонатной, находятся в тесной связи со своеобразием процесса фильтрации, свойственным этим породам. В процессе фильтрации участвуют как поровые пространства (и пустоты выщелачивания вторичного происхождения) породы, так и трещины, обладающие достаточной протяженностью. Роль трещин в процессе фильтрации, разумеется, является ведущей.

В связи с указанным выше представляется возможным рассмотреть воспрос о покрышке (флюидоупор) для продуктивной части карбонатного разреза. В качестве таковой, как известно, обычно принимаются традиционные глинистые толщи, непосредственно залегающие на карбонатных породах, в разрезе которых выделяются продуктивные горизонты. В том случае, когда мощность карбонатных пород достаточно велика и целиком отвечает разрезу, вскрытому скважиной, поиски такой глинистой покрышки становятся бесплодными. В таких довольно частых случаях покрышками (или непродуктивными разделами) следует рассматривать соответствующие интервалы тех же карбонатных пород, которые по признакам их низкой трещинной проницаемости отделяют продуктивные горизонты (с относительно высокой трещинной проницаемостью) друг от друга.

УСЛОВИЯ ФИЛЬТРАЦИИ

При рассмотрении с гидродинамических позиций принципиальной схемы классификации коллекторов [6] можно заключить, что поровый коллектор характеризуется непрерывностью систем филь-

трационных каналов, обусловленной физическим осреднением множества микропотоков в общий фильтрационный поток. Такую фильтрационную систему в горных породах образуют межзерновые поры, непосредственно соединяющиеся друг с другом. Также и микрокаверны, непосредственно связанные друг с другом, составляют непрерывную фильтрационную систему, принципиально не отличающуюся от обычной пористой среды. Поровые коллекторы характеризуются относительной изотропностью фильтрационных ствойств.

Непрерывной системой фильтрационных каналов обладают также и трещины в горных породах в чисто трещинном коллекторе. Однако такой коллектор благодаря направленной проницаемости анизотропен относительно своих фильтрационных свойств. По наличию в горной породе-коллекторе одной единственной фильтрационной среды (независимо от рода пустот — поры, микрокаверны, трещины) поровые и чисто трещинные коллекторы могут рассматриваться как простые коллекторы.

Пустоты выщелачивания, часто развитые в карбонатных (реже в терригенных) породах и представленные крупными порами и кавернами (ошибочно именуемыми иногда «макротрещинами»), входят (благодаря соединяющим их трещинам) в упомянутую выше единую непрерывную гидродинамическую систему основных фильтрационных каналов (межзерновые поры или трещины), которые определяют свойства фильтрующей среды горной породы. По указанной причине сами по себе пустоты выщелачивания не могут определять проницаемость фильтрующей среды. Заметим, что проницаемость пласта-коллектора, обязанная только кавернам («макротрещинам»), должна была бы составлять тысячи квадратных микрометров (!?). Естественно, такой коллектор в природе неизвестен.

Смешанный (сложный) тип трещинного коллектора характеризуется двумя фильтрационными средами — пористой и трещиноватой. Фильтрационные свойства такого коллектора не изменяются при наличии в нем иных пустот, непосредственно не связанных друг с другом. Для смешанного коллектора возможна сопоставимость трещинной проницаемости с межзерновой, тогда как трещинная пористость у него будет всегда значительно меньше межзерновой. Однако в тех случаях (вероятно, частых), когда в смешанном коллекторе межзерновая проницаемость много меньше трещинной, количество нефти, перемещающееся в порах блоков, будет пренебрежимо мало по сравнению с количествами нефти, которые перемещаются в трещинах (в одном и том же объеме породы). Ничтожно малые значения межзерновой пористости блоков горной породы (отделенных друг от друга трещинами), когда поры оказываются нацело заполненными водой и не участвуют в фильтрации, могут служить критерием для выделения типа чисто трещинного коллектора. Смешанные коллекторы часто анизотропны относительно фильтрационных свойств.

Из приведенных данных можно заключить, что основными фильтрационными свойствами пористой среды должны обладать межзерновые поры (или микрокаверны со структурой порового пространства), а трещиноватой среды — трещины. Одновременность сосуществования этих сред (пористой и трещиноватой) в горной породе и обусловливает смешанный тип трещинного коллектора, который с гидродинамической точки зрения рассматривается как система двух сред, «вложенных» одна в другую.

Гидродинамическими исследованиями [21] в настоящее время показана неуниверсальность модели «вложенных сред» и предложен новый принцип построения модели упругого режима фильтрации в трещиновато-пористой среде. В результате этих исследований получен критерий гетерогенности (определяющий степень неоднородности среды для исследуемого процесса). При его значении меньше единицы для определения фильтрационных параметров используются методы, разработанные для однородных сред. При значении его больше единицы эти методы оказываются неприемлемыми.

Разумеется, результаты этих исследований не исключают предложенную ранее принципиальную схему классификации коллекторов нефти и газа, но дополняют ее.

О ЕМКОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Благодаря большому разнообразию литологического состава и структур карбонатных пород, а также условий гидродинамического и тектонического режимов структуры емкостного пространства карбонатных трещинных коллекторов оказываются весьма различными. В одних условиях преобладают межзерновые поры, в других — пустоты выщелачивания, в том числе каверны или карстовые пустоты, или сочетание указанных пустот, а также трещин и стилолитов.

Для выяснения емкости карбонатных трещиноватых пород весьма важна, как было указано выше, характеристика структуры их порового пространства. Наиболее типичными для карбонатных пород (что и отличает их от терригенных) являются крайняя неоднородность структуры порового пространства и отсутствие видимой закономерности ее изменения. Емкость карбонатных пород обычно слагается из первичной и вторичной пористости. Первичная пористость (известняков и доломитов) по структуре порового пространства близка к таковой песчаников.

Структура порового пространства пород является результатом сложного переплетения многих факторов. Она обусловлена размерами пор, их конфигурацией и характером сообщаемости, условиями их распределения и соотношения пор малых и больших размеров. Размеры отдельных пор в карбонатных породах колеблются от субкапиллярных до капиллярных и пустот растворения

любых размеров и формы, вплоть до каверн (>1 мм) и карстовых полостей.

Известно, что поровое пространство карбонатных пород определяется размерами, формой и характером упаковки карбонатных зерен, а также и различных форменных карбонатных элементов (*органогенные остатки, обломки карбонатных пород, оолиты*, сгустки, комки и т. п.). Оно зависит как от седиментационных особенностей карбонатных осадков, так и от последующих постседиментационных преобразований. Среди последних определяющая роль в формировании порового пространства карбонатной породы принадлежит эпигенетическим процессам, и в первую очередь трещиноватости и выщелачиванию (либо процессам вторичной минерализации, «запечатывающим» открытые поры, пустоты).

Напомним, что различают общую (абсолютную) и эффективную пористость пород.

Общая (абсолютная) пористость соответствует процентному содержанию всех полых пространств в горной породе вне зависимости от того, сообщаются они между собой или нет. Эффективная пористость представляет собой выраженный в процентах объем сообщающихся между собой пор; она, естественно, обычно меньше общей пористости породы. При экспериментальных исследованиях емкости карбонатных пород-коллекторов определяется эффективная пористость.

Как известно, система пор в горной породе позволяет аккумулировать и пропускать через себя углеводороды. Однако размер, форма и особенности распределения этой системы установить весьма затруднительно. Основным препятствием являются отсутствие геометрической закономерности в размещении пор и их ограниченные размеры, а также форма связующих каналов.

Проблема проницаемости карбонатных пород-коллекторов весьма сложна. Изменения проницаемости крайне велики. Проницаемость может различаться в десятки и сотни раз. Пространственные вариации также очень часты, что определяет проницаемость карбонатных пород как одно из наиболее изменчивых свойств, еще более неустойчивых, чем пористость. Такая изменчивость, разумеется, крайне затрудняет прогнозирование этого параметра.

Известны данные о том, что вертикальная проницаемость (перпендикулярно к слоистости) обычно на 20—25 % меньше, чем горизонтальная (параллельно слоистости).

Для карбонатных коллекторов с межзерновой пористостью связь коэффициента остаточной водонасыщенности с проницаемостью в общем случае более тесная, чем с пористостью. Однако по геофизическим данным невозможно определить проницаемость продуктивных пластов с необходимой точностью.

Статистические данные о соотношении пористости и проницаемости карбонатных пород показывают, что при радиусе пор менее 4—5 мкм и проницаемости менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 корреляционная связь между пористостью и проницаемостью очень низкая; по существу она не может быть использована для практических целей.

Таблица 11. **Средние значения открытой пористости m_o, проницаемости $K_{пр}$, остаточной водонасыщенности $\alpha_в$, остаточной нефтенасыщенности $\alpha_н$ и газонасыщенности $\alpha_г$ для интервалов пористости m по Оренбургскому месторождению [Ханин А. А., 1965 г.]**

Интервал пористости m %	m_o, %	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм	$\alpha_в$, %	$\alpha_н$, %	$\alpha_г$, %
<2	1,1	0,03	14,4	33,6	0,520
2—4	2,7	0,13	10,5	32,0	0,572
4—6	4,8	0,33	15,4	18,3	0,663
6—8	6,9	0,40	3,4	21,0	0,756
8—10	9,0	1,14	5,2	16,2	0,786
10—12	10,8	3,56	4,9	9,2	0,859
12—14	13,1	9,51	4,8	12,7 **	0,825
14—16	14,4	41,95	7,1 *	20,2 **	0,727
16—18	17,1	100,82	6,5 *	13,6 **	0,799
18—20	18,6	72.64	4,2 *	7,9 **	0,879
20—22	21,0	67,4	8,0 *	7,0 **	0,850

* Поглощение фильтрата промывочной жидкости
** Выпадение конденсата при подъеме керна

Корреляционные связи между указанными параметрами (пористостью и проницаемостью) становятся тесными в том случае, когда карбонатная порода по структурному строению оказывается однородной.

Значительный интерес представляет установление зависимости между проницаемостью и структурными коэффициентами, характеризующими поровое пространство. Однако, как теперь уже до-

Таблица 12 **Средние значения проницаемости $K_{пр}$, открытой пористости m_o, остаточной водонасыщенности $\alpha_в$ и газонасыщенности $q_г$ карбонатных пород-коллекторов Вуктылского газоконденсатного месторождения [Ханин А. А., 1965 г.]**

$K_{пр}$, 10^{-3} мкм^2	m_o, %	$\alpha_в$, %	$q_г$, %
0,002	1,8	54	0,46
0,003	2,0	38	0,62
0,01	3,0	15	0,85
0,05	4,1	9	0,91
0,10	5,0	7	0,93
0,40	6,0	4	0,96
1,0	7,0	2	0,98
10,0	10,5	0	1,0

казано многими исследователями, общей закономерной связи пористости с проницаемостью по существу нет. Две среды с одной и той же пористостью могут иметь совершенно различные значения проницаемости В том случае, если наблюдается частая корреляционная зависимость между этими двумя параметрами, она не может быть универсальной.

В качестве примера можно привести данные по Оренбургскому и Вуктыльскому месторождениям (табл. 11) не только о пористости и проницаемости карбонатных пород-коллекторов, но и об их остаточной водо- и газонефтенасыщенности.

При рассмотрении этих данных видно, что по мере возрастания пористости наблюдается уменьшение остаточной водо- и нефтенасыщенности и соответственно повышение коэффициента газонасыщенности.

Указанная закономерность справедлива для интервалов пористости от 2 до 12 %, что соответствует средней проницаемости $3{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. При пористости более 12 % и проницаемости более $3{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 поглощение части фильтрата промывочной жидкости и выпадение в керне конденсата искажают данные об остаточной водо- и нефтенасыщенности. Обнаруживается связь проницаемости с пористостью и коэффициентом газонасыщенности (табл. 12).

ПРОМЫСЛОВО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Промыслово-гидродинамические методы определения параметров карбонатных трещинных коллекторов вследствие ярко выраженной анизотропности последних относительно фильтрационных свойств существенно отличаются от обычных стандартных гидродинамических методов. Трещинные карбонатные коллекторы характеризуются, кроме того, интенсивным обменным потоком жидкости между трещинами и пористыми блоками, что также вносит коррективы в известный метод определения фильтрационных параметров пласта по данным о восстановлении давлений в скважинах.

В настоящее время известны методы определения параметров анизотропии трещинного коллектора по данным о взаимодействии скважин, определения трещинной пористости анизотропного пласта по данным о стационарной фильтрации жидкости к скважине и определения фильтрационных характеристик трещинного коллектора по данным о восстановлении давления при неустановившемся режиме работы скважины, а также метод анализа упругих характеристик залежей.

Применение указанных методов целесообразно сопровождать сравнительными данными по другим методам исследования карбонатных трещинных коллекторов.

Большое практическое значение имеет правильный подход к оценке параметров при подсчетах запасов нефти и газа в подобных коллекторах. Наиболее приемлемым признается объемный метод, поскольку он оказывается применимым на любой стадии разведанности месторождения и при любых режимах работы залежей. Для подсчета запасов нефти (газа) в наиболее распространенных типах класса сложных коллекторов определение

емкости трещин и емкости пор производится раздельно, поскольку условия фильтрации и соответственно коэффициенты нефтенасыщенности и нефтеотдачи тех и других различны (см. ниже).

При определении объема нефтенасыщенной части залежи, приуроченной к карбонатным трещинным коллекторам, предлагается исходить из всего объема залежи, включая «сухие» (водонасыщенные по порам) участки пород. Основанием этому служат данные о преимущественном массивном типе залежей, большом этаже нефтеносности и сообщаемости по системам трещин «сухих» участков с участками нефтенасыщенности.

При подсчете запасов нефти и газа в трещинах (и кавернах по ним) принятие за исходный всего объема залежи (выше водонефтяного или газо-водяного контактов) обычно возражений не вызывает, так как трещины развиты с большей или меньшей плотностью во всех литологических разностях пород. Но при оценке емкости поровой части (матрицы) коллектора практически не удается выделить эффективную нефтенасыщенную мощность по скважинам.

Промыслово-геофизические методы в условиях карбонатных трещинных коллекторов еще достаточно не разработаны, а лабораторные методы (по керну) не позволяют это сделать по той причине, что не удается установить минимальные (кондиционные) значения пористости или проницаемости пор. Кроме того, препятствием этому является также весьма неравномерное (пятнистое) насыщение нефтью пор. Поэтому и при подсчете запасов в порах целесообразно исходить из всего объема пород в залежи. Но при этом необходимо непременно соблюдать одно условие: образцы керна должны отбираться равномерно по всему объему пород (в том числе и в неэффективных участках) для анализа на пористость и нефтегазонасыщенность. В этом случае образцы с содержанием остаточной воды 100 % (и близким к нему) при умножении коэффициента пористости на коэффициент нефтегазонасыщенности автоматически исключат неэффективную часть пор из запасов нефти и газа.

Коэффициент пористости для карбонатных трещинных коллекторов представляет собой отношение суммы объема открытых трещин и сообщающихся между собой пор к объему пород в залежи. В настоящее время для определения значения трещинной пористости применяются метод сопоставления данных БКЗ и НГК (в изотропной трещиноватой среде и при отсутствии глинистых прослоев), метод промысловых исследований (коэффициент продуктивности и густота трещин по фотокаротажу) для случая течения жидкости в скважину по одной системе горизонтальных трещин и метод шлифов ВНИГРИ, по результатам применения которого определяются средние по скважине значения трещинной пористости (и трещинной проницаемости).

У каждого из названных методов существуют определенные недостатки, ограничивающие их широкое применение. Определение емкости межзерновых пор в трещинном коллекторе, занятой неф-

тью или газом, весьма сложно. Если открытая пористость достаточно удовлетворительно определяется стандартными лабораторными (или геофизическими) методами, то выяснение коэффициента нефтегазонасыщенности пор затруднено. Этот вопрос намного усложнился в связи с получением новых данных о небольшом содержании остаточной воды в малопористых породах. Основным препятствием к решению этого вопроса является неизученность механизма насыщения пор нефтью (газом) в условиях трещинного (карбонатного) коллектора.

При оценке эффективности межзерновых пор в сложных коллекторах необходимо учитывать одно важное обстоятельство. Мировая практика изучения месторождений нефти и газа показывает, что в условиях наличия трещин горные породы с весьма малой межзерновой пористостью (2—3 % и менее) и ничтожной проницаемостью пор (даже до миллионных и меньших долей квадратного микрометра) могут не только содержать нефть и газ в породе, но, что особенно важно, и отдавать их (в трещины, а по ним в скважины).

Приведенные данные позволяют усомниться в достоверности традиционных представлении о неэффективности малопористых пород, они, разумеется, понижают предельные продуктивные (кондиционные) значения пористости и главным образом проницаемости. Эти данные, естественно, расширяют диапазон пород-коллекторов нефти и газа.

В целом коэффициент нефтенасыщенности для условий карбонатного трещинного коллектора пока еще слабо изучен. Экспериментальными исследованиями доказано, что в природном трещинном коллекторе нефтенасыщенность трещин будет приближаться к 100 %. Ориентировочное значение коэффициента нефтенасыщенности поровой части такого коллектора устанавливается при помощи стандартных методов исследования (центрифугирование, капиллярное давление и др.).

Установление коэффициента газонасыщенности в карбонатных породах при одновременном содержании в их пустотном пространстве остаточной воды и остаточной нефти представляет особую сложность. Занимая часть порового объема, эти флюиды уменьшают полезный поровый объем, что отражается на коэффициенте газонасыщенности.

В настоящее время в практике лабораторных работ наиболее надежным методом определения содержания остаточных флюидов в карбонатных породах является метод прямого определения остаточных флюидов путем дистилляции в аппарате Закса и последующей экстракции спиртобензольной смесью в аппарате Сокслета (при соответствующих условиях отбора керна). Однако и с этим методом связан ряд обстоятельств, влияющих на точность получаемых данных: возможность проникновения глинистого раствора внутрь керна по трещинам, необходимость тщательной консервации керна после подъема на скважине, время консервации.

Установлено, что в низкопроницаемый керн (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2) при его разбуривании и подъеме по стволу скважины водный фильтрат промывочной жидкости не входит.

Коэффициент нефтеотдачи в условиях карбонатного трещинного коллектора является одним из основных параметров при подсчете промышленных запасов нефти; нахождение его в настоящее время встречает большие трудности. Данные теоретических и экспериментальных исследований показали, что механизм нефтеотдачи из трещинного коллектора следует рассматривать как двухэтапный: фильтрация нефти из пор (каверн и других пустот) в трещины (низкий коэффициент нефтеотдачи), а затем из трещин к призабойной зоне скважины (высокий коэффициент нефтеотдачи, близкий к единице). Соответственно и добыча подразделяется по времени на два этапа. Первый характеризуется притоком чистой нефти в скважину и длится он столько времени, сколько требуется нулевой насыщенности, чтобы пройти от ряда нагнетательных скважин до ряда эксплуатационных. Второй этап — приток в скважины нефти с непрерывно возрастающей степенью обводненности, увеличивающейся с ростом закачки.

В последние годы на многих месторождениях в нашей стране с целью интенсификации разработки, увеличения охвата пластов процессом вытеснения и вовлечения в работу пластов с низкой проницаемостью осуществляется переход на более высокие давления нагнетания.

Промышленный эксперимент закачки под большим давлением был проведен на Абдарахмановской площади Ромашкинского месторождения, где глубина залегания продуктивных пластов около 1800 м. Результаты исследований скважин показали, что при увеличении давления закачки до 20—25 МПа наблюдается заметное увеличение эффективной мощности и приемистости скважин. Дальнейшее увеличение давления закачки (забойное давление выше горного) приводит к резкому росту приемистости пластов за счет раскрытия естественных (в основном) и образования новых трещин в пласте. Эффективная мощность при этом практически не меняется.

В процессе эксперимента отмечалось увеличение пластового давления на окружающих участках, вследствие чего ряд скважин, эксплуатировавшихся до этого периодически, перешел на устойчивое фонтанирование с более высокими дебитами.

Анализ промыслового материала и специально проведенные исследования показали, что высокие темпы обводнения скважин вызваны раскрытием естественных микротрещин в пласте в процессе повышения забойного и пластового давления выше начального пластового.

Наиболее показательно в этом отношении Осинское месторождение, промышленная нефтеносность которого связана с мощной толщей карбонатных пород, залегающих на глубине 1100 м (горное давление 29 МПа).

Трещинная проницаемость этих пород, определенная методом шлифов ВНИГРИ, колеблется от $1 \cdot 10^{-3}$ до $35 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя поровая проницаемость по керну составляет $225 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, а средняя проницаемость работающих интервалов в эксплуатационных скважинах равна $320 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Расхождения в значениях проницаемости по керну и по промысловым данным вызвано [107] «в первую очередь тем, что не работают участки разреза с проницаемостью

ниже $10 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, а также наличием в пласте отдельных трещин, которые можно обнаружить только при полном выносе керна» Фильтрационные свойства коллектора в этих условиях (текущее пластовое давление не превышает начального) обусловлены главным образом поровой проницаемостью, а трещинная проницаемость имеет подчиненное значение. Обводнение скважин в этих условиях происходит в соответствии с методикой, применяемой для гранулярных (поровых) коллекторов. Эти же исследователи полагают, что в карбонатных (и терригенных) коллекторах существуют системы естественной трещиноватости, которые проявляются тем сильнее, чем выше давление нагнетания в скважинах.

На проявление естественной трещиноватости карбонатных пластов при заводнении даже под небольшим давлением нагнетания обращали внимание многие исследователи, и этот факт уже ни у кого не вызывает сомнения

В целом было установлено, что при забойном давлении в нагнетательных скважинах, не превышающем 0,8 % горного давления, и текущем пластовом давлении ниже начального фильтрация жидкости в пласте происходит в основном по порам. Трещины в этих случаях имеют подчиненное значение

При повышении же забойного давления до 0,85—1,2 % горного давления и превышении текущего пластового давления над начальным сказывается влияние естественной трещиноватости и существенно возрастает значение трещинной проницаемости в процессах фильтрации. В результате увеличиваются темпы обводнения скважин и снижается коэффициент охвата пластов заводнением.

В этой связи проектирование и разработку нефтяных (и газовых) залежей с подобными коллекторами необходимо осуществлять с обоснованием оптимального давления нагнетания и с обязательным учетом при заводнении пластов параметров трещиноватости.

При разработке нефтяных месторождений с карбонатными трещинными коллекторами наибольший интерес представляют, разумеется, тектонические трещины как наиболее протяженные. В платформенных областях такие трещины в основном перпендикулярны или наклонны к напластованию пород и объединяются, как правило, в несколько ориентированных систем.

Выявление естественных трещин в карбонатных породах и их преимущественной направленности имеет большое значение при разработке месторождений, на которых заводнение ведется при повышенном давлении нагнетания Это связано с тем, что с повышением давления нагнетания существенно изменяются показатели заводнения залежей за счет роста трещинной проницаемости.

По большинству месторождений Урало-Поволжья при низком давлении нагнетания (до 0,7—0,8 % горного давления) сохранение раскрытости трещин наблюдается лишь в призабойной зоне нагнетательных скважин и практически не отражается на характере обводнения скважин.

С повышением давления нагнетания раскрытость трещин заметно возрастает даже в удаленных от нагнетательных скважин зонах и значительно увеличивается доля движущейся по ним жидкости. Так, по ряду месторождений Пермской области установлено, что увеличивается мощность продуктивного объекта за счет подключения прослоев низкопроницаемых коллекторов, вовлекаются в разработку малопродуктивные участки месторождения и растут темпы отбора жидкости из пласта [107].

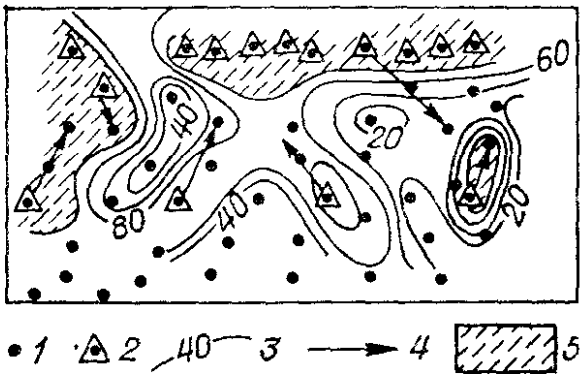


Рис 45 Карта обводненности одного из участков Осинского месторождения [Звягин Г А, Шустеф И Н, 1975 г]

1—2 — скважины *1* — эксплуатационные, *2* — нагнетательные, *3* — линии равной обводненности, %, *4* — направления трещиноватости, установленные по данным динамики давления и обводненности, *5* — заводненные зоны

Однако дальнейшее повышение давления нагнетания приводит к преждевременному обводнению эксплуатационных скважин и эффективность заводнения снижается. Отмечается также, что направление максимальных скоростей движения закачиваемой воды имеет закономерный характер, оно обусловливается ориентацией систем естественных трещин в пласте.

На рис. 45 показан один из участков Осинского месторождения, где заводнение осуществлялось при давлении, близком к горному; здесь были выявлены два преимущественных направления быстрого прорыва закачиваемой в пласт воды. На этом же месторождении был проведен большой комплекс промысловых исследований трещиноватости пород с использованием соответствующих индикаторов. В карбонатных породах-коллекторах башкирско-намюрского возраста по результатам этих исследований были определены закономерности как в распределении, так и в ориентировке трещин. Аналогичные закономерности установлены и по другим месторождениям Пермской области.

Промысловые геологи указывают на необходимость учета при проектировании и разработке подобных залежей ориентировок систем тектонических трещин. Однако обычно к моменту составления технологических схем разработки месторождений тектоническая трещиноватость карбонатных пород-коллекторов остается малоизученной. Более детальные сведения о ней появляются после бурения эксплуатационных скважин, когда помимо кернового материала имеются данные исследования скоростей движения индикатора в пласте, об эффективности гидроразрывов в скважинах, о характере обводнения скважин, динамике пластового давления и др

Для получения данных об ориентации трещин при составлении схем разработки месторождения можно использовать метод, основанный на изучении закономерности искривлений стволов разведочных скважин. Такие искривления скважин часто происходят в направлении наименьшего сопротивления пород, по простиранию трещин.

Представляет интерес также анализ роз-диаграмм разведочных скважин, построенных для различных стратиграфических комплексов Гежского месторождения, расположенного в Предуральском прогибе. Здесь были выявлены две системы трещин, из которых более четко выражены системы с ориентацией трещин на северо-восток (10—40°) и северо-запад (320—330°). Оказалось, что на-

правления трещин в сакмарских, башкирских и турнейских продуктивных отложениях совпадают Это целесообразно учитывать при размещении нагнетательных скважин и разработке продуктивных горизонтов.

Как известно, при проектировании разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным породам-коллекторам, обладающим низкой межзерновой проницаемостью, параметры трещиноватости обычно не учитываются. Отсутствие этих данных вызвано в основном недостаточным отбором керна и трудностями исследования нефонтанирующих малодебитных скважин методом восстановления забойного давления. Естественно, такие условия приводят к недооценке темпов добычи и обводнения карбонатных пород-коллекторов.

Некоторые исследователи [14] полагают, что при заводнении карбонатных низкопроницаемых пород-коллекторов и повышении в них пластового давления (выше первоначального) проявляется так называемая вторичная трещиноватость. В этих условиях вертикальные трещины раскрываются и остаются раскрытыми в тех случаях, когда давление жидкости в порах и микротрещинах превышает боковое горное давление, которое тем ниже, чем меньше коэффициент Пуассона в породах, включающих естественные трещины. В карбонатных породах преобладающие значения этого коэффициента 0,25—0,32.

Как известно, на стенках скважин существуют кольцевые напряжения, сжимающие вертикальные трещины с силой, в 2 раза превышающей боковое горное давление. В результате кислотных обработок зона кольцевых сжимающих напряжений в карбонатных породах разрушается.

Недооценка роста значения трещинной проницаемости при искусственном воздействии на слабопроницаемые карбонатные пласты часто приводит к расхождению между проектными и фактическими показателями разработки.

В целом можно заключить, что в условиях разработки нефтяных залежей с карбонатными и терригенными коллекторами различия между ними тем значительнее, чем ниже их проницаемость. Обычно при вскрытии, освоении и эксплуатации карбонатных коллекторов их проницаемость увеличивается, тогда как в терригенных коллекторах она снижается (сравнительно с первоначальной). Своеобразие особенностей карбонатных пород-коллекторов заключается в том, что их промышленная разработка становится возможной с применением заводнения при таких весьма низких значениях проницаемости, при которых терригенные коллекторы, как правило, не разрабатываются.

В работе [14] справедливо указывается на необходимость при проектировании и разработке низкопроницаемых карбонатных пород учитывать изменения спектра их проницаемости.

Как известно, солянокислотные обработки являются распространенным методом интенсификации притоков нефти к скважинам. Однако их эффективность вследствие недоучета параметров

трещиноватости часто бывает недостаточно высокой. Так, например, в ГрозНИИ в 1971—1975 гг. только 45 % проведенных солянокислотных обработок дали положительные результаты.

Низкая эффективность особенно характерна для солянокислотных обработок глубокозалегающих малопроницаемых пластов. Например, освоить скважины, пробуренные на Малгобек-Вознесенском месторождении на валанжинские отложения, залегающие на глубине 4200—4300 м и представленные плотными известняками и доломитами, удается, как правило, только после трех-четырех солянокислотных обработок. Причем при первой обработке обычно не удается закачать кислоту в пласт при депрессиях до 30 МПа даже в случаях, когда перед обработкой в скважине отмечались нефтегазопроявления. Аналогичные трудности отмечены также при проведении солянокислотных обработок эксплуатируемых скважин [105].

Одним из способов непосредственного изучения влияния ориентировки и интенсивности развития трещин на характер движения и распределения закачиваемой в нефтяной пласт воды является метод индикаторов. Так, на Осинском месторождении в Пермской области максимальные скорости (300—1000 м/сут) движения индикатора от нагнетательных скважин отмечаются в северо-восточном и северо-западном направлениях. В сводовой части структуры скорости движения воды по этим направлениям в 1,5—3 раза выше, чем в остальных участках месторождения. Отмечено, что при увеличении забойных давлений в нагнетательных скважинах и перепадов давлений между скважинами происходит интенсивное раскрытие трещин, которое приводит к увеличению их роли в фильтрации и распределении закачиваемой в пласт воды.

Промысловыми данными при разработке нефтяных залежей с карбонатными (и терригенными) коллекторами в Пермской области также выяснено, что при низкой межзерновой проницаемости (сотые, тысячные доли квадратного микрометра) карбонатных пород их фактические и расчетные показатели существенно различаются. Такие расхождения некоторые исследователи [14] справедливо объясняют кавернозностью пород-коллекторов Согласно их представлениям, каверны часто составляют основную емкость таких коллекторов. Каверны соединены между собой тонкими поровыми каналами и микротрещинами, обусловливающими фильтрацию нефти, тогда как в терригенных коллекторах размер пор более однородный и распределение их относительно более равномерное (рис. 30).

О МЕТОДИКЕ ОБОСНОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ К ПОДСЧЕТУ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

В опубликованных работах, касающихся методики исследования ряда параметров карбонатных трещинных коллекторов, используемых при подсчете извлекаемых запасов нефти, излагаются

различные представления по этому поводу, и в частности по определению параметра емкости коллектора. Так, Ф. И. Котяхов [1956 г.] при подсчете запасов предлагает определять «полную емкость» пустот в породах, тогда как для этих целей, как известно, учитывается только емкость сообщающихся между собой пустот (открытая пористость). Меж тем разность между полной и открытой пористостью может быть большой, особенно в карбонатных породах. Из указанного видно, что термин «полная емкость» лишен смысла, так как изолированные пустоты в горной породе не могут быть отнесены к полезной емкости, в которой содержатся извлекаемые запасы нефти.

Указывается, что пустоты, в которых жидкости в атмосферных условиях не удерживаются капиллярными силами, следует рассматривать как каверны. Здесь, очевидно, имеются в виду условия опыта по определению открытой пористости методом насыщения керосином или другой жидкостью (метод И. А. Преображенского). Но в данном случае, поскольку образец насыщается под вакуумом, керосин проникает во все каверны, расположенные внутри образца, и удерживается в них (не вытекает) за счет капиллярных сил окружающих пор. Вытекает керосин только из небольшой части каверн, расположенных на поверхности образца. Это доказано, в частности, в работе В. И. Троепольского и Р. К. Тухватуллина [1963 г.], где предлагается метод учета емкости приповерхностных каверн в образцах путем донасыщения их парафином (после предварительного насыщения под вакуумом смесью керосина и четыреххлористого углерода, имеющей плотность, равную плотности парафина). Сочетанием двух методов (Преображенского и Троепольского—Тухватуллина) определяется совместно вся емкость открытых каверн и пор.

Не совсем справедливо утверждение о том, что коэффициенты нефтенасыщенности и коэффициенты вытеснения нефти водой и (или) газом для каверн и пор зависят от соотношения последних в горной породе. В действительности эти коэффициенты контролируются преимущественно свойствами пор (капиллярными силами), окружающих каверны. Однако эти же коэффициенты, разумеется, будут резко различны для трещин и приуроченных к ним каверн, с одной стороны, и для порово-каверновой среды матрицы — с другой.

Предлагаемая Ф. И. Котяховым [1956 г.] методика определения «полной емкости» имеет также следующий недостаток. Известно, что определение объема образцов по массе вытесняемой ими жидкости из-за субъективного характера оценки степени высушивания образца допускает разброс значений массы насыщенного образца в воздухе по крайней мере в пределах единицы во втором знаке после запятой. Рекомендуемое разделение «полной емкости» на емкость каверн и емкость пор по существу является фиктивным, поскольку выделяемое значение емкости пор (в приведенных числовых примерах) практически сопоставимо с погрешностью метода ее определения.

Известную информацию о распределении в горных породах сообщающихся пустот различных размеров дают методы порометрии, по результатам которых можно судить и о вероятных коэффициентах нефтенасыщенности и нефтеотдачи.

Для оценки емкости карбонатных коллекторов различного типа некоторые исследователи привлекают ультразвуковой и люминесцентный методы. Определение трещинной пористости предлагается производить по насыщению образцов люминофором. Этот способ по существу субъективный; он допускает погрешности. Так, при насыщении образца под вакуумом люминофор должен проникать во все пустоты, если он обладает такими же смачивающими свойствами, как керосин. Пористость же матрицы образцов определяется на маленьких кусочках, в которых визуально не видны трещины.

Известно, что абсолютная погрешность при определении пористости весовым методом (методом насыщения) превышает 1 %, следовательно, относительная погрешность особенно велика в малопористых породах (она «сглаживается» только при осреднении большого числа определений). Поэтому при определении трещинной пористости по разности пористости большого образца и маленького кусочка (одного) могут быть погрешности, превышающие значение трещинной пористости. Значение трещинной пористости (емкости трещин и каверн по ним), приводимое некоторыми авторами, превышает 1 % (достигая даже 3 % и более).

Относительно объективные данные о максимально возможном значении трещинной пористости по выработанным площадям нескольких грозненских нефтяных месторождений для верхнемеловых карбонатных пород приводятся в работах В. М. Васильева [1966 г., 1975 г.]. Их общая полезная емкость (с учетом межзерновых пор) не превышает 0,2—0,4 %.

Некоторые исследователи [3] рекомендуют определение проницаемости проводить на образцах кубической формы в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Указывается, что поровые коллекторы по проницаемости изотропны, трещинные анизотропны. Здесь смешиваются понятия о трещинной и поровой проницаемостях, присущих трещинным коллекторам. Так, например, в трещинно-поровом коллекторе (наиболее распространенный тип трещинных коллекторов) матрица по проницаемости может быть изотропна (расстояние между трещинами больше размеров керна), а коллектор в целом за счет проницаемости трещин либо анизотропен (одна система трещин), либо изотропен (три взаимно перпендикулярные системы трещин с разными густотой и раскрытием). Из указанного следует, что выделять типы коллекторов только по измерению суммарной проницаемости на образцах кернов (любой формы) нецелесообразно.

В методическом отношении практический интерес представляет предложение группы сотрудников ПермНИПИнефти [5] об оценке кавернозности карбонатных пород. Долю каверн в общем объеме емкости карбонатных пород предлагается определять исходя из

отношения коэффициентов остаточной водонасыщенности пор к объему открытых пор матрицы. Для Осинского и Эташского месторождений доля каверн в общем объеме емкости карбонатных коллекторов определялась от 8 до 19 %, составляя в среднем 13 %. Повышенный коэффициент кавернозности был отмечен для фаменских карбонатных пород Гежского месторождения. Он вдвое больше, чем на предыдущих месторождениях, что можно объяснить рифовым типом его разреза.

Исследованиями установлено, что обычные представления об однородности рифогенных пород как по вещественному составу, так и по коллекторским свойствам нуждаются в поправках. Известно, что первичная пористость рифогенных пород колеблется в большом диапазоне: от 0 до 8 % (обычно не превышая 6—8 %). Увеличение значений вызвано вторичными процессами их изменения (преимущественно доломитизацией и выщелачиванием).

Важное значение при подсчете извлекаемых запасов нефти и газа имеет относительная достоверность коэффициента остаточной водонасыщенности. Наиболее рациональным методом для определения остаточной воды и нефти является прямой метод изучения керна, отобранного при бурении на специальном нефильтрующем растворе. К сожалению, такое условие соблюдается редко.

Из применяющихся в настоящее время геофизических методов наиболее перспективным для оценки газонасыщенности является импульсный нейтронно-нейтронный метод (ИННМ). Он обладает известными преимуществами перед стационарными радиоактивными методами: большей глубинностью и чувствительностью к выявлению газонасыщенности, значительно более слабой зависимостью от нейтронных свойств ближней зоны (скважина, колонна, цементное кольцо).

При оценке перспективности залежей нефти и газа, приуроченных к карбонатным трещинным коллекторам, не менее важное значение имеет разработка методики подсчета запасов этих полезных ископаемых.

Описание методики подсчета запасов в подобных коллекторах приведено в работе [99]. Аналогичные данные опубликованы М. А Ждановым и другими в книге «Методика и практика подсчета запасов нефти и газа» [1967 г.]. Для подсчета запасов в карбонатных трещиных коллекторах могли бы быть привлечены динамические методы (материальный баланс, статистический и др.). Однако их применение ограничено и часто затруднено в связи с необходимостью знания различных режимов в залежи, обеспечивающих точность подсчета.

Основным же методом подсчетов, как показывает практика, является объемный, который применим для любых режимов работы залежей и позволяет изучать все параметры, характеризующие различные свойства коллектора. В карбонатных трещинных коллекторах весьма важно раздельное изучение этих параметров, необходимое для правильного представления о природе коллектора и условиях фильтрации в нем нефти и газа Выше было указано,

что группа трещинных карбонатных коллекторов подразделяется на типы на основе различных видов пористости, определяющей их преобладающую емкость (чисто трещинные, трещинно-поровые и т. д.). Из них чисто трещинный тип коллектора сравнительно мало распространен, тогда как трещинно-поровый и порово-трещинный (смешанный) типы часто встречаются в природе.

Карбонатные породы-коллекторы характеризуются (по сравнению с терригенными) двумя особенностями. Первая из них — относительно высокое нефтенасыщение при низких значениях пористости и проницаемости. Так, например, предполагают, что в рифовых известняках Башкирии «пассивные» запасы нефти, содержащиеся в «непроницаемых» порах, составляют не менее 40 % от общих запасов. Вторая особенность — адсорбция нефти карбонатными породами, направленность и интенсивность которой определяется в основном минеральным составом и структурой пород. Указанная особенность обусловливает неравномерное распределение по площади и по разрезу нефтей с различными свойствами. Отмечается общая тенденция — утяжеление нефтей от свода залежи к подошве и от центра к периферии.

Для подсчета запасов нефти в таких коллекторах целесообразно раздельно определять емкость трещин и емкость пор, поскольку условия фильтрации и значения нефтенасыщенности и нефтеотдачи тех и других резко различны. Учитывая эту особенность подсчета запасов (объемным методом) в карбонатных трещинных коллекторах, кратко рассмотрим некоторые основные параметры для общего случая наиболее распространенного смешанного типа коллектора.

Объем нефтенасыщенной части залежи. Практика разведки месторождений с трещинными коллекторами показывает, что залежи в них (главным образом в карбонатных породах) часто имеют массивный тип и большой этаж нефтеносности (до нескольких сотен метров). Трещины, заполненные нефтью, распределены по всему объему залежи с большей или меньшей густотой в отдельных ее участках. Участки же нефтенасыщения межзерновых пор распределены в залежи весьма неравномерно и разделены «сухими» (водонасыщенными по порам) участками, но сообщаются между собой по системам открытых трещин.

Применяемые в настоящее время промыслово-геофизические и промысловые методы не позволяют достоверно выделять нефтенасыщенные участки в карбонатном трещинном коллекторе. Поэтому в условиях подобного коллектора при выделении так называемой эффективной нефтенасыщенной мощности для подсчета запасов целесообразно исходить из всего объема залежи, включая «сухие» участки пород. При этом если в подсчет средних значений параметров пористости и нефтенасыщенности включать все их значения по образцам, от минимальных (включая нулевое значение) до максимальных, то можно получить близкие к истинным объемные выражения насыщенного нефтью порового пространства по отношению ко всему объему залежи.

В связи с массивным типом залежей нефти в карбонатных трещинных коллекторах разведочные скважины в них испытываются обычно открытым стволом. При этом часто скважины не доводятся до водо-нефтяного контакта (ВНК), так как сообщаемость различных участков залежи по трещинам обусловливает фильтрацию нефти из нижних горизонтов в верхние. Естественно, что для точного знания объема нефтенасыщенной части залежи крайне необходимо бурение некоторого количества параметрических скважин на всю мощность нефтенасыщенных пород и весьма тщательное поинтервальное испытание обсаженных разведочных скважин с соответствующей изоляцией неиспытываемых горизонтов. После определения положения ВНК объем нефтенасыщенной части залежи рассчитывается любым геометрическим (графическим) методом.

Коэффициент пористости. В смешанном типе карбонатного трещинного коллектора этот коэффициент представляет собой отношение суммы объема открытых трещин (трещинная пористость) и сообщающихся между собой межзерновых пор (межзерновая пористость) к объему пород в залежи.

Для определения значения межзерновой пористости горных пород, в том числе и карбонатных трещиноватых, применяются традиционные стандартные лабораторные методы. Однако определением емкости пор, а также иных различных пустот (кроме трещин) в карбонатном трещинном коллекторе является весьма сложным ввиду неоднородности его нефтенасыщения. Как правило, подобные коллекторы обладают малыми значениями межзерновой пористости. Согласно традиционным представлениям, такие коллекторы (учитывая к тому же их низкую межзерновую проницаемость — тысячные доли квадратных микрометров) не только не могут аккумулировать достаточные количества нефти (газа) промышленного значения, но и отдавать ее. Однако, как известно, в карбонатном трещинном коллекторе эффективность пород с низкой межзерновой проницаемостью и малой пористостью в настоящее время можно считать доказанной. Указанное объясняется тем, что благодаря увеличению поверхности фильтрации за счет трещин обусловливается приток нефти из пор в трещины, а по ним в скважину. Если подток нефти из пор в трещины отстает от скорости фильтрации из трещин в скажины, то это выражается в обводнении продукции, постоянно возрастающей в процессе добычи. Подтоку нефти из пор в трещины в значительной мере способствует, очевидно, процесс капиллярного вытеснения нефти водой. Эту особенность подобного коллектора необходимо учитывать при подсчете запасов «поровой» нефти и более осторожно подходить к оценке пород с низкой проницаемостью.

Для определения трещинной пористости в настоящее время известны следующие методы:

— метод А. М. Нечая [70] по сопоставлению данных БКЗ и НГК, который применим лишь в условиях чисто трещинного карбонатного коллектора, т. е. при отсутствии нефти в межзерновых

порах коллектора. Применение метода А. М. Нечая возможно лишь в изотропной трещиноватой среде (три взаимно перпендикулярные системы трещин с равным раскрытием и равной густотой) и при отсутствии глинистых прослоев в коллекторе или при небольшой равномерной глинистости по разрезу;

— метод Ф. И. Котяхова и др. [52], основанный на данных промысловых исследований скважин (коэффициент продуктивности и густота трещин по данным фотокаротажа). Предложенная этими исследователями для трещинной пористости формула, выведенная из известных формул Дюпюи и Буссинеска, справедлива лишь для случая течения в скважину жидкости по одной системе горизонтальных трещин. Однако в горных породах, как известно, обычно преобладают вертикальные системы трещин с различной густотой, что определяет резко выраженную анизотропию проницаемости породы в разных направлениях. Кроме того, этим методом (так же как и методом А. М. Нечая) нельзя учесть приуроченных к трещинам больших или малых вторичных пустот. Основное условие возможности применения указанного метода заключается в определении удельной плотности открытых трещин с помощью глубинного фотографирования стенок скважин. Однако при современной эффективности фотокаротажа выделение открытых трещин в скважине пока затруднительно;

— метод шлифов ВНИГРИ [61], который предусматривает соответствующий выход керна и отбор образцов для изготовления больших петрографических шлифов. В шлифах определяются средние по скважине значения трещинной пористости и трещинной проницаемости. Применение указанного метода основано на том, что фильтрация в карбонатном трещинном коллекторе обусловливается микротрещинами. К этому выводу в настоящее время приходит все большее число исследователей, занимающихся изучением трещиноватых пород.

Каждый из указанных методов определения трещинной пористости требует соблюдения условий, которые на практике очень часто не выполняются.

Коэффициент нефтенасыщенности. Для условий карбонатного трещинного коллектора он изучен слабо. Большинство исследователей полагает, что в связи с большой удельной поверхностью трещин и незначительным влиянием капиллярных сил количество связанной воды в них весьма невелико. Экспериментальными исследованиями во ВНИГРИ показано, что толщина пленки воды в трещине, обусловленная действием молекулярных сил, не превышает 0,016 мкм, из чего можно заключить, что и в природном карбонатном трещинном коллекторе нефтенасыщенность трещин будет приближаться к 100 %. Ориентировочное значение коэффициента нефтенасыщенности блоков (матрицы) такого коллектора определяется обычными стандартными методами (капиллярных давлений, центрифугированием и др.) при исследовании достаточного количества образцов с разными значениями пористости и проницаемости, в том числе и с минимальными.

Коэффициент нефтеотдачи. В условиях карбонатного трещинного коллектора он является одним из основных параметров, необходимых для разработки методики подсчета в нем промышленных запасов нефти. Если для обычных поровых коллекторов существует достаточно большое количество методов определения этого коэффициента, то для карбонатного трещинного коллектора нахождение коэффициента нефтеотдачи встречает в настоящее время значительные трудности. Анализ большого фактического материала по разведке и разработке залежей в подобных коллекторах показывает, что подавляющее большинство последних относится к различным смешанным типам. Именно поэтому изучение процессов фильтрации двухфазной жидкости в трещиновато-поровой среде должно рассматриваться как одна из основных задач построения научно обоснованной методики подсчета запасов нефти в карбонатных трещинных коллекторах.

В настоящее время уже для большинства исследователей, работающих в этой области, ясно, что в случае вытеснения нефти водой из такого коллектора двухфазная фильтрация как бы складывается из двух процессов: собственно фильтрации воды, нефти или смеси воды с нефтью по трещинам и капиллярной пропитки блоков, в результате которой в трещины попадают все новые и новые порции нефти. Именно на таких представлениях о двухфазной фильтрации базируются аналитические и экспериментальные исследования, которые проводят в настоящее время специалисты, работающие в области подземной гидродинамики. Результаты исследований в связи с установлением ведущей роли трещин в фильтрации флюидов показали, что механизм нефтеотдачи из карбонатного трещинного коллектора является двухэтапным: фильтрация нефти из пор (каверн и других пустот) в трещины (низкий коэффициент нефтеотдачи), а затем из трещин к призабойной зоне скважин (высокий коэффициент нефтеотдачи, близкий к единице).

* * *

В этой главе, посвященной исследованиям всего многообразия параметров карбонатных коллекторов, прямо или косвенно связанных с подсчетами содержащихся в них извлекаемых запасов нефти (газа), по существу рассматривались вопросы, которые обсуждались ранее. Такое кажущееся повторение является вынужденным. Оно позволяет должным образом оценить тот подход, который принят нами при качественных и количественных характеристиках емкости и условий фильтрации углеводородов в трещиновато-пористых породах.

Особенности аккумуляции и фильтрации углеводородов в карбонатных трещиноватых породах-коллекторах настолько своеобразны, что с ними приходится считаться не только на стадиях поисков и разведки, но также и при разработке залежей нефти и газа.

На конкретных примерах показана роль первичной и вторичной пористости карбонатных пород, а также параметров трещиноватости при формировании коллекторских свойств последних.

Рассмотрены современные методы определения основных параметров к подсчету извлекаемых запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах и установлена целесообразность раздельного определения емкости трещин и пор, поскольку коэффициенты нефтегазонасыщенности и нефтегазоотдачи тех и других резко различны.

В этой главе приведены и некоторые примеры неправомочных способов (методик) определения емкости карбонатных трещиноватых пород-коллекторов.

ГЛАВА VII. НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ НЕФТИ И ГАЗА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

СЕВЕРОАМЕРИКАНСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Высокопродуктивные месторождения нефти и газа, связанные с карбонатными отложениями пермского возраста, известны в США в Пермском бассейне. Все основные месторождения этого района приурочены к краевым частям Центральной платформы.

Локальные структуры (по пермским известнякам) представляют собой брахиантиклинали длиной до 10 км и высотой от 120 до 350 м, с углами падения на крыльях от 4 до 12°. Большинство поднятий имеет тектоническое происхождение; они обладают типичными признаками возрожденных структур. Мощность пермских отложений на Центральной платформе 1800—2000 м, во впадинах бассейна достигая 3—4 км.

Все основные продуктивные горизонты Пермского бассейна приурочены к кавернозным трещиноватым доломитовым известнякам верхней части разреза Сан-Андрес и рифовым известнякам Кэпитен. Пористость в известняках и доломитах варьирует от 0 до 30 %; они, как правило, высокопроницаемы.

Большинство американских геологов полагает, что все пористые и кавернозные зоны в пермских известняках и доломитах Пермского бассейна тесно связаны с несогласиями и имеют вторичный характер. Образование пористости связывается с неравномерным выщелачиванием и растворением этих пород поверхностными или циркулирующими артезианскими водами в периоды поднятия структур.

Другим крупным нефтегазоносным районом (с карбонатными коллекторами) в США является район Лима-Индиана, в северной

части Цинциннатского свода. Основные продуктивные горизонты здесь представлены трентонскими (ордовикскими) известняками, в которых нефть и газ приурочены к пористым и проницаемым трещиноватым зонам. Однако проницаемость и пористость распределены в известняках неравномерно, в связи с чем рядом с продуктивными скважинами оказываются пустые.

О происхождении пористости трентонских известняков существуют различные мнения. В основном, однако, образование ее связывают со вторичными процессами (преимущественно доломитизацией), а также с эрозионными несогласиями. В настоящее время эти известняки в значительной мере истощены. Однако данные по их разработке представляют большой интерес, так как они могут быть использованы для сравнительных целей.

Установлено, что нефтегазоносность района Лима-Индиана в основном обусловлена сочетанием литологических и структурных условий. Причем любопытно, что месторождения приурочены вовсе не к наибольшему подъему Цинциннатского свода, а располагаются на его погружении (на склонах свода). Такая особенность размещения нефтяных и газовых залежей обусловлена целиком неоднородностью литологического состава коллектора. Основные залежи нефти приурочены главным образом к структурным террасам, флексурам и к участкам с местными осложнениями пологого падения слоев свода в целом.

Начальные дебиты нефти в скважинах в среднем составляли от 3 до 70 т/сут, хотя отдельные скважины давали первое время от 600 до 1200 т/сут, но очень быстро снижали его.

РИФОГЕННЫЕ ПОРОДЫ — КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА (по зарубежным и отечественным данным)

Приведем лишь краткие сведения о рифогенных породах, имеющие то или иное отношение к их коллекторским свойствам. Данные о них, несмотря на обширную литературу о рифогенных породах, крайне ограниченны. Однако даже по отрывочным данным можно составить общее представление о таких рифогенных коллекторах.

Некоторая информация о коллекторских свойствах рифогенных пород позаимствована из известных работ М. М. Грачевского и др. [1977 г.]; И. Д. Ильина и др. [1974 г. и 1976 г.]; В. Г. Кузнецова [1978 г.]; И. К. Королюк и М. В Михайловой [1977 г.]; Дж. У. Мурея [1968 г.]; А. М. Армишева [1976 г.]; Г. И. Вакарчук и др. [1976 г.] и ряда других авторов.

Рифами, как известно, называют генетически различные комплексы органогенных карбонатных пород, образующих крупные локальные или полосовидные выпуклые тела. При широком и свободном употреблении термина рифами называют и огромные протяженные валы и массивы площадью в несколько квадратных километров, высотой в сотни метров (ишимбаевские массивы) и

(совершенно неоправданно) распространенные на огромной площади пластообразные тела мощностью в десятки метров (осинский горизонт, Восточная Сибирь).

Погребенный барьерный риф, как известно, представляет собой сравнительно узкую (шириной в несколько километров), непрерывнолинейную, протягивающуюся иногда на сотни километров флексурообразную или асимметрично-гребневидно-органогенную постройку с крутым бассейновым склоном (8—50°), разделяющую разнофациальные отложения лагунного палеошельфа (обычно карбонатного) и аккумуляционно-топографической впадины. Последняя представлена в разрезе характерным для нее депрессионным циклом отложений.

Обычно коллекторские свойства пород рифовой полосы значительно лучше, чем зарифовой и предрифовой полос. Первичные морфологические склоны рифового барьера и изменение коллекторских свойств при переходе от рифовых фаций к предрифовым и зарифовым создают в совокупности с тектоническими деформациями комбинированные структурно-литологические ловушки, с которыми часто бывают связаны залежи нефти и газа.

Многие исследователи основную роль в образовании и расположении рифов приписывают разломам. Однако в работе [28] указывается, что роль разломов в этом отношении явно переоценивается. О том, что связь рифов с разломами существует, неопровержимо свидетельствуют остроугольные очертания в плане некоторых погребенных рифов. В то же время прямолинейность рифов может обусловливаться либо конседиментационной моноклиналью, либо седиментационной террасой. Отмечается, что современные барьерные рифы, в том числе знаменитый своей протяженностью Большой Барьерный риф, не имеют связи с глубинным разломами, а контролируются конседиментационной гомоклиналью.

Нефтяные и газовые месторождения редко бывают приурочены к одной какой-либо органогенной постройке. Обычно ловушкой оказывается массив, состоящий из сложного сочетания различных органогенных построений и сопутствующих им пород. Наиболее распространенные типы нефтегазоносных рифовых массивов изображены на рис. 46.

Они отличаются друг от друга соотношениями основных пород, их пространственным распределением и морфологией; объединяет же их наличие биогермного ядра [28]. Первые три массива рифовые, четвертый — биогермный, пятый американские геологи называют рифовой банкой.

Примерами детально описанных обнаженных на дневной поверхности массивов типа *I* (см. рис. 46) являются верхнеюрские массивы Кавказа и Восточного Крыма, а погребенных — среднедевонские массивы Рейнбоу и Альберта (Канада). Примерами массивов типа *II* служат Шахтау (Стерлитамакское Приуралье) и ишимбаевские погребенные рифогенные массивы в Предуральском прогибе. Массивом типа *III* является позднекаменноугольный Воскресенский риф в южной части Предуральского прогиба. Массивы, условно отнесенные к типу *IV*, образовались за счет

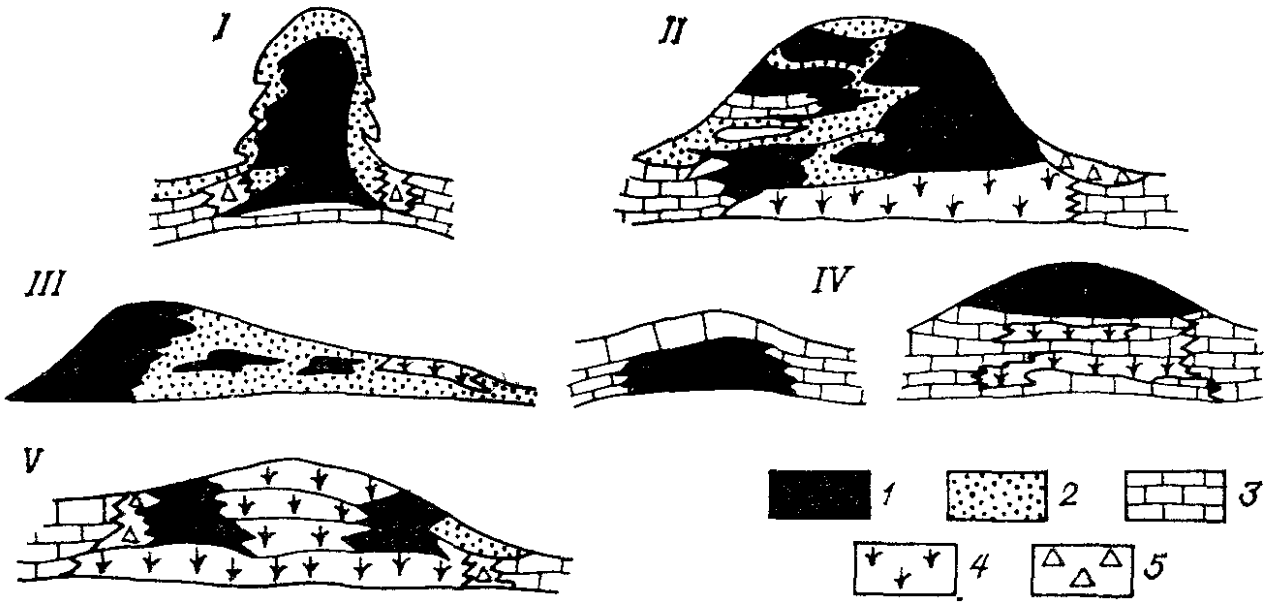


Рис. 46. Соотношение основных типов пород в карбонатных нефтегазоносных массивах, образованных органогенными постройками [28].

Известняки: *1* — биогермные, *2* — детритовые, образовавшиеся за счет разрушения каркасных организмов, *3* — слоистые, обломочного типа, *4* — банковых фаций, *5* — обломочные.

отдельных биогермов и биостромов, разобщенных в основном детритовыми породами, обычными для соответствующего стратиграфического уровня. В простейшем случае это — небольшой биогерм, захороненный в нерифовой толще. Таковыми, видимо, являются артинские массивы восточного края южной части Предуральского прогиба. В более сложных случаях эти массивы образуются при сочетании нескольких биогермов, но без обломочных шлейфов и без существенного количества специфического рифогенного детрита.

Особое место занимают массивы V типа. Наиболее ярким примером их является массив Джуди-Крик (средний девон, Канада), основу которого составляют небиогермные мелкозернистые известняки с огромным количеством ветвистых строматопор и ветвистых амфипор, давших небольшие рассеянные поселения.

Нефтяные, газовые и конденсатно-газовые месторождения, связанные с погребенными рифовыми телами, в настоящее время обнаружены в разрезах большого стратиграфического диапазона, от нижнего палеозоя до неогена, на всех континентах и примыкающих к ним морях и океанах. На долю этих месторождений приходится значительная часть мировых запасов нефти и газа. Еще большее значение они приобретают в общем балансе добычи. По данным зарубежных исследователей в погребенных рифах и банках заключено около 40 % мировых запасов нефти и газа. Значительная часть этих запасов связана с барьерными рифами и крупными атоллами, образующими самостоятельные зоны нефтенакопления.

Месторождения углеводородов, связанные с рифогенными толщами, установлены и эксплуатируются во многих зарубежных странах (Канада, США, Мексика, Ливия, Иран, Индонезия, ГДР, ФРГ, Польша, Пакистан, АРЕ, Сирия, Турция и др.). Среди этих месторождений помимо многочисленных мелких и

средних по своим запасам известны крупные и крупнейшие: Зелтен, Индрис, Ауджила, Гиало, Нафула (Ливия), Паса-Рика (Мексика), Рейнбоу, Суон-Хиллс, Редуотер, Ледюк (Канада), Скарри-Снайдер (США), Касим, Джая, Арун (Индонезия) и др. Кроме того, продуктивные интервалы разрезов ряда крупнейших нефтяных месторождений, таких, например, как Киркук (Ближний Восток), в значительной степени сложены рифогенными образованиями.

Необходимо также отметить, что мелкие и средние по запасам месторождения, заключенные в рифах, обычно располагаются группами, и потому в совокупности они содержат значительные запасы нефти и газа. Доля нефтяных и газовых месторождений, связанных с рифами, в мировой добыче и запасах с каждым годом возрастает.

Карбонатные породы, слагающие рифовые постройки, обычно характеризуются хорошими коллекторскими свойствами [28], что обусловлено как первичными, так и вторичными процессами, которым подвергаются рифогенные образования. В зависимости от типа организмов-рифостроителей, их сочетаний и постседиментационных изменений карбонатных пород, слагающих рифогенные постройки, коллекторские свойства этих пород могут в значительной мере варьировать.

Так, на месторождении Редуотер (Канада) средние значения пористости рифогенных пород составляют 6—10 %, на другом канадском месторождении Рейнбоу в некоторых разностях таких пород пористость достигает даже 15—35 %. Относительно высокая средняя пористость наблюдается в рифогенных карбонатных породах месторождения Индрис (Ливия). Здесь она обусловлена как благоприятными характеристиками породообразующих рифостроителей, так и процессами выщелачивания пород. Для последних характерны крупные поры и каверны, в связи с чем нефтегазонасыщенность рифогенных пород-коллекторов резко повышается. Часто она достигает 85—90 %. Этим же обусловлена и высокая проницаемость пород.

Приуроченные к рифовым массивам залежи нефти и газа характеризуются иногда высокими дебитами и большой мощностью продуктивных отложений. Так, в одной из скважин в Мексике (зона Голден-Лейн) дебиты нефти из рифогенных отложений достигали 35 тыс. т/сут.

Эффективная мощность рифогенных коллекторов варьирует в значительных пределах. Например, в Западно-Канадском бассейне, на территории провинции Альберта, эффективная мощность рифогенных пород верхнего девона, продуктивных на 35 месторождениях, в среднем составляет 28 м, но встречаются месторождения, где мощность нефтегазоносной части рифов достигает 190 м. В Мичиганском бассейне эффективная мощность рифогенных пород силурийского возраста составляет в среднем 30 м. На месторождении Индрис (Ливия) при общей мощности рифогенного коллектора в 365 м эффективная мощность достигает 292 м.

Для рифогенных известняков характерна высокая нефтеотдача. Коэффициент извлечения нефти из них значительно выше, чем из коллекторов нерифового типа. При обычной закачке воды в пласт

она составляет 55—65 %, а при применении более эффективных вторичных и третичных методов, все более широко применяющихся в настоящее время за рубежом, коэффициент извлечения нефти из рифогенных коллекторов может быть доведен до 90 %.

Во многих регионах мира в последние годы открыты новые нефтяные и газовые месторождения, связанные с рифами различного возраста: палеозойскими — в бассейнах Западно-Канадском (Канада), Пермском, Мичиганском, Иллинойском, Уиллистонском, Сан-Хуан, Парадокс (США); мезозойскими — в бассейне Мексиканского залива (США и Мексика) и кайнозойскими — в бассейнах Сирт (Ливия), Салавати, Андаманском (Индонезия) и др.

В Техасе (США) известно крупное месторождение Келли-Снайдер, открытое в 1948 г. Нефть здесь содержится в толще рифовых известняков, мощность нефтенасыщенной части которой изменяется от 15 до 240 м. Продуктивный горизонт залегает на глубине 2040 м. Средние значения пористости и проницаемости известняков равны 7 % и $19 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Начальные геологические запасы нефти по этому месторождению оценивались в 440 млн. т. С 1972 г. ввиду наличия на месторождении больших остаточных запасов нефти для увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи успешно применяется при проведении заводнения современный метод интенсификации добычи нефти смешивающееся вытеснение нефти углекислотой

Нефтяное месторождение Киркук, одно из крупнейших в мире и самое крупное из обнаруженных до сих пор в Ираке, приурочено к системе барьерных рифов (верхний мел — палеоген) К началу 1975 г. здесь уже было добыто (по различным оценкам) от 884 до 951 млн. т нефти (50 продуктивных скважин). Извлекаемые запасы нефти на эту дату составляли 1254 млн. т. Таким образом, первоначальные извлекаемые запасы нефти этого месторождения составляли 2,1—2.2 млрд. т.

Пермский бассейн в США является одним из известных в мире нефтегазоносных бассейнов, где наиболее широко развиты барьерные рифы. С рифогенными известняками и зарифовыми фациями барьерных рифов пермского возраста связана значительная часть запасов нефти и газа этого бассейна.

Среди выявленных к настоящему времени нефтяных и газовых месторождений здесь известны довольно крупные, с начальными извлекаемыми запасами в несколько десятков миллионов тонн: Хоба (36,8 млн. т), Юнис-Моньюмент (47,8 млн. т), Голдсмит (90,7 млн. т), Эмпайр (27,2 млн. т).

Барьерные рифы силурийского возраста в США открыты также в Мичиганском бассейне.

В нашей стране перспективы нефтегазоносности рифогенных пород связываются с Прикаспийской, Печорской и Амударьинской впадинами, Предуральским прогибом и Камско-Кинельской системой впадин. Обнаружение новых нефтяных и газовых залежей, заключенных в рифогенных коллекторах, возможно в юрских разрезах Предкавказья, в палеозое Припятской и Днепровско-Донецкой впадин, а также на Сибирской платформе (венд—кембрий).

Рифовые залежи нефти (барьерного типа) известны в верхнефранском разрезе Тимано-Печорской провинции, на Тэбукской

площади. Залежи нефти, связанные с палеозойскими барьерными рифами, установлены в Днепровско-Донецкой впадине (Леляковское месторождение). В северной бортовой зоне Прикаспийской впадины (Западно-Тепловское месторождение) залежи нефти, как правило, содержатся в комбинированных ловушках.

С надбарьерными структурами уплотнения связаны Чутырско-Киенгопское, Лобаково-Ковубаевское, Арланское, Веслянское и другие месторождения Камско-Кинельской системы прогибов.

На Чутырско-Киенгопском месторождении газонефтяная залежь приурочена к рифовым массивам (турне—фамен). Они сложены оолитовыми, водорослевыми и фораминиферовыми известняками. Межзерновая проницаемость $1{,}0 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, пористость 9 %. Относительно повышенные значения этих параметров отмечены для купольных частей рифов. Покрышками для этих известняков-коллекторов служат детритовые, шламовые известняки, доломиты, мергели и аргиллиты, пористость которых составляет 2,5—2,7 %.

До последнего времени карбонатные (рифогенные) породы башкирского яруса (карбон) Днепровско-Донецкой впадины мощностью 30—60 м и более рассматривались как региональная малопроницаемая толща-покрышка. В настоящее время, по данным Г. И. Вакарчука и др. [80], установлено, что эти отложения (особенно низы яруса) обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции распространение верхнефранского нефтеносного рифа, вскрытого на Тэбукской площади, связывалось первоначально с глубинным разломом меридионального простирания. Формационно-фациальный анализ и детальная корреляция разнофациальных геолого-геофизических разрезов скважин обнаружили криволинейное простирание и непрерывный характер этого барьерного рифа, контролируемого седиментационной терригенной террасой.

Для расчета водонасыщенности, пористости и определения литологического состава пород, слагающих продуктивную часть рифа, использовались кривые гамма- и акустического каротажа. Изучались глинистые породы, известняки и доломиты; пористость определялась для разных участков разреза в различных интервалах с помощью акустического каротажа и гамма-каротажа.

В методическом отношении обычно в районах, где предполагалось обнаружение погребенных рифов (по материалам каротажа), наряду со структурными картами для отдельных интервалов карбонатного разреза составлялись карты изопахит. Появление на таких картах местного резкого увеличения мощности карбонатных пород, которое не согласуется с соответствующим региональным фоном нарастания мощностей, часто служит указанием на наличие рифов в изучаемом интервале разреза (особенно одиночных).

Разумеется, окончательный вывод о рифогенной природе того или иного локального участка увеличенных мощностей карбонатных пород получают лишь на основании данных изучения керна.

Из анализа карт мощностей, составленных для рифогенных толщ и окружающих их пород, судят об амплитуде рифов и глубине бассейна седиментации, в котором они образовывались, исходя из различной скорости роста рифов и накопления других синхронных осадков. Эти карты позволяют также получать и другую информацию, представляющую практический интерес при проведении поисково-разведочных работ.

Среди диагностических признаков наличия погребенных рифов на глубине одним из важнейших является частое образование над ними структур уплотнения [28]. Существование таких атектонических поднятий установлено во многих нефтегазоносных районах. Образование их моделировалось в лабораторных условиях, однако учитывать это явление при поисках погребенных рифов геофизическими и другими методами стали сравнительно недавно. Полевыми и лабораторными исследованиями было установлено, что при захоронении холмообразных возвышений, сложенных плотными карбонатными породами, глинистыми и другими осадками, способными к уплотнению, последние образуют над ними структуры уплотнения.

В целом можно заключить, что коллекторские свойства рифогенных пород достаточно удовлетворительны, хотя в плане и по разрезу рифовых массивов они существенно варьируют.

Рифогенные породы-коллекторы нефти и газа обычно характеризуются сравнительно высокой нефтегазонасыщенностью и нефтеотдачей. Коэффициент извлечения нефти из таких пород-коллекторов, как правило, больше, чем из нерифовых карбонатных коллекторов. Однако в ряде случаев, как, например, в Камско-Кинельской системе прогибов, по признаку незначительной межзерновой проницаемости ($1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и менее) рифогенных пород среди них возможны кроме наиболее распространенных коллекторов порового типа различные представители трещинного типа коллектора.

НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ О КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТИ И ГАЗА В СССР

Карбонатные породы во многих районах СССР развиты весьма широко, составляя в целом как в стратиграфическом разрезе осадочных толщ, так и в пространстве обширные комплексы отложений, перспективы нефтегазоносности которых по существу оценены должным образом сравнительно недавно.

Ввиду сложности строения большинства типов карбонатных пород, их неоднородности и своеобразия условий фильтрации в них флюидов выделение среди них пластов коллекторов встречает затруднения, хотя известные успехи в этом направлении и достигнуты.

Наиболее широко карбонатные породы и карбонатные коллекторы нефти и газа представлены в Волго-Уральской области и Тимано-Печорской провинции, Оренбургско-Актюбинском

Приуралье, Прикаспийской впадине, в районах Ставропольского края и Дагестана, на Северо-Западном Кавказе и в Припятской впадине, на Сибирской платформе и в других регионах нашей страны.

Как известно, должное внимание изучению карбонатных пород-коллекторов нефти и газа в Волго-Уральской области по существу стало уделяться с конца 60-х годов.

Так, например, в Татарии [66] в 1973 г. объединением Татнефть были созданы рабочие группы из представителей ТатНИПИнефть, нефтегазодобывающих управлений и геофизических предприятий, которые провели ревизию накопленных геолого-геофизических материалов по пробуренному фонду скважин с целью выявления ранее пропущенных перспективных объектов

В целом по Татарии на первом этапе анализ промыслово-геофизических и геологических материалов был проведен по 5600 скважинам (44 % имеющегося фонда), расположенным в наиболее благоприятных геологических условиях В результате анализа было выделено 834 перспективных объекта, причем это количество, вероятно, не исчерпывает всех перспектив разреза девонских и каменноугольных пород По мере совершенствования геолого-геофизических методов изучения и опробования карбонатного разреза, очевидно, будут обнаружены новые объекты Учитывая характер изученности разреза, можно полагать, что в настоящее время выявлено около 70 % перспективных объектов и приуроченных к ним запасов нефти. В последующем намечалось провести второй этап подобной ревизии.

Широко применялись здесь исследования в обсаженных скважинах импульсными нейтронными методами, задачей которых являлось уточнение нефтеносности карбонатных отложений по объектам, рекомендованным при пересмотре материалов Эти исследования были выполнены в 1400 скважинах. По их результатам для дальнейшего изучения путем опробования было рекомендовано до 2500 объектов, из которых 800 уже испытаны В 400 из них получены промышленные притоки нефти

Обширные исследования карбонатных пород-коллекторов, которые проводились в Волго-Уральской области в последние годы, позволили выделить здесь горизонты карбонатных коллекторов в разрезах девона, карбона и перми. По характеристикам вещественного состава и резкой изменчивости физических и коллекторских свойств карбонатные породы-коллекторы крайне неоднородны. Установлено наличие среди них поровых и различных типов трещинных коллекторов (смешанные типы).

О неоднородности карбонатных коллекторов нефти и газа свидетельствуют данные по залежам нефти в Кулешовском, Покровском, Сосновском, Яблоневском и других месторождениях Куйбышевской области, которые заключены в пластах турнейского, башкирского и кунгурского ярусов. Так, например, пористость продуктивных доломитов и доломитизированных известняков колеблется здесь в большом диапазоне от 8 до 20 %, а проницаемость — от 6×10^{-3} до $370 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Продуктивность этих пластов увеличивается в 2—10 раз после солянокислотной обработки.

Основная роль в емкости карбонатных пород-коллекторов турнейского яруса Волго-Уральской провинции принадлежит межзерновой пористости, приближающейся по строению к гранулярной пористости песчаников и алевролитов Фильтрация флюидов связана главным образом с поровым пространством пород Трещиноватость обусловливает в основном сообщаемость крупных пустот пористо-кавернозных участков

По соотношению пор, каверн и трещин в общей структуре пустотного пространства в карбонатных породах верхнего палеозоя выделяют коллекторы четырех типов: поровый, трещинно-поровый, порово-трещинный и порово-трещинно-каверновый. Некоторые исследователи различают еще известняки каверново-порового типа, приуроченные главным образом к бортовым частям камско-кинельских прогибов. В карбонатных коллекторах указанной провинции широко развиты микротрещины, раскрытия которых меньше 0,5 мкм.

Среди них выделяются трещины, развитые по стилолитам. Трещины обычно вертикальные и наклонные, выполнены кальцитом, битумом, иногда ангидритом, местами открытые, ширина их не превышает 1—2 мм. Открытые трещины, развитые по стилолитам, обычно горизонтальные или слабонаклонные по отношению к слоистости.

Исследования показали, что трещинная пористость у таких известняков, например в Башкирии, обычно не превышает 0,1 %, а трещинная проницаемость составляет в среднем $(8 \div 10) \times \times 10^{-3}$ мкм^2, тогда как межзерновая пористость известняков изменяется от 0,5 до 14 %.

Установлено, что наибольшей продуктивностью (при прочих равных условиях) обладают сгустковые мелко- и тонкозернистые, обычно неравномерно глинистые и нередко доломитизированные известняки (Пермская область)

Эффективная мощность и основные параметры (пористость и проницаемость) карбонатных коллекторов значительно меняются. Наиболее широко представлены коллекторы трещинно-порового и порово-трещинного типов. Первые отмечаются на Татарском своде, где эффективная мощность их изменяется от 10 до 80 м.

Степень изученности каменноугольных карбонатных коллекторов в Урало-Волжской нефтегазоносной провинции весьма неравномерная. Если поровому типу коллектора (с момента открытия первых месторождений в регионе) всегда уделялось должное внимание и методика его изучения относительно удовлетворительно разработана, то карбонатные коллекторы трещинных типов ввиду сложности строения, слабой разработанности методов их исследования и недостаточного выноса керна оказались слабо изученными. Карбонатные коллекторы, с которыми связаны большие потенциальные запасы нефти и газа, местами и совсем не изучались.

Известно, что нефтегазоносными в разрезе каменноугольных отложений являются карбонатные породы турнейской, окско-серпуховско-намюрско-башкирской, верейско-каширско-подольско-мячковской и верхнекаменноугольной толщ.

Большое влияние на распределение коллекторов в карбоне оказали камско-кинельские прогибы и тектонически подвижные зоны дислокаций. Именно здесь в радаевском и бобриковском горизонтах развиты коллекторы, с которыми связаны месторождения нефти и газа.

Таблица 13. **Карбонатные коллекторы нефти и газа в среднекаменноугольных отложениях северо-западной части Башкирии [16]**

Тип коллектора	Доля коллектора в разрезе, %			
	Башкирский ярус	Верейский горизонт	Каширский горизонт	Подольский горизонт
Поровый	34	56	20	70
Порово-трещинный	51	40	65	29
Трещинный	15	4	15	1

Основные промышленные залежи нефти в карбонатных породах-коллекторах в северо-западной части Башкирии приурочены к отложениям башкирского и московского ярусов среднекаменноугольного возраста. Согласно данным А. Я. Виссарионовой и А. М. Тюрихина [16], здесь различаются три типа коллекторов (табл. 13). Выделение указанных типов коллекторов имеет, разумеется, условное значение, поскольку специальных исследований не проводилось.

Согласно данным Н. Г. Абдуллина и др. [1977 г.], в пределах Башкирии и Татарии основные перспективы увеличения прироста промышленных запасов нефти связаны в основном с карбонатными породами верхнего палеозоя. Более 50 % прогнозных запасов приходится на карбонатные коллекторы фаменского яруса девона и нижнего и среднего карбона, входящих в состав второго структурного этажа.

В настоящее время в Башкирии только 7 % общей добычи нефти падает на карбонатные (порово-трещинные) коллекторы, тогда как запасы нефти в них значительные. Они представлены переслаиванием плотных и пористо-каверновых, часто трещиноватых известняков, в разной степени доломитизированных и кальцитизированных. Пористость продуктивных пород в среднем 7 %, трещинная пористость 0,15 %, проницаемость по промысловым данным $70 \cdot 10^{-3}$ (в среднем) и по керну $16 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

В карбонатном разрезе верхнего палеозоя Западной Башкирии коллекторы нефти и газа связаны преимущественно с органогенными, органогенно-обломочными и сгустково-комковатыми известняками.

Среди них выделяются по коллекторским свойствам сгустково-комковатые известняки, которые обладают пористостью до 18 %. Затем следуют известняки сгустково-фораминиферовые (10—16 %), сгустково-водорослевые (8—14 %) и фораминиферовые (12 %). Малой пористостью (2—3 %) обладают мелкозернистые доломиты, они часто служат для пористых известняков покрышками.

Преобладающим типом емкости в этих карбонатных коллекторах является вторичная пористость, возникшая на базе первичной пористости.

И. Троепольским и Р. К. Тухватуллиным [1970 г.] приведена характеристика карбонатных коллекторов верхнего девона для бортовых участков Камско-Кинельской впадины северо-востока Татарии. Преобладающая роль для всех горизонтов отводится поровому типу коллектора. Поры в последнем межзерновые и «межагрегатные» (межформенные), по своему происхождению первичные и вторичные, образованные в результате перекристаллизации и выщелачивания. Такой тип коллектора характерен для органогенных и комковатых известняков и для метасоматических доломитов. Они распространены в разрезах верхнефранского подъяруса и фаменского яруса. Широко развиты помимо них коллекторы смешанного типа (пустоты — межзерновые и межформенные поры, каверны, а также стилолиты и трещины).

Как известно, геологический разрез Западного Приуралья, как и всей Урало-Волжской провинции, от протерозоя до перми (включительно) на 80—90 % сложен карбонатными породами. Балансовые запасы нефти в них одних промышленных категорий составляют: в Пермской области не менее 60 % всех запасов, в Оренбургской — 50 %, в Куйбышевской — 40 % и в Башкирии — более 25 %.

Однако промышленное освоение этих запасов пока весьма низкое. Так, в Пермской области из карбонатных коллекторов добывают лишь 20 % всей нефти, в Оренбургской — 35 %, а в Башкирии — всего 5 %. Вместе с тем ежегодный прирост запасов нефти в этих районах по существу приходится в основном на долю карбонатных пород.

Эффективность разведки и промышленного освоения этих залежей находится в прямой зависимости от степени познания особенностей строения карбонатных коллекторов. В этой связи большой интерес вызывают исследования карбонатных коллекторов разреза карбона в Пермской области [Викторин В. Д., Лыков Н. А., 1975 г.]. Указывается, что вторичные процессы (главным образом доломитизация и выщелачивание), в основном улучшающие коллекторские свойства карбонатных пород, развиты здесь довольно неравномерно (преимущественно на сводах структур и на крутых крыльях).

Неоднородное распределение коллекторских свойств карбонатных пород обусловило резкое различие дебитов даже на близких расстояниях, автономную динамику пластового давления между отдельными участками пласта и их гидродинамическую разобщенность.

В Пермской области, так же как и во всей Урало-Волжской провинции, продуктивным карбонатным породам-коллекторам свойственно ритмичное чередование (вертикальная неоднородность) высокопроницаемых и низкопроницаемых пластов.

Особенность строения порового пространства карбонатных пород-коллекторов заключается в крайне неравномерном распределении радиуса поровых каналов в объеме породы. Так, в Западном месторождении в биоморфных известняках радиус поровых каналов составляет 60—140 мкм, в детритово-шламовых известняках 10—500 мкм.

В породах наиболее продуктивных интервалов карбонатного разреза башкирского и намюрского ярусов широко развиты микротрещины. Их раскрытие в среднем 20 мкм. Примерно того же порядка диаметр межзерновых пор (радиус капилляров в среднем 12 мкм). Значение трещинной пористости на два порядка ниже межзерновой пористости и составляет (в среднем) 0,090 %. Межзерновая проницаемость $200 \cdot 10^{-3}$, трещинная (в среднем) $30 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

В промысловой практике ввиду ограниченного отбора керна зоны трещиноватости в карбонатных породах принято выделять методами трассировки по аномально низким пластовым давлениям, по темпам обводнения скважин, по давлению гидроразрыва пластов и по направлению и скорости движения индикатора, закачанного в пласт.

В южной части Предуральского прогиба, в Бельской впадине, насчитывается 58 залежей нефти, содержащихся в карбонатных породах. Из них подавляющее большинство связано с нижнепермскими рифовыми и «депрессионными» известняками, 12 залежей — со среднекаменноугольными и 2 — с турнейскими известняками нижнего карбона.

Пористость рифовых известняков 15—25, «депрессионных» — 10—15 %.

В Юрезано-Сылвенской впадине открыто 9 месторождений, где 11 залежей приурочены к карбонатным породам девона, нижнего карбона и перми.

Пористость этих коллекторов 4—7 %. В карбонатных породах обеих впадин широко развиты открытые трещины. Степень раскрытия их различная: в Бельской впадине 0,2 мкм, в Юрезано-Сылвенской 0,05 мм

О перспективах обнаружения промышленных залежей нефти в карбонатных отложениях верхнего палеозоя Тимано-Печорской провинции позволяют судить данные по Возейской (семилукские слои верхнего девона), Усинской (фаменский ярус) и Южно-Шапкинской (серпуховский надгоризонт нижнего карбона) площадям, а также по ряду других площадей (верхний карбон и нижняя пермь).

Уместно отметить, что геологические запасы нефти, подсчитанные в карбонатных породах (в том числе и в доломитах ангидритовой толщи) нижней перми и в верхней части карбона, например по Усинской площади, оказались в несколько раз больше, чем в терригенных слоях среднего девона.

Значительной является нефтяная залежь в карбонатных отложениях пермо-карбона Усинского месторождения. Этаж нефтеносности здесь достигает 350 м (глубина залегания 1100—1400 м). Коллектор представлен органогенно-детритовыми известняками «порово-кавернозно-трещинного типа». Пористость изменяется от 8 до 30 %, проницаемость по керну составляет (в среднем) $30 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

В Архангельской области, на Лае-Вожском месторождении, продуктивная толща сложена трещиноватыми известняками верхнего карбона и нижней перми [86]. В ней установлены две газовые залежи: пластовая в сакмарском ярусе и массивная (с неф-

тяной оторочкой мощностью 20 м) в ассельском ярусе перми и в верхнем карбоне. Залежи разделены плотными глинистыми известняками мощностью 80—130 м. В продуктивной толще залежей выделяются пласты рыхлых мучнистых известняков, залегающих среди слабопористых известняков.

Густота трещин в известняках пластовой залежи 9—35 $м^{-1}$, массивной — 8—70 (в среднем 14) $м^{-1}$, а в известняках, разделяющих залежи, в среднем 18 $м^{-1}$. Известняки пласта первой пластовой залежи имеют среднюю пористость 22 %, а проницаемость $(100 \div 1000) \cdot 10^3$ $мкм^2$. В известняках второго—четвертого пластов средняя пористость 14,5 %, а средняя проницаемость $7 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$. В массивной залежи пористость и проницаемость известняков неравномерные. Максимальная пористость 22,5 %, средняя пористость для газонасыщенной части 14,8 %, проницаемость $40 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$, для нефтенасыщенной части 12 %, проницаемость $100 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$.

Изучались также силурийские карбонатные отложения Харейверской впадины, залегающие на глубине 3—4,4 км. Среди низкопористых карбонатных пород разреза здесь выделяются породы с относительно высокими емкостно-фильтрационными свойствами. В диплокском ярусе выделена пачка доломитов на глубине 3560—3700 м с пористостью 7—16 % и проницаемостью до $59 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$ и известняков на глубине 3400—3500 м с пористостью 6—11 % и проницаемостью до $53 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$. Перспективными считаются силурийские карбонатные породы, залегающие на глубинах более 3 км на локальных поднятиях восточного борта и южной части Харейверской впадины.

Положительную роль в формировании коллекторских свойств указанных карбонатных массивов сыграла тектоническая трещиноватость, наиболее развитая в центральных частях складок и в тектонически напряженных зонах, где карбонатные породы-коллекторы выделяются по высоким фильтрационным свойствам. К этим же зонам приурочено малое содержание в них остаточной воды.

Следует отметить, что малое содержание последней зафиксировано в карбонатных толщах месторождений Оренбургского, Вуктылского, Речицкого и Грачевского. Полагают, что аномальное содержание остаточной воды даже в низкопроницаемых карбонатных породах названных месторождений является результатом воздействия на пленку остаточной воды полярных компонентов нефти и газоконденсата, а также следствием малого количества тонких пор (менее 0,5 мкм).

Основные перспективы нефтегазоносности Оренбургско-Актюбинского Приуралья связаны с карбонатными породами нижнего — среднего карбона, перекрытыми здесь песчано-глинистыми отложениями нижней перми. Наиболее перспективные (по данным о пористости и проницаемости) зоны выделяются в Урало-Илекском блоке и в Актюбинской впадине, где отмечены перерывы в осадконакоплении в среднекаменноугольное время.

Таблица 14. **Типы карбонатных пород продуктивной толщи Оренбургского газоконденсатного месторождения [Корценштейн В. Н., 1977 г.]**

Типы пород по генезису	Типы пород по вещественному составу	Типы пород по структуре
Органогенные	Известняки слабодоломитизированные	Органогенно-детритовые Реликтово-органогенно-детритовые Комковатые
Хемогенные	Известняки	Пелитоморфные Сгустковые
Обломочные	То же	Брекчии Конгломераты
Вторично измененные	„	Мелко-среднекристаллические

Известно, что основная продуктивная газовая залежь Оренбургского месторождения связана с карбонатными породами нижней перми, верхнего и среднего карбона. Покрышкой для них служат карбонатно-сульфатные породы артинского яруса и мощная сульфатно-галогенная толща пород кунгурского яруса.

Продуктивные породы указанного месторождения обладают значительной неоднородностью, обусловленной «наличием крупных и мельчайших пор, различно ориентированных трещин и стилолитов». Указанное сказывается на частых колебаниях (и в больших диапазонах) пористости (от 0 до 28 %) и проницаемости (от миллионных долей квадратных микрометров до 2 мкм^2) и объясняет различия в продуктивности отдельных участков месторождения.

Относительно лучшие условия по емкости и фильтрационным свойствам пород-коллекторов отмечаются на центральном куполе месторождения.

Типы карбонатных пород продуктивной толщи Оренбургского газоконденсатного месторождения приведены в табл. 14. Отмечается, что смена одних структурных типов карбонатных пород другими довольно частая и не поддается какой-либо закономерности.

В целом продуктивная часть разреза Оренбургского газоконденсатного месторождения характеризуется сложным строением. Здесь выделяются разные типы коллекторов (табл. 15).

Таблица 15. **Типы коллекторов в продуктивной части Оренбургского газоконденсатного месторождения [Корценштейн В. Н., 1977 г.]**

Тип коллектора	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2
Поровый	13—17	1,0
Смешанный	10	0,1—1,0
Трещинный	2—5	1,0

Обращает на себя внимание низкая проницаемость выделяемого порового типа коллектора. Если здесь не описка, то судя по значению проницаемости (очевидно, это межзерновая проницаемость) пород продуктивность последних может быть объяснена только трещинной проницаемостью, и тогда этот коллектор должен рассматриваться как соответствующий тип класса трещинных коллекторов. В целом для классификации карбонатных коллекторов Оренбургского месторождения, как, впрочем, и любого другого месторождения, необходимы данные о трещинной проницаемости, отсутствующие в рассматриваемой таблице.

Газонасыщенность продуктивных карбонатных пород Оренбургского месторождения изучалась импульсным нейтронно-нейтронным методом и прямым методом непосредственного исследования керна, отобранного при бурении в специальном нефильтрующемся растворе. По результатам исследований было установлено, что газонасыщенность указанных пород с пористостью 3—6 % равна 58 %, с пористостью более 6 %—80 %, а с пористостью менее 6 % — суммарное содержание воды и нефти составляет 70—80 %. Исследования показали также, что поровое пространство этих карбонатных коллекторов характеризуется аномально низким содержанием остаточной воды, в особенности в центральной осевой зоне складки, где оно составляет 5—8 % объема пор.

Флюидовмещающие коллекторы отличаются сложным строением, неоднородностью, сочетанием поровых и трещинных типов. Это обстоятельство, а также слабая изученность особенностей размещения микротрещин огромного карбонатного массива месторождения не позволяют на первом этапе разработки количественно оценить масштаб и пути потенциального внедрения пластовых вод в продуктивные газоносные отложения.

В Волгоградской области карбонатные коллекторы средне-верхнефранского разреза (девон), как показали детальные исследования В. С. Лаврентьевой и др. [68], также отличаются резкой изменчивостью мощностей, вещественного состава и структуры пород и порового пространства.

Относительно благоприятные коллекторы представлены обломочными и органогенно-обломочными известняками. Продуктивные воронежский и евлановско-ливенский горизонты благодаря наличию трещин гидродинамически связаны здесь между собой и по существу представляют единый резервуар, для которого покрышкой служат аргиллиты (с прослоями мергелей и глинистых известняков) задонско-елецких отложений.

В Прикаспийской впадине промышленные перспективы связаны с подсолевыми отложениями как в западной части впадины, так и по ее северному борту. В пределах последнего подсолевые отложения принадлежат в основном карбонатным породам верхнего девона, карбона и нижней перми. По литологическому составу это биогенные, биохемогенные и хемогенные известняки и доломиты.

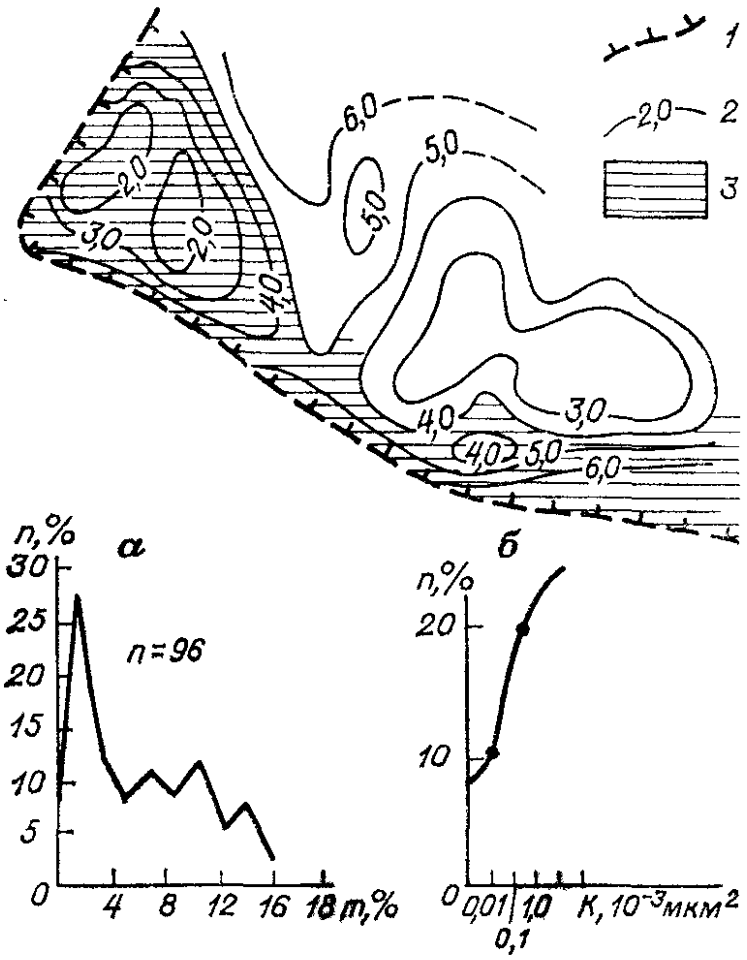
Карбонатные породы доверейского карбонатного комплекса, пройденные скважинами Щучкинской Г-И и Чинаревской П-2, обладают пористостью 3 % и

межзерновой проницаемостью менее $0{,}01 \cdot 10^{-3}$ мкм². Послеверейские карбонатные породы имеют пористость 2 % и межзерновую проницаемость от 0,01 10^{-3} до $1{,}2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Карбонатные же породы нижней перми обладают пористостью в 5 % и проницаемостью $(200 \div 300) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Из указанного выше видно, что известняки и доломиты как доверейские, так и послеверейские можно рассматривать как коллекторы сложных (смешанных) типов класса трещинных коллекторов, в нижнепермские известняки — как поровые коллекторы.

В западной части Прикаспийской впадины подсолевые отложения представлены карбонатно-терригенными и карбонатными породами общей мощностью до 2—6 км и более (рис. 47). Терригенные породы этого комплекса приурочены к верхней половине разреза каменноугольной и к нижнепермской системам. Они обладают относительно малой пористостью (менее 0,5 %). Карбонатный комплекс характеризуется широким разнообразием структурно-генетических типов пород. Основную часть составляют органогенные известняки, которые подверглись интенсивным эпигенетическим изменениям. выщелачиванию, доломитизации, закарстованию и окремнению. Неравномерное и неоднозначное проявление этих процессов обусловило соответствующее распределение физических параметров пород (рис. 47)

Межзерновая пористость изменяется от 0,2 до 16,4 %, проницаемость составляет менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Трещинная пористость колеблется от 0,035 до 0,34 %, трещинная проницаемость составляет $0{,}01 \cdot 10^{-3}$ мкм². Сопоставление этих значений показало, что основным типом коллекторов здесь является трещинно-поровый.



В Ставропольском крае большое внимание уделяется изучению карбонатных отложений верхнего мела, показавших промышленную нефтеносность на целом ряде площадей. Залежи нефти здесь приурочены к маастрихтскому ярусу; эффективная нефтенасыщенная мощность продуктивных

Рис. 47. Карта мощностей и литофаций подсолевого комплекса западной части Прикаспийской впадины

1 — границы впадины, *2* — изопахиты, км, *3* — область развития карбонатно терригенной толщи
а — распределение пористости *m* карбонатных пород подсолевого комплекса
б — частостная кривая распределения проницаемости *К* карбонатных пород подсолевого комплекса [82]

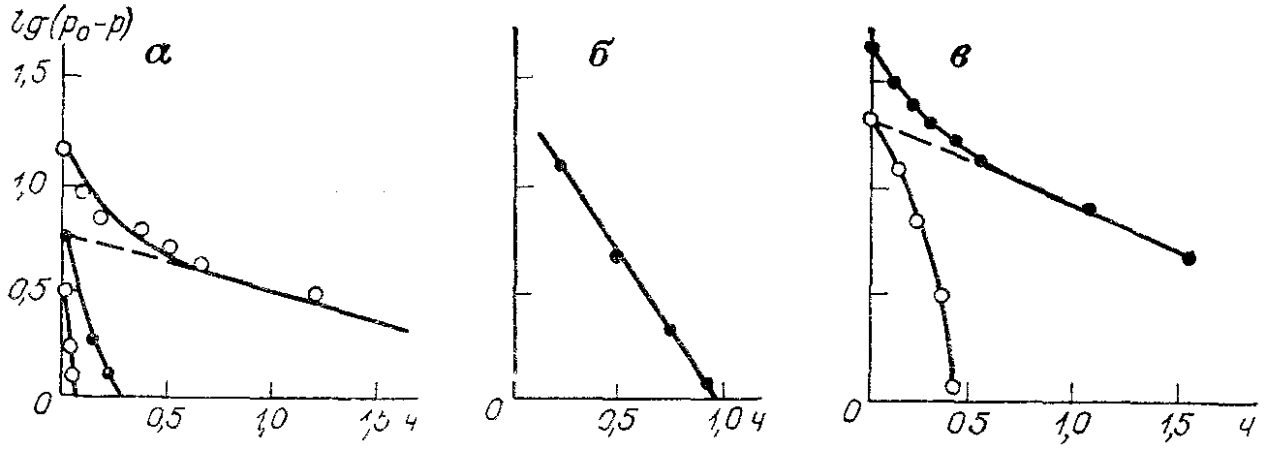


Рис 48 Кривые восстановления давления в скв 29 (*а*), 34 (*б*) и 35 (*в*) Ачикулакского месторождения [59].

пластов колеблется в пределах 30—60 м. Продуктивная часть пластов представлена трещиноватыми известняками. Трещины развиты неравномерно, раскрытие их меняется от 1 до 30 мкм. Пластовое давление на глубине 2660 м равно 30 МПа, температура — 137 °С. Характерной особенностью верхнемеловых залежей является наличие воды в продукции всех работающих скважин; начальная обводненность колеблется в пределах 20—80 %, причем четкой закономерности обводненности опробованных интервалов от структурных условий не наблюдается.

В процессе разведки верхнемеловых залежей был проведен большой объем гидродинамических исследований, на основе которых стало возможным оценить тип коллектора, его фильтрационные параметры и характер работы скважин. Результаты этих исследований рассмотрены по Ачикулакскому месторождению [59].

Для определения типа коллектора все кривые восстановления давления (КВД) были обработаны согласно методике Р. М. Минчевой [1976 г.] и Н. П. Лебединец, В. Н. Майдебор и др. [1961 г.]. Три типа полученных кривых приведены на рис. 48. Кривые, полученные по скв. 29 и 35 (рис. 48, *а, в*), характерны для трещинно-порового типа коллектора, в котором матрица породы является емкостью для флюида, а трещины — путями движения его к забою скважин. Прямолинейная КВД (скв. 34, рис. 48, *б*) может условно характеризовать трещинный тип коллектора, трещины которого являются и емкостью, и проводниками жидкости, а матрица насыщена связанной водой. Анализ характера всех снятых КВД позволил сделать вывод о том, что верхняя и нижняя части маастрихтского яруса представлены трещинно-поровым типом коллектора, а средняя — условно, чисто трещинным типом

В Припятской впадине основные нефтеносные горизонты установлены в межсолевых и подсолевых карбонатных породах девона, среди которых доломиты и доломитизированные известняки обладают большей пористостью, чем слабо доломитизированные известняки. Фильтрационные свойства карбонатных пород-коллекторов обусловлены межзерновыми каналами и трещинами Здесь широко

распространены коллекторы каверно-порово-трещинного, порово-каверново*го, порово-трещинного и порового типов.*

Органогенные известняки и доломиты воронежского горизонта верхней части девонского разреза связаны с рифогенными фациями. В каждом литогенетическом типе карбонатных пород характер и интенсивность вторичных процессов, были неодинаковыми, а следовательно, и пористость в них формировалась по-разному.

Согласно данным Г. А. Казенкиной и Л. И. Демидович [1977 г.], в пределах локальных палеоструктур на севере Припятской впадины отмечается четко выраженная закономерность в развитии пустотного пространства карбонатных пород от свода к крыльевым и периклинальным частям. В сводовых участках преобладают *каверно-порово-трещинные и порово-каверно-трещинные типы* карбонатных коллекторов. На крыльях структур коллекторы практически отсутствуют. На периклиналях благоприятными коллекторскими свойствами обладают лишь отдельные маломощные прослои, принадлежащие коллекторам каверно-трещинных, порово-трещинных, реже порово-каверно-трещинных типов.

Задонский горизонт карбонатных пород, в пределах Припятской впадины наиболее перспективный по запасам нефти и газа, вместе с залегающим стратиграфически выше елецким горизонтом составляет толщу межсолевых отложений разреза фаменского яруса.

Породы задонского горизонта представлены двумя типами. Первый — органогенные известняки, доломитизированные известняки и доломиты, кавернозные и трещиноватые. *Пористость этих пород достигает* 23 %. К *породам второго* типа относятся хемогенные известняки и доломиты, обладающие низкой пористостью.

Формирование коллекторов в рассматриваемой межсолевой карбонатной толще тесно связано с *литолого-фациальной зональностью* карбонатных отложений. На формирование карбонатных коллекторов значительное влияние оказали процессы доломитизации, *тектонической трещиноватости, выщелачивания.*

Как наиболее благоприятные для формирования трещинно-порово-каверновых коллекторов выделяются Осташковичская площадь и смежные с ней участки.

Представления о типе карбонатного коллектора в межсолевых отложениях в Припятской впадине, и в частности по Речицкому месторождению, со временем заметно изменялись. Вначале полагали, что здесь развит чисто трещинный тип коллектора. В последующем было установлено, что полезная емкость карбонатных *пород-коллекторов составлена* не только трещинами, а в основном межзерновыми порами и мелкими кавернами. Было установлено также, что поровое *пространство карбонатных коллекторов образовано межзерновыми и межформен*ными порами, кавернами и трещинами не только в межсолевых, но и в подсолевых карбонатных породах. При этом каверны в них имеют самые различные размеры: от микрокаверн до небольших карстовых полостей. Они либо изолированы, либо соединены трещинами.

Данные о физико-литологической характеристике и закономерностях распространения карбонатных пород-коллекторов подсоле-

вых и межсолевых отложений в различных зонах Припятской впадины приводят к следующим выводам об условиях и времени их формирования [47]:

1) полезная емкость карбонатных пород-коллекторов является в основном вторичной, образованной в результате эпигенетических процессов доломитизации и выщелачивания, которые в свою очередь связаны с тектонической трещиноватостью;

2) наиболее интенсивно постседиментационные процессы протекали в сводовых и присводовых частях полеоподнятий в задонско-елецкое и елецко-лебедянское время при движении седиментационных вод из депрессионных зон в направлении валообразных поднятий под действием геостатической нагрузки и гидростатического давления;

3) разрывные тектонические нарушения не играли существенной роли в образовании полезного емкостного пространства в межсолевых образованиях, что при наличии двух соленосных непроницаемых толщ вполне объяснимо. В подсолевом карбонатном комплексе дизъюнктивные дислокации привели в ряде случаев к ухудшению емкостных и фильтрационных свойств пород в связи с «залечиванием» вторичных пустот различными минеральными новообразованиями.

Результаты лабораторных исследований образцов девонских (фаменских) карбонатных пород-коллекторов Припятской впадины позволили по виду кривых зависимости насыщения от давления выделить три типа пород-коллекторов [76]. Первый тип представлен равномерно-пористыми кавернозными доломитами и водорослевыми известняками и доломитами. Их пористость достигает 15 %, а проницаемость варьирует от $30 \cdot 10^{-3}$ до $430 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Второй тип пород выделяется как переходный. Литологически эти породы выражены плотными доломитизированными известняками и доломитами с довольно равномерно распределенными редкими кавернами и крупными порами. Их пористость менее 5 %, проницаемость — первые сотые доли квадратного микрометра. Породы третьего типа принадлежат доломитам. Каверны и крупные поры в них располагаются линейно. Плотные участки доломитов визуально лишены пор, однако последние обнаруживаются под микроскопом. Указывается, что скелетная (блоковая) часть пород не нефтенасыщенна. Однако, поскольку при опробовании интервалов, из которых отбирались подобные образцы, получены притоки нефти, следует полагать, что нефть насыщает не только относительно редкие линейно-вытянутые каверны и крупные поры, но и межзерновую среду блоков этих доломитов.

В качестве одного из способов выделения здесь карбонатных коллекторов с учетом структуры порового пространства предлагается использовать данные геофизических методов, отражающие фильтрационные, емкостные и структурные характеристики пород [Абдухаликов Я. Н., Демидова Т. Г., 1976 г.]. Согласно этим данным около 25 % пластов с пористостью от 6 до 11 % выделяются как непроницаемые из-за отсутствия якобы связи между порами.

Такие породы, несмотря на их значительную емкость, ошибочно рассматривают как непроницаемые. В этой связи для карбонатных пород порового типа нижним пределом пористости коллектора устанавливается 6 %, что нельзя считать правомочным, поскольку известны многочисленные отклонения от этого предела.

В случае сложных коллекторов наиболее проницаемыми называются коллекторы, в которых доля вторичной пористости составляет более 30 % (общего значения пористости). Это также является ошибочным, так как вторичная пористость коллектора никогда не обусловливает его проницаемость.

На Сибирской платформе в галогенно-карбонатном комплексе нижнего кембрия, в Иркутском амфитеатре, выделены (снизу) осинский, балыхтинский и бильчирский пласты-коллекторы, из которых были получены промышленные притоки нефти и газа (Марковская, Непская, Илимская и другие площади). Эти горизонты регионально развиты по всему Иркутскому амфитеатру. Из них осинский горизонт (в низах усольской свиты) представлен доломитизированными известняками, доломитами и известняками, частично микрофитолитовыми. Коллектор горизонта (мощность 65—95 м) принадлежит к порово-трещинному типу, пористость его колеблется в значительных пределах: от 1 до 12 % Резкая изменчивость дебитов нефти из осинского горизонта обусловлена главным образом различной интенсивностью трещиноватости.

Ведущими коллекторами палеозойского разреза Томской области являются карбонатные породы. Они распространены в пределах Нюрольской впадины и склонов окружающих ее положительных структур, в Усть-Тымской впадине, на Нижневартовском и Владимировском сводах и Парабельском мегавале.

Характерны для вскрытия этих карбонатных пород в процессе бурения низкий вынос керна, катастрофическое поглощение промывочной жидкости и прихваты бурового снаряда. Получение в ряде случаев свободных притоков нефти, газа и воды свидетельствует о перспективах нефтеносности рассматриваемых карбонатных пород. Однако измеренная межзерновая пористость известняков варьирует в пределах 0,2—16 %, а проницаемость $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Основная часть емкостного пространства известняков приходится на вторичную пористость Последнюю определяют пустоты выщелачивания (как в матрице пород, так и по трещинам, широко в них развитым). Проницаемость известняков обусловлена трещинами (Нижнетаганская площадь, скв. 7).

Залежи нефти и газа установлены в карбонатных породах-коллекторах, имеющих различное строение. Так, если Уманская залежь приурочена к сводовой части эрозионно-тектонического выступа в рельефе фундамента, то Нижнетабаганская выделена на крыльевой части структуры, а Медведевская — в сводовой части; она экранируется эффузивами на восточном крыле структуры. Такое размещение залежей, возможно, указывает на локальное распространение определенных типов карбонатных пород.

Для Западной Сибири перспективы нефтегазоносности не ограничиваются терригенными мезозойскими отложениями. Так, в 1974 г. на Малоичском поднятии на глубине 2838 м были вскрыты палеозойские кавернозные известняки, из которых при испытании был получен приток нефти через 8-миллиметровый штуцер с суточным дебитом в 175 т. Таким образом, была доказана перспективность палеозойского структурного этажа. Рассматриваются два аспекта этой проблемы: поиски залежей в коре выветривания палеозойских образований и поиски их в осадочных (в том числе и в карбонатных) и осадочно-вулканогенных породах этого этажа. Наиболее перспективным представляется второй аспект, поскольку такие палеозойские отложения вскрыты при бурении в западной, восточной и южной частях Западно-Сибирской низменности (южнее Среднего Приобья).

Существенным достижением последних лет является широкое использование карбонатных толщ в качестве объектов поисков и разведки в них залежей нефти и газа. В этой связи заметно увеличились исследовательские работы по проблеме карбонатных пород-коллекторов.

Однако из приведенных выше данных видно, что какие-либо закономерности в размещении залежей нефти и газа, приуроченных к карбонатным породам-коллекторам, в настоящее время уловить трудно Объяснить это можно тем, что исследования в указанном направлении пока еще ведутся в незначительных масштабах. По подавляющему большинству месторождений с карбонатными коллекторами как в нашей стране, так и за рубежом признается ведущая роль трещиноватости в определении фильтрации флюидов, однако оценка этого параметра дается лишь качественная, по косвенным признакам (поглощение раствора, провалы бурового инструмента). Получение количественных характеристик часто затруднено отсутствием керна.

Заключение

Рассматривая в целом современное состояние изученности проблемы карбонатных трещинных коллекторов, можно отметить, что хотя в настоящее время определились некоторые принципиальные особенности таких коллекторов, ряд весьма важных вопросов методики их исследований остается пока неразработанным.

Прежде всего недостаточно выясненными остаются многие общие вопросы происхождения и классификации карбонатных пород, особенно в отношении доломитов и пород смешанного известково-доломитового состава. Недостаточно разработаны и методы исследования карбонатных пород, хотя в последние годы они значительно расширились за счет использования электронной микроскопии, методов изотопного анализа, детальных рентгеноструктурных и геохимических исследований. Во многом способствуют выяснению генезиса и хода постседиментационных преобразований карбонатных осадков-пород усилившиеся в последние годы наблюдения над современными морскими и океаническими осадками.

В отношении карбонатных пород-коллекторов недостаточно разработанными остаются исследования влияния структуры пустот этих трещиноватых пород на процессы движения в них флюидов. Это является одной из самых трудных проблем теории фильтрации. По-прежнему малоизученными параметрами подсчета запасов в подобных коллекторах являются коэффициенты нефтенасыщенности и нефтеотдачи. Особенно это относится к нефтеотдаче и нефтенасыщенности межзерновых пор.

Недостаточно разработаны геофизические методы опознания карбонатных трещинных коллекторов и их выделения по разрезу и по площади. Проблемными остаются вопросы раскрытости трещин на больших глубинах.

Многие из выявленных закономерностей развития трещиноватости горных пород и трещинных карбонатных коллекторов хотя и получили известное обоснование, но еще нуждаются в дальнейшем изучении и подтверждении на большем фактическом материале.

Приведенные в настоящей книге данные о карбонатных трещинных коллекторах показывают, что при современном состоянии изученности этой проблемы представляется возможность уже обос-

нованно подходить к определению некоторых параметров подсчета запасов нефти. Так, например, оказалось возможным определять исходные объемы нефтесодержащих пород даже в тех случаях, когда нельзя выделить при разведке эффективную часть объема залежи.

Установлена относительная роль различного вида пустот в общей емкости коллектора. В настоящее время известно, что емкость трещин не превышает десятых долей процента от объема пород, но пренебрегать этим значением не следует, так как извлекаемые запасы нефти или газа в трещинах для залежей в трещинно-поровых карбонатных коллекторах могут оказаться соизмеримыми с запасами в порах.

Все более веские доказательства подтверждают тот факт, что на больших глубинах отсутствуют крупные протяженные зияющие, открытые трещины.

Вместе с тем пока остаются неразработанными методы достоверной оценки емкости пустот выщелачивания, приуроченных к трещинам. В этом направлении предстоят методические поиски.

Появились новые данные об эффективности малопористых (единицы и доли процента) и слабопроницаемых по порам (тысячные доли квадратного микрометра) карбонатных пород в условиях интенсивного развития трещиноватости. Этому в значительной мере способствовали исследования по определению остаточной воды в таких породах.

Наиболее сложным и малоизученным параметром остается попрежнему нефтеотдача трещинных карбонатных коллекторов. Известные успехи в этом направлении были достигнуты при изучении трещинно-поровых коллекторов при водонапорном режиме, остальные же режимы работы залежей пока не исследованы.

Хотя в области комплексных исследований карбонатных трещинных коллекторов и достигнуты некоторые успехи, методика оценки в них запасов нефти и газа еще слабо разработана, несмотря на все более возрастающий удельный вес этих коллекторов в добыче нефти и газа.

Задачами последующих исследований по рассматриваемой проблеме должны также являться:

— обоснование параметров к подсчету запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах и их применение при непосредственных подсчетах;

— исследование закономерностей развития трещиноватости на локальных структурах различного типа и в зонах дизъюнктивных дислокаций с целью прогнозирования поисков карбонатных трещинных коллекторов по разрезу и площади;

— комплексное геолого-геофизическое изучение карбонатных коллекторов с целью их прогнозирования на глубину и в пространстве;

— теоретические и экспериментальные исследования по нефтеотдаче карбонатных коллекторов;

— привлечение математических и тектонофизических методов и их разработка при изучении трещинных карбонатных коллекторов.

В заключение необходимо отметить, что многие вопросы проблемы карбонатных коллекторов ждут еще своих разработок. Наиболее важными из них являются дальнейшие методические разработки по установлению закономерностей размещения карбонатных пород-коллекторов Такие исследования, совершенно необходимые для целей прогнозирования как в региональном плане, так и для локальных структур, можно осуществить лишь с соблюдением принципа комплексности. Здесь должен быть привлечен помимо традиционных геологических и литолого-петрографических методов исследования широкий комплекс методов промысловой геофизики, промыслово-геологических исследований, лабораторных исследований нефтенасыщенности и нефтеотдачи, методов гидродинамических исследований и методов изучения параметров трещиноватости. Попытка решения указанных задач при помощи одного (двух) методов, как это часто практикуется, может только отдалить получение ожидаемых результатов.

Список литературы

1. *Адамс А., Ромей Х., Бургесс И.* Испытание газовой скважины в трещиноватом карбонатном пласте.— Экспресс-информация. Нефте- и газодоб. пром-сть, 1969, № 10, с. 15—25.

2. *Атлас* текстур и структур осадочных пород. Ч. 2/Под ред. А. В. Хабакова М., Недра, 1969. 707 с.

3. *Багринцева К. И.* Карбонатные породы — коллекторы нефти и газа. М., Недра, 1977. 231 с.

4. *Безбородова И. В.* Изменение пористости известняков с увеличением глубины их залегания.— Тр. МИНХиГП, 1977, вып 127, с 90—94.

5. *Берлин А. В., Тульбович Б И.* Оценка кавернозности карбонатных пород.— Нефтепромысловое дело, 1976, № 9, с. 29—31.

6 *Бортницкая В. М, Кутовая Д В, Алешкина Э С* Методическое письмо по отбору и изучению керна из трещинных коллекторов нефти и газа. Львов, ОНТИ УкрНИГРИ, 1971. 14 с.

7. *Боярчук А. Ф., Нечай А. М* Выбор объектов для испытания глубоко залегающих карбонатных отложений.— Геология нефти и газа, 1976, № 10, с. 40—45.

8. *Брагин В. А., Гарушев А. Р., Горбиков Б. П.* Влияние трещиноватости и неоднородности коллекторских свойств пласта на эффективность паротепловой обработки призабойных зон скважин.— Нефтепромысловое дело, 1969, № 12, с. 17—21.

9 *Булач М Х* О трещиноватости меловых отложений Чечено-Ингушетии в связи с изучением их коллекторских свойств.— Тр. ВНИГРИ, 1961, вып. 165, с. 89—128.

10. Буторин Г. Д, Скарятин В. Д. Типы трещин в меловых карбонатных породах Дагестана в связи с их нефтегазоносностью — Новости нефт. и газ. техники. Сер. геология, 1962, № 4, с. 44—50.

11. *Бушинский Г. И.* О стилолитах.— Изв АН СССР. Сер. геол., 1961, № 8, с. 39—57.

12. *Васильев В. Г., Алиев А. И., Васильева О. В.* О нефтегазоносных свитах Ирана.— Азерб. нефт. хоз-во, 1970, № 10, с. 19—21.

13. *Викторин В. Д.* Особенности строения карбонатных коллекторов нефти.— Геология нефти и газа, 1964, № 11, с. 31—34.

14. *Викторин В. Д.* Сравнение условий разработки нефтяных залежей с карбонатными и терригенными коллекторами.— Нефт. хоз-во, 1976, № 2, с 36—40.

15. *Виноградов С. С.* Доломиты. Оценка месторождений при поисках и разведке. М, Госгеолтехиздат, 1961. 174 с

16. *Виссарионова А Я., Тюрихин А. М.* Нефтеносные горизонты в карбонатной толще девона и карбона Башкирии.— В кн.: Геология, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Уфа, 1965, с. 35—50.

17. *Вистелиус А. Б.* Математическая геология — ее основные направления и задачи.— Сов. геология, 1977, № 1, с. 11—34.

18. *Витвицкий Я. С., Свихнушин Н. М.* Определение коэффициентов продуктивности пластов в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений БССР по геофизическим данным.— Нефт. и газ. пром-сть, 1976, № 3, с. 22—25.

19. *Вишняков Г. С.* Генетические типы доломитовых пород северо-западной окраины Русской платформы.— В кн. Типы доломитовых пород и их генезис. М., 1956, с. 209—256.

20. *Влияние* вторичных процессов на коллекторские свойства палеозойских отложений северной бортовой зоны Прикаспийской впадины/К. Б Прошляков, Т. И. Гальянова, Ю. Г. Пименов, А. В. Ярошенко.— Тр. МИНХиГП, 1977, вып. 123, с. 62—64.

21. *Волков И. А.* К вопросу об упругом режиме фильтрации в трещиновато-пористой среде.— В кн.: Исследования по математической и экспериментальной физике и механике. Л., 1965, с. 7—11.

22. *Гаврилов В. П.* Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. М., Недра, 1976. 272 с.

23. *Галин В. Л., Смирнов Ю. П., Васин Б. Г.* О нефтеобразовании в верхнемеловых карбонатных отложениях Дагестана.— В кн.: Новые данные по нефтяной геологии, гидрогеологии, геотермии и геофизике Центрального и Восточного Кавказа. М., 1968, с. 66—70.

24. *Геологический* словарь. М., Недра, 1973. Т. 1. 486 с. Т. 2. 456 с.

25. *Гилл Дж.* Происхождение континентов.— Геотектоника, 1965, № 6, с. 48—55.

26. *Гмид Л. П., Леви С. Ш.* Атлас карбонатных пород-коллекторов. Л., Недра, 1972. 176 с.

27. *Гороян В. И., Коцеруба Л. А.* Определение открытой пористости пород-коллекторов методом насыщения жидкостью.— В кн.: Методы исследования пород-коллекторов. М., 1970, с. 10—31.

28. *Грачевский М. М., Кочерук Е. В., Скворцов И. А.* Нефтегазоносность рифовых комплексов и особенности поисков в них нефтегазовых залежей в зарубежных странах. М., ВНИИОЭНГ, 1977. 71 с.

29. *Грицаенко Г. С.* Некоторые вопросы электронной петрографии.— Литология и полезн. ископ., 1977, № 4, с. 72—89.

30. *Громов В. К., Петрова Р. К.* О коллекторах нефти рифовых месторождений Башкирии.— Геол. сб., 1961, № 6, с. 315—326.

31. *Дахнов В. Н.* Исследование фактора времени при интерпретации результатов исследования скважин методом сопротивлений.— В кн.: Промысловая геофизика. М., 1962, с. 93—99.

32. *Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М., Недра, 1975. 344 с.

33. *Деч В. Н., Кноринг Л. Д.* Нетрадиционные методы комплексной обработки и интерпретации геолого-геофизических наблюдений в разрезах скважин. Л., Недра, 1978. 192 с.

34. *Добрынин В. М.* Изменение пористости и проницаемости трещинно-кавернозных коллекторов при всестороннем изометрическом сжатии.— В кн.: Петрофизика и промысловая геофизика. М., 1969, с. 57—65.

35. *Дорофеева Т. В.* О тектонической трещиноватости в зонах дизъюнктивных нарушений.— Тр. ВНИГРИ, 1968, вып. 264, с. 100—116.

36. *Жижченко Б. П.* Методы палеогеографических исследований в нефтегазоносных областях. М., Недра, 1974. 376 с.

37. *Закономерности* размещения карбонатных коллекторов нефти и газа. (Опыт методических исследований)/Е. М. Смехов, Л. Г. Белоновская, М. Х. Булач и др. Л., Недра, 1977. 120 с.

38. *Златопольский С. С., Ржанников В. Е.* Площадное распространение карбонатных коллекторов и мощностей девонских горизонтов Припятской впадины.— Докл. АН БССР, 1976, т. 20, № 5, с. 448—451.

39. *Исследования* по проблеме трещинных коллекторов нефти и газа/Под ред. В. Н. Калачевой. Л., Недра, 1970. 222 с.

40. *Каледа Г. А., Калистова Е. А.* Перекристаллизация карбонатных пород палеозоя Русской платформы.— Литология и полезн. ископ., 1970, № 6, с. 50—62.

41. *Канунникова А. В., Ремизов В. И.* Литологические особенности, постседиментационные изменения и поровое пространство средне-нижнекаменноугольных известняков Воронежского массива.— Геол. журн, 1977, т. 37, вып. 1, с. 46—52.

42. *Карасев И. П., Обморышев К. М.* Строение и условия формирования пород-коллекторов нефтеносных горизонтов девона в северо-восточной части Припятского прогиба.— Геология нефти и газа, 1968, № 11, с. 45—48.

43. *Карбонатные породы*/Под ред. Дж. Чилингара, Г. Биссела, Р. Фэйрбриджа. М., Мир, 1970. Т. 1, 396 с.; т. 2, 267 с.

44. *Кинзикеев А. Р.* Методы комплексного исследования карбонатных отложений. М., Недра, 1972. 152 с.

45. *Киркинская В. Н.* К вопросу о классификации карбонатных пород.— В кн.: Фации и геохимия карбонатных отложений. Ленинград—Таллин, 1973, с. 5—8.

46. *Комплексные* исследования трещинных коллекторов и опыт подсчета в них запасов нефти/Под ред. Е. М. Смехова. Л., Гостоптехиздат, 1963. 200 с.

47. *Кононов А. И.* Условия формирования и закономерности размещения нефтяных залежей Припятского прогиба. М., Недра, 1975. 152 с.

48. *Конюхов А. И., Соколов Б. А.* Парадокс глубоководного диагенеза.— Докл. АН СССР, 1975, т. 224, № 4, с. 914—917.

49. *Копыстянский Р. С.* Трещиноватость горных пород и ее значение в нефтегазовой геологии (на примере Карпатского региона). Киев, Наукова думка, 1978. 216 с.

50. *Котяхов Ф. И., Серебренников С. А.* Оценка распределения трещин в коллекторах нефти и газа при помощи глубинного фотографирования.— Геология нефти и газа, 1964, № 11, с. 26—30.

51. *Котяхов Ф. И.* Коллекторские свойства карбонатных пород воронежского горизонта Речицкого нефтяного месторождения.— Геология нефти и газа, 1969, № 9, с. 44—49.

52. *Котяхов Ф. И., Мельникова Ю. С.* Инструкция по совместному и раздельному определению полной емкости каверн и пор кавернозно-пористых пород (проект). М., ОНТИ ВНИИ, 1971. 11 с.

53. *Критерии* выявления зон повышенной трещиноватости с помощью широкополосного акустического каротажа/А. Ф. Андреев, И. Л. Здебань, Е. В. Карус и др.— Изв. вузов. Геология и разведка. 1977, № 1, с. 88—94.

54. *Кудрявцев Н. А.* О галогенном метасоматозе.— В кн.: Проблемы происхождения нефти. Киев, 1966, с. 144—174.

55. *Кузнецов В. Г.* Геология рифов и их нефтегазоносность. М., Недра, 1978. 304 с.

56. *Куликова Н. Г., Мохова С. Н., Бузина Т. С.* К обоснованию газонефтенасыщенности карбонатных коллекторов Оренбургского газоконденсатного месторождения.— Реф. сб. Геология и разведка газов. и газоконденсатн. м-ний, 1977, вып. 4, с. 3—10.

57. *Лохматов Г. И., Носов А. П.* Количественные методы в литофациальном картировании. М., ВНИИОЭНГ, 1970. 89 с.

58. *Максимова Л. Д., Канев В. А., Просужих Ю. А.* Методика определения физических свойств коллекторов по шламу (на примере Вуктылского газоконденсатного месторождения).— Реф. сб. Геология и разведка газов и газоконденсатн. м-ний, 1969, № 1, с. 59—65.

59. *Мартиросян В. Б.* Гидродинамические исследования скважин верхнемеловых отложений Ачикулакского месторождения.— Нефтепромысл. дело, 1977, № 4, с. 30—33.

60. *Методика* изучения карбонатных коллекторов и классификация карбонатных коллекторов и приуроченных к ним залежей нефти и газа/К. Б. Аширов, Л. М. Абрамова, Б. Ф. Борисов и др. Куйбышев, 1971. 140 с.

61. *Методика* изучения трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа/Под ред. Е. М. Смехова. Л., Недра, 1969. 129 с.

62. *Методика* исследований трещиноватых горных пород и их коллекторских свойств/Е. М. Смехов, Л. П. Гмид, М. Г. Ромашова и др.— Геология нефти, 1958, № 3, с. 37—45.

63. *Методика* определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа керна и гидродинамических данных/Ф. И. Котяхов, Ю. С. Мельникова, С. А. Серебренников и др. М., Недра, 1975. 88 с.

64. *Михеев В. И., Сальдау Э. П.* Рентгенометрический определитель минералов. Т. 2. Л., Недра, 1965. 363 с.

65. *Мощанский В. А.* О микростроении и классификации мелов.— Литология и полезн. ископ., 1977, № 3, с. 67—77.

66. *Муслимов Р. Х.* Итоги геологоразведочных работ на нефть и задачи на десятую пятилетку по Татарской АССР.— Геология нефти и газа, 1977, № 5, с. 12—20.

67. *Невский В. А., Симонов Л. И.* Нетектонические трещины некоторых горных пород верхней части бассейна р. Курган.— Изв. АН СССР. Сер. геол., 1962, № 7, с. 19—27.

68. *Некоторые* закономерности развития карбонатных коллекторов средне- и верхнефранских отложений/В. С. Лаврентьева, Е. А. Гогина, М. А. Янкевич, Э. А. Гаврикова.— В кн.: Коллекторы нефти и газа Волгоградской области, 1966, с. 30—45. (Тр. ВНИИНГ, вып. 10).

69. *Нечаев Г. А., Гальянов Г. В.* Методические рекомендации по комплексному изучению и оценке качества карбонатных пород. М., ВИЭМС, 1976. 106 с.

70. *Нечай А. М.* Оценка продуктивности и коллекторских свойств трещиноватых карбонатных пород.— Прикладная геофизика, 1960, вып. 26, с. 149—185.

71. *Нечай А. М.* Изучение трещинных коллекторов методами промысловой геофизики.— В кн.: Разведочная геофизика. М., 1969, с. 111—126.

72. *Обморышев К. М.* К вопросу о применении масс-спектрометрии для изучения условий формирования коллекторов нефтяных месторождений на территории Белоруссии.— Докл. АН БССР, 1969, т. XIII, № 8, с. 711—714.

73. *Овнатанов Г. Т., Обморышев К. М.* Характеристика карбонатных коллекторов и погребенных вод нефтяных месторождений Белорусской ССР.— Нефтепромысл. дело, 1970, № 5, с. 3—7.

74. *Павлова Н. Н., Юрель Г. Н.* Изучение процесса трещинообразования в карбонатных породах в условиях неравномерного объемно-напряженного состояния.— В кн.: Состояние и перспективы изучения коллекторов нефти и газа (IV Всесоюз. совещание по коллекторам нефти и газа. Баку, 1971). М., 1971, с. 75—78.

75. *Парамонова Е. С.* К вопросу о строении верхнемелового коллектора Малгобек-Вознесенского месторождения.— В кн.: Породы — коллекторы нефтяных месторождений. М., 1972, с. 144—147.

76. *Параметрическая* характеристика продуктивных карбонатных пород месторождений Припятской впадины/Н. М. Свихнушин, В. А. Регуш, Г. П. Ставкин, Т. В. Будзенко.— Геология нефти и газа, 1975, № 8, с. 59—62.

77. *Первый* промышленный газовый фонтан на Астраханском своде/Г. И. Журавлев, И. А. Миталев, В. Д. Рыковский, Ю. А. Скворцов.— Экспресс-информация. Нефтегазов. геология и геофизика, 1977, № 13, с 3—5.

78. *Перозио Г. Н., Белобородова Г. В., Козлов В. Ф.* Атлас электронно-микроскопических снимков с поверхности сколов карбонатных пород. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1974. 65 с.

79. *Перспективные* направления поисков залежей нефти и газа в пределах Татарской и Башкирской АССР/Н. Г. Абдуллин, Л. З. Аминов, В. С. Афанасьев и др. М., ВНИИОЭНГ, 1977. 74 с.

80. *Перспективы* нефтегазоносности карбонатных коллекторов башкирского яруса Днепровско-Донецкой впадины/Г. И. Вакарчук, Т. К. Гальченко, А. Е. Лукин и др.— Нефт. и газ. пром-сть, 1976, № 6, с. 6—9.

81. *Пестриков А. С., Потапова В. А., Шуваева Е. О.* Оценка нефтегазоносности карбонатных отложений геофизическими методами исследования скважины.— В кн.: Коллекторы нефти и газа Волгоградской области, 1966, с. 120—130. (Тр. ВНИИНГ, вып. 10).

82. *Пименов Ю. Г.* Литология и коллекторские свойства подсолевых отложений северного борта Прикаспийской впадины в Уральской области.— В кн.: Нефть и газ. М., 1976, с. 3—4.

83. *Подсчет* запасов нефти и газа/М. А. Жданов, В. Р. Лисинов, А. В. Величко, Ф. А. Гришин. Л., Гостоптехиздат, 1959. 314 с.

84. *Позиненко В. В.* Об анизотропии трещиноватых горных пород и возможности ее выявления сейсмическими методами.— В кн.: Исследования трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа. Л., 1974, с. 197—207. (Тр. ВНИГРИ, вып. 228).

85. *Политыкина М. А.* Распределение пористости карбонатных пород на локальных структурах (на примере карбона Оренбуржья).— В кн.: Латераль-

ная изменчивость состава и физических свойств осадочной толщи в пределах локальных структур и ее отражение в зональности геофизических полей. Пермь, 1974, с. 125—132. (Тр. Камск. отд. ВНИГНИ, вып. 160).

86. *Просужих Ю. А., Перьякова Я. Н.* Коллекторские свойства продуктивной толщи Лая-Вожского месторождения.— В кн.: Вопросы газоносности европейской части СССР и среднеазиатских районов. М., 1976, с. 59—65.

87. *Розанов Л. Н.* Значение эндогенного фактора в образовании некоторых осадочных пород и их вторичной минерализации.— В кн.: Проблемы геологии и геофизики эндогенной нефти. Киев, 1975, с. 135—142.

88. *Ромм Е. С., Позиненко Б. В.* О проницаемости анизотропных трещиноватых горных пород.— Инж. журн. АН СССР, 1963, т. 3, № 2, с. 381—386.

89. *Ромм Е. С.* Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М., Недра, 1966. 283 с.

90. *Скарятин В. Д., Кузнецов Н. Г.* К вопросу определения фильтрационных свойств трещиноватых пород.— Бюл. МОИП. Отд. геол., 1966, № 3, с. 152—153.

91. *Смехов Е. М.* Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа. Л., Гостоптехиздат, 1961. 146 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. 172).

92. *Смехов Е. М.* Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. Л., Недра, 1974. 200 с.

93. *Смехов Е. М.* Вопросы терминологии и классификации в практике исследования трещинных коллекторов (в связи с моделированием последних).— В кн.: Критерии прогнозирования трещинных коллекторов нефти и газа в различных геологических условиях. Л., 1978, с. 7—24.

94. *Соколов Д. С.* Основные условия развития карста. М., Госгеолтехиздат, 1962. 322 с.

95. *Страхов Н. М.* Основы теории литогенеза. М., Изд-во АН СССР, 1960. Т. 1, 212 с.; т. 2, 1962, 574 с.; т. 3, 1963, 550 с.

96. *Страхов Н. М.* Зарубежные исследования современных доломитовых осадков в морских водоемах.— Литология и полезн. ископ. 1970, № 4, с. 3—28.

97. *Страхов Н. М.* Проблемы геохимии современного океанского литогенеза. М., Наука, 1976. 299 с.

98. *Татарский В. Б.* О номенклатуре карбонатного минерала по размеру зерен.— Вестник ЛГУ. Сер. геол. и географ., 1959, вып. 4, № 24, с. 5—10.

99. *Трещинные* коллекторы нефти и газа и методы их изучения/Под ред. Е. М. Смехова. Л., Недра, 1965. 289 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. 242).

100. *Трещиноватость* горных пород и трещинные коллекторы/Под ред. Е. М. Смехова. Л., Недра, 1962. 246 с.

101. *Фурсова Н. П., Бондаренко Л. С.* Характеристика трещинных коллекторов верхнемеловых отложений Ставрополья.— Геология нефти и газа, 1963, № 9, с. 12—18.

102. *Ханин А. А.* Породы — коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М , Недра, 1973. 304 с.

103. *Хайбуллин А. Ш.* К методике обоснования граничных значений коллекторских свойств пород.— В кн.: Нефтеносность Припятского прогиба Минск, 1975, с 140—145.

104. *Хворова И. В.* Атлас карбонатных пород среднего и верхнего карбона Русской платформы М , Изд-во АН СССР, 1958. 170 с.

105. *Хурдшудов А. Г.* Об эффективности солянокислотных обработок низкопроницаемых пластов.— Нефтепромысл. дело, 1977, № 4, с. 35—38.

106. *Шейдеггер А. Э.* Физика течения жидкостей через пористые среды. М., Гостоптехиздат, 1960. 249 с.

107. *Шустеф И. Н., Викторин В. Д.* Роль трещиноватости пластов в условиях разработки месторождений при повышенном давлении нагнетания.— В кн.: Вопросы геологии, разработки нефтяных месторождений и нефтепромыслового дела в Пермской области. Уфа, 1973, с. 66—78. (Тр. БашНИПИнефть и ПермНИПИнефть, вып. 8).

108. *Энгельгардт В.* Поровое пространство осадочных пород. М., Недра, 1964. 280 с.

109. *Ярошенко А. В.* Основные факторы, определяющие пустотное пространство биогермных карбонатных пород.— Тр. МИНХиГП, 1977, вып. 124, с. 151—154.

110. *Classification* of carbonate rocks-a symposium. Amer. As. of Petrol. geol. Tulsa, Oklahoma, 1962. 279 p.

111. *Donald E., Gannon Mc. Jr.* Primary fluvial oolites.— J. of Sedim. Petrol., 1975, v. 45, N 3, p. 719—727.

112. *Friedman G. M.* The making and unmaking of limestones or the downs and ups of porosity.— J. of Sedim. Petrol., 1975, v. 45, N 2, p. 379—398.

113. *Magaritz M.* Sparitization of a pelleted limestone: A case study of carbon and oxygen isotopic composition.— J. of Sedim. Petrol., 1975, v. 45, N 3, p. 599—603.

114. *Mitchell J.* A note on a method of staining to distinguish between calcite and dolomite.— Colon. Geol. and Mineral Ressour., 1956, v. 6, N 2, p. 182.

115. *Presley B. J.* A simple method for determing calcium carbonate in sediment' samples.— J. of Sedim. Petrol., 1975, v. 45, N 3, p. 745—746

116. *Richard W. H.* Calculation of oil in place in reef reservoirs.— The Oil and Gas J., 1956, v. 54, N 61, p. 109—111.

117. *Salomons W.* Chemical and isotopic composition of carbonates in recent sediments and soils from western Europe.— J. of Sedim. Petrol., 1975, v. 45, N 2, p. 440—449.

118. *Scholle P. A.* Chalk diagenesis and its relation to petroleum exploration.— BAAPG, 1977, v. 61, N 7, p. 982—1009.

Оглавление

Предисловие 3

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

Карбонатные породы, методы их исследования и классификация

Глава I Состояние изученности 5

Глава II. Происхождение и изменения карбонатных пород . . . 9
Седиментогенез . . . . . .
Диагенетические и эпигенетические изменения карбонатных осадков-пород 20

Глава III Классификация и терминология 38

Глава IV Основные типы карбонатных пород 63

Глава V Методы изучения 70
Полевые наблюдения (макроскопическое описание) . . . . . .
Лабораторные исследования 73

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

Карбонатные коллекторы нефти и газа, методы их исследования

Глава I Состояние изученности проблемы (критический обзор) 95

Глава II Методика и практика исследования 109
О методах дефектоскопии 110
Об эффекте анизотропии 111
Методические разработки 112
О методах шлифов и пришлифовок 116
Терминология и классификация карбонатных пород-коллекторов 118
Вопросы моделирования карбонатных коллекторов 125
О структуре порового пространства карбонатных пород-коллекторов и распределении их пористости 131

Закономерности развития трещиноватости и ее роль в прогнозировании карбонатных трещинных коллекторов 139
О методике составления карт зональности постседиментационных изменений карбонатных пород и прогнозных карт 145

Глава III. Литолого-петрографические методы изучения 150
Пористость 154
Трещиноватость 156

Глава IV Значение палеогеографических и палеотектонических исследований для выявления закономерностей пространственного распространения карбонатных пород-коллекторов 166

Глава V. Геофизические методы исследования 170

Глава VI. Исследования по обоснованию параметров к подсчету запасов нефти 186
Первичная и вторичная пористость 187
Трещинная пористость . . . . . —
О формировании емкости 191
Предельные значения пористости и проницаемости 193
Параметры трещиноватости 197
О влиянии трещиноватости на продуктивность карбонатного коллектора 200
Условия фильтрации 202
О емкости карбонатных пород коллекторов 204
Промыслово-гидродинамические исследования 207
О методике обоснования параметров к подсчету извлекаемых запасов нефти 214

Глава VII. Некоторые данные по месторождениям нефти и газа в карбонатных коллекторах 222
Североамериканские месторождения с карбонатными коллекторами . . . . . .
Рифогенные породы — коллекторы нефти и газа (по зарубежным и отечественным данным) 223
Некоторые данные о карбонатных коллекторах нефти и газа в СССР 229

Заключение 244

Список литературы 247

Вера Николаевна Киркинская,
Евсей Максимович Смехов

КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ—КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

Редактор издательства Р С Янбекова.
Переплет и форзац художника Д М Плаксина
Технический редактор А Б Ящуржинская
Корректоры М И Витис, Н Н Степанова

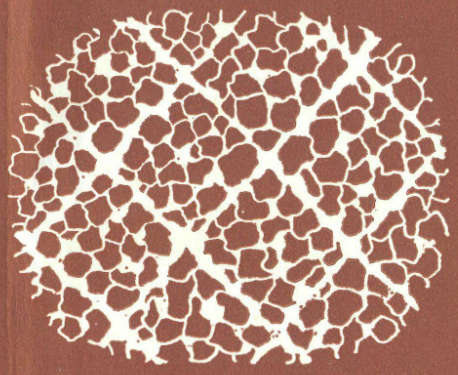
ИБ № 2917

Сдано в набор 16 03 81 Подписано в печать 24 06 81 М-29912 Формат 60×90¹/₁₆ Бумага тип № 1 Гарнитура литературная Печать высокая Усл печ л 16,0 Усл кр-отт 16,50 Уч-изд л 19,30 Тираж 700 экз Заказ 129/474 Цена 3 р 20 к

Издательство «Недра»,
Ленинградское отделение
193171, Ленинград, С 171,
ул Фарфоровская, 12

Ленинградская типография № 8
ордена Трудового Красного Знамени
Ленинградского объединения «Техническая книга» им Евгении Соколовой
Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли
190000, Ленинград, Прачечный переулок, 6.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА КЛАССИФИКАЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

	ПРОСТЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ		СЛОЖНЫЕ (СМЕШАННЫЕ) КОЛЛЕКТОРЫ	
	Поровый тип	Трещинный тип	Трещинно-поровый тип	Порово-трещинный тип
				
Условия аккумуляции нефти (газа)	В основном в порах или каверн ах, сходных по строению с порами	В основном в трещинах и в развитых по ним пустотах расширения	В основном в пустотах (поры, каверны), развитых в блоках породы	
Условия фильтрации нефти (газа)				
Соотношение K и $K_т$	$K_т < K$	$K_т \geqslant K$	$K_т \geqslant K$	$K_т \geqslant K$
Величины, определяющие процессы стационарной фильтрации	K	$K_т$	$K_т$	$K + K_т$
Величины, определяющие процессы нестационарной фильтрации	$K + m_{мз}$	$K_т + m_т$	$K_т + m_{мз}$	$K + m_{мз}$, $K_т + m_т$

K – межзерновая проницаемость

$K_т$ – трещинная проницаемость

$m_{мз}$ – межзерновая пористость

$m_т$ – трещинная пористость