

Федеральное агентство по образованию  
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования  
Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В.Плеханова (технический университет)

**В. И. АЛЕКСЕЕВ**

## **КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ**

**по курсу «ПЕТРОГРАФИЯ  
ПОРОД – КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА»**

*для студентов, обучающихся по направлению  
«Прикладная геология»,  
специальность 130306 – Прикладная геохимия, петрология,  
минералогия*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2010**

## ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ являются ценнейшими полезными ископаемыми. Сочетание таких уникальных свойств как высокая теплотворная способность, технологичность добычи и транспортировки обеспечили нефти и газу ведущую роль в топливно-энергетическом балансе и сделали их основой развития экономики современного общества. По данным Международного энергетического агентства, в ближайшие тридцать лет во всем мире значительно возрастет спрос на все виды энергетических ресурсов. В России уже сегодня каждые сутки добывается более миллиона тонн нефти и более полутора миллиарда кубометров природного газа. Наша страна занимает второе место в мире по добыче и седьмое место по величине доказанных запасов нефти, а по запасам газа находится на первом месте. На ее территории открыто почти 2500 нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Вместе с тем, в России практикуется истощительная разработка углеводородов: новыми запасами не компенсировано порядка 1,5 млрд. тонн добытой нефти и 3 трлн. кубометров газа. Крайне низкой остается нефтеотдача пластов: 70-80 % нефти остается в недрах. В перспективе ожидается сокращение открытий крупных месторождений, увеличение глубины залегания нефтегазоносных комплексов, значительное усложнение горно-геологических условий. В этих условиях главным направлением развития отечественной нефтяной и газовой промышленности становится инновационная научная деятельность по прогнозированию перспектив нефтегазоносности и совершенствованию технологий добычи сырьевых ресурсов. На одной из пресс-конференций Президент России В. В. Путин, призывая энергетиков бережно относиться к ресурсам, сказал: *«Нужно привлекать современные научные разработки, думать, как сделать отрасль современной и эффективной – не просто ковырять землю и часто, к сожалению, достаточно варварски добывать ресурсы».*

Неотъемлемой частью инновационных и традиционных геологических работ, связанных с разведкой и разработкой залежей углеводородов, являются петрографические исследования нефтегазоносных комплексов. Они направлены на определение фильтрационных и экранирующих способностей горных пород, выяснение их роли в перемещении и накоплении нефти и природного газа.

Настоящий конспект лекций посвящен петрографии пород-коллекторов нефти и газа и включает два раздела. В первом рассмотрены коллекторские свойства горных пород, процессы и факторы их формирования. Второй раздел посвящен классификации и характеристике основных групп пород-коллекторов.

Конспект предназначен для студентов специальности 130306 «Прикладная геохимия, петрология, минералогия», специализирующихся в области петрографии и геохимии пород-коллекторов нефти и газа.

## ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

*Коллектор* – это горная порода, пронизанная пустотами различного происхождения, способная вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Опыт освоения многих сотен месторождений углеводородов показывает, что подавляющая масса пород-коллекторов представлена осадочными породами, главным образом обломочными (около 60 % месторождений) и карбонатными (39 %). Поэтому их изучение является предметом литологии как науки о составе и строении стратисферы – осадочной оболочки Земли.

Вместе с тем, определение емкостных и фильтрационных свойств горных пород, выявление их зависимости от состава и строения пород и оценка их влияния на нефтегазоносность осадочных толщ требуют привлечения специальных знаний из области петрофизики, гидромеханики, физики нефтяного пласта и применения специфических методов исследования. Вследствие этого комплексное изучение пород-коллекторов выходит далеко за рамки традиционной литологии и является предметом специальной дисциплины – *петрографии пород-коллекторов нефти и газа*.

Появление петрографии пород-коллекторов связано с потребностями нефтегазовой промышленности и с успехами в развитии литологии и наук, изучающих поведение флюидов в пористых средах. Первыми работами, в которых породы-коллекторы нефти и газа рассматривались как объекты определенного состава и строения, сформированные в определенных геологических условиях, являются монографии Ф.А. Требина (1945), Г.И. Теодоровича (1958), В. Энгельгардта (1964), А.А. Ханина (1965, 1969). Большой вклад в создание и развитие литологии нефтегазоносных отложений внесли П.П. Авдусин, А.Г. Алиев, И.О. Брод, И.А. Конюхов, В.М. Добрынин, М.К. Калинин, В.Н. Кобранова, А.Н. Петровская, К.И. Багринцева, Е.М. Смехов, О.А. Черников, В.Б. Прошляков, Ю.К. Бурлин и многие другие.

*Объектом* петрографии пород-коллекторов являются не только обломочные и карбонатные породы. Будучи трещиноватыми или раздробленными, в роли коллекторов могут выступать глинистые, кремнистые и вулканогенно-осадочные породы. Известны месторождения нефти, приуроченные к телам магматических и метаморфических пород. Коллекторами могут быть горные породы любого возраста, от докембрийских до четвертичных, как залегающие субгоризонтально, так и смятые в сложные складки.

*Главной задачей* петрографии пород-коллекторов является выявление функциональных и статистических связей между фильтрационно-емкостными и структурно-вещественными особенностями пород. Ее решение открывает дополнительные возможности при прогнозировании, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Осадочные породы не случайно являются главными коллекторами нефти и газа. Они широко распространены на нашей планете и покрывают около 75 % поверхности суши, а в океанах их площадная доля больше 90 %. Осадочно-породные бассейны являются областью зарождения значительной части при-

родных углеводородов. Благодаря своей слоистости и высокой пористости, осадочные горные породы способны вмещать, проводить и накапливать флюиды, образуя нефтегазоносные свиты. Последние нередко имеют региональное развитие в том или ином нефтегазоносном районе или области.

Накопление нефти, газа и газоконденсата осуществляется в разнообразных геологических структурах-ловушках. Важным условием образования углеводородной залежи является наличие в разрезе пород, обладающих низкой проницаемостью для жидкостей и газов и препятствующих их вертикальной миграции. Такие породы называют *флюидоупорами* или *покрышками*. Геологическое тело, сложенное породами-коллекторами, ограниченное сверху породами-флюидоупорами и представляющее собой естественное вместилище для нефти, газа и воды называют *природным резервуаром*.

## КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Коллекторские свойства горных пород изменяются в очень широких пределах и зависят от их минерального состава и структурно-текстурных особенностей. Поэтому трудно переоценить роль петрографии в прогнозно-поисковых и разведочных работах в нефтегазоносных провинциях. Основные параметры, характеризующие качество пород-коллекторов – это пористость, трещиноватость, плотность, проницаемость, насыщенность пустот флюидами, смачиваемость и структура порового пространства.

### ФОРМИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД

Формирование осадочных пород (литогенез) и приобретение ими коллекторских свойств представляет собой сложный процесс, происходящий длительное время под влиянием множества физических, химических и органических факторов, в условиях сравнительно низких температур и невысоких давлений. Выделяют следующие стадии литогенеза: гипергенез, седиментогенез, диагенез, катагенез и метагенез. Коллекторские свойства зависят от стадии литогенеза, на которой находится порода, и от особенностей ее развития на предыдущих стадиях.

*Гипергенез* – образование осадочного материала в результате выветривания горных пород, выходящих на земную поверхность. В течение данной стадии образуется не менее 75-80 % объема осадочного материала. Наряду с выветриванием к процессам образования осадков относятся хемогенная, биогенная и вулканическая мобилизация вещества. Различают физическое и химическое выветривание.

Физическое выветривание происходит под воздействием изменения температуры, деятельности воды, льда и ветра. Продукты механической дезинтеграции древних пород в виде обломков различной формы и размера, а также коллоидных частиц представляют собой готовый осадочный материал для формирования лучших обломочных коллекторов. Химическое выветривание осуществляется при активном участии воды и растворенных в ней кислорода, углекислоты, органических и неорганических кислот. В результате растворения, гидратации, гидролиза, окисления–восстановления эндогенных компонентов происходит образование минералов, устойчивых на земной поверхности – гидрослюд, каолинита, хлорита, монтмориллонита, бейделлита и т.д. Новое вещество в сочетании с устойчивыми к выветриванию минералами частично образует коры выветривания, с которыми иногда связаны залежи углеводородов. Но большая часть вещества переходит в стадию седиментогенеза.

*Седиментогенез* включает перенос и накопление осадочного материала. Осадок перемещается под действием внешних сил в водной, воздушной и ледовой средах. Во всех случаях решающую роль играет сила тяжести: она обуславливает перемещение транспортирующей среды и контролирует дальность переноса. В процессе переноса обломки окатываются, уменьшаются в

размере, сортируются, разделяются по удельному весу и форме. Наряду с обломочным материалом вода переносит большое количество веществ в коллоидном состоянии (глинистые минералы, кремнезем, органическое вещество и т.д.), в виде растворов (хлориды, сульфаты, карбонаты и т.д.) и детрита.

Накопление осадка протекает при сочетании процессов смешения и разделения (дифференциации) его компонентов. Выделяют механическую, хемогенную, физико-химическую и хемобиогенную дифференциацию вещества.

Осаждение коллоидного материала (размер частиц 1-100 нм) связано с его коагуляцией в прибрежной зоне морей, особенно вблизи устьев рек, и в глубоководной зоне. Таким путем образуется вещество глинистых и кремнистых коллекторов. Отложение из истинных растворов зависит от состава и концентрации растворенных веществ, окислительно-восстановительного потенциала, температуры и давления среды.

Накопление обломочного осадка начинается с момента, когда сила тяжести и инерция осадочных частиц начинают преобладать над давлением переносящей среды. Обломочный материал поступает также из недр в процессе вулканической деятельности в виде вулканического пепла, лапиллей и бомб. Отложение частиц в значительной мере определяется их размером, плотностью, формой и контролируется условиями среды: скоростью и режимом потока, температурой воды. Фильтрационно-емкостные свойства песчаников, алевролитов и обломочных известняков в значительной мере формируются в результате механической дифференциации обломков.

Условия седиментогенеза (факторы переноса и накопления, глубина бассейна, скорость течения, химические и температурные условия среды и т.д.) определяют будущий тип коллектора и его качество. Например, сортированность, от которой зависит объем пустот в породе, повышается при небольшой насыщенности потока осадочным материалом, длительном переносе, а также при повторном перебивании осадка в зоне волнения или перебивании ветром. Именно поэтому хорошими коллекторами являются песчаные породы прибрежно-морского генезиса и эоловые алевролиты.

*Диагенезом* называют изменения рыхлого осадка, вызванные взаимодействием между его составными частями и окружающей средой и ведущие к образованию осадочной породы. Молодые осадки имеют невысокую плотность и значительную пористость: глинистые илы – соответственно 1,2-1,3 г/см<sup>3</sup> и 50-90 %, пески и алевролиты – 1,3-1,7 г/см<sup>3</sup> и 40-60 %. В ходе диагенетической перегруппировки частиц, отжимания воды и других процессов плотность глинистых осадков возрастает до 1,6-1,8 г/см<sup>3</sup>, песчаников – до 1,7-1,9 г/см<sup>3</sup>. Подобное явление происходит и с другими осадками.

Диагенетическое минералообразование включает минеральные превращения и образование аутигенных минералов, слагающих хемогенные породы, а также цемент обломочных и органогенных пород. С одной стороны, появление цемента снижает фильтрационную способность агрегата, а с дру-

гой, – может «законсервировать» рыхлую упаковку зерен, создавая потенциал для формирования вторичной пористости.

*Катагенез* – совокупность процессов изменения осадочной породы в стратисфере. Зона катагенеза протягивается на 4-6 км от дневной поверхности, что соответствует глубине промышленной разработки многих месторождений углеводородов. Поведение коллекторов на этой стадии литогенеза специально рассмотрено во второй части конспекта.

## МИНЕРАЛЬНЫЙ СОСТАВ ПОРОД КАК ФАКТОР ИХ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ

Ведущая роль в составе осадочных пород принадлежит минералам, устойчивым в обстановке земной поверхности. Список минералов насчитывает несколько сотен видов. Среди них резко преобладают кварц (34,8 %), щелочные полевые шпаты (15,6 %), светлые слюды (15,1 %), карбонаты (13,3 %) глинистые минералы (9,2 %) [23]. При этом практически все глинистые и карбонатные минералы, а также не менее 26 % кварца и слюд являются новообразованными.

Минеральные и некристаллические компоненты делят на космогенные, вулканогенные, аллотигенные, аутигенные, органогенные и техногенные. *Космогенные и техногенные компоненты* не играют существенной роли в осадочных породах, почти полностью теряясь в других разбавляющих их осадках.

*Вулканогенные компоненты* присутствуют в составе стратисферы в заметном количестве. В отличие от терригенных минералов они попадают в осадок, не подвергаясь выветриванию, поэтому среди них нередко можно встретить неустойчивые минералы – оливин, пироксены, основные плагиоклазы, вулканическое стекло и др. Это делает возможным их катагенетическое растворение и формирование вторичной пористости.

*Аллотигенные (реликтовые) компоненты* слагают основную массу обломочных и некоторых глинистых пород, а также входят в качестве примеси в состав других пород. Наиболее распространенные из них: кварц, каолинит, гидрослюда, полевые шпаты, слюды, а также обломки кремнистых, пирокластических, глинистых пород, кислых эффузивов и кварцитов. Для пород-коллекторов вследствие их проницаемости для грунтовых растворов и газов характерно разрушение неустойчивых аллотигенных минералов на стадиях диагенеза и катагенеза. В породах-флюидоупорах, например, в глинах, аргиллитах, процессы разрушения замедлены, и неустойчивые минералы сохраняются здесь длительное время.

*Аутигенные компоненты*, возникающие на месте в осадке или породе (*in situ*) на разных стадиях образования, изменения или разрушения осадочных пород, включают свыше 200 минералов: глинистые минералы, карбонаты, минералы кремнезема, сульфаты и др. Наиболее распространены гипергенные глинистые минералы, которые частично сносятся в моря и океаны, становясь, таким образом, аллотигенными компонентами. Важное значение имеют седиментогенные компоненты, сформированные в гидросфере при пересыщении истинных или коагуляции коллоидных растворов.

Аутигенные минералы образуют цемент обломочных пород, слагают мощные толщи осадочных пород-коллекторов – карбонатных, кремнистых, глинистых. Их сорбционные свойства, смачиваемость водой и нефтью определяют фильтрационную способность коллекторов. Особое, обычно негативное, влияние на интенсивность фильтрации жидкостей и газов в породах оказывает глинистая примесь. Она запечатывает на ранних стадиях литогенеза

имеющиеся в породах поры и трещины. Присутствие глинистых минералов замедляет процессы катагенного растворения и перекристаллизации, препятствует образованию трещин в карбонатных породах, что отрицательно сказывается на формировании вторичных коллекторских свойств. Аутигенные карбонаты, наоборот, способствуют, в силу своей растворимости в присутствии углекислоты, образованию вторичных пор в цементе обломочных пород и карстовых полостей в известняках.

*Органогенные компоненты* составляют до 50-100 % объема ряда осадочных пород. Важнейшую породообразующую роль играют морские организмы с минеральными раковинами или скелетами – известковыми (фораминиферы, водоросли, кораллы, мшанки, пеллециподы, гастроподы, брахиоподы, остракоды, кокколитофориды) и кремнистыми (радиолярии, губки, диатомеи). Прикрепленные организмы, – кораллы, водоросли, мшанки, губки, моллюски, создают крупные рифовые карбонатные постройки, – великолепные потенциальные резервуары для углеводородов.

Основой для дальнейшего образования нефти и газа служат остатки морских организмов, концентрирующих углерод (фитопланктон и зоопланктон, представители макрофлоры и макрофауны), а также ископаемые остатки континентальной растительности (торф, горючие сланцы и угли).

### **СТРУКТУРЫ ПОРОД КАК ФАКТОР ИХ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ**

Емкостные и особенно фильтрационные свойства осадочных образований определяются главным образом их структурно-текстурными особенностями. Коллекторские параметры терригенных пород зависят от крупности, сортированности и окатанности зерен, их компоновки, способа цементации. Изучение и анализ строения минеральных агрегатов позволяют правильно оценивать их способность аккумулировать флюиды (нефть, газ, воду) и отдавать их при разработке месторождений.

*Структура* – это строение породы, определяемое размером, формой, взаимоотношением зерен, степенью кристалличности вещества и сохранности органических остатков. В каждой группе пород она имеет свои характерные черты.

**Обломочные породы** классифицируются, в первую очередь, по *размеру зерен* (табл. 7, 8). Границы гранулометрических фракций не являются общепринятыми, но существующие классификации достаточно близки, так как учитывают требование естественности границ.

Наряду с размером обломков учитывается и их *форма*. Аллотигенный характер минералов часто отражается в окатанности, которая используется для классификации грубообломочных пород. Наблюдения над формой и поверхностью зерен имеют большое значение для суждения о коллекторских свойствах обломочной породы.

Структура сцементированных пород, наряду с размером и окатанностью зерен, включает параметры цемента, строение которого определяет в известной мере коллекторские свойства агрегатов. По количественному со-

отношению с обломками выделяют четыре вида цемента: 1) базальный – цемента 40-50 %, зерна не соприкасаются друг с другом, распределяясь равномерно или пятнами; 2) поровый – цемента 25-40 %, зерна соприкасаются или отстоят друг от друга не больше, чем на половину диаметра; 3) пленочный – цемента меньше 25 % и он покрывает обломки пленкой, структура обломочного каркаса неконформная (пористость 5-15 %) или механоконформная; 4) контактовый – цемента меньше 10 %, он присутствует на контактах между зернами (пористость 15-30 %) (рис. 7-1).

Существует также классификация цемента, сформированного на стадиях катагенеза и метагенеза, которая учитывает взаимоотношение цемента с обломками и цементацию под давлением: *a* – крустификационный (обрастания); *b* – регенерационный (нарастания); *v* – пойкилитовый (типа Фонтенбло); *z* – коррозионный (разъедания); *d* – цементация вдавливания; *e* – цементация растворения.

Структуры цемента по степени кристалличности классифицируются по аналогии со структурами хемогенных пород (табл. 1). В большинстве случаев породы содержат несколько типов цемента – так называемая смешанная цементация.

**Вулканогенно-осадочные породы** по структурам сходны с терригенными и классифицируются с использованием тех же признаков. Для вулканических туфов чаще, чем для терригенных применяют классификацию по типу обломков, выделяя литокластическую, кристаллокластическую, витрокластическую, пемзокластическую и смешанные структуры (рис. 8).

**Хемогенные породы** имеют в основном кристаллически-зернистые структур. Одна из распространенных схем их классификации, применяемая в нефтегазовой геологии, разработана с учетом *размера и формы* кристаллов и их агрегатов (табл. 1). В карбонатных и некоторых других породах выделяют элементарные сферические агрегаты: концентрически-зональные, радиально-лучистые и однородные образования (оолиты, сферолиты, пизолиты, бобовины, конкреции). Для различия структур по величине агрегатов вводят дополнительные градации.

По характеру *взаимоотношения зерен* выделяют конформнозернистые, характеризующиеся приспособленностью зерен друг к другу, и неконформнозернистые структуры, улучшающие коллекторские свойства породы за счет межзерновых пустот. К неконформнозернистым структурам относят также цельноскелетную органогенную и сфероагрегатную (оолитовую, сферолитовую, бобовую и др.).

**Глинистые породы** имеют чрезвычайно разнообразные структуры. По *размеру зерен* выделяют пелитовую структуру пород, состоящих почти нацело (>95 %) из частиц размером 0,0001-0,01 мм, и коллоидальную структуру агрегатов с зернистостью <0,0001 мм. К разновидностям относят крупную (0,001-0,01 мм) и тонкую (0,001-0,0001 мм) пелитовые структуры. По *форме и взаимоотношению зерен* выделяют ооидную, реликтовую, фитопелитовую, конгломератовидную и брекчиевидную структуры.

**Органогенные породы** состоят более, чем на 20-30 % из остатков организмов различной классификационной принадлежности и степени сохранности. Их ведущим структурным признаком является *форма остатков*. Выделяют органогенную (биоморфную) структуру карбонатных и кремнистых пород, состоящих из скелетных остатков хорошей сохранности, и детритовую структуру пород, сложенных преимущественно из скелетных обломков. *Размер зерен* учитывают в основном для органогенно-обломочных пород, различая собственно детритовую (более 0,1 мм) и шламовую (менее 0,1 мм) структуры.

Таблица 1

Структуры хемогенных пород [17]

Критерий выделения структуры	Структура	Краткая характеристика
Размер зерен	крупнозернистая	преобладают зерна величиной, мм:
	среднезернистая	>0,5
	мелкозернистая	0,1 – 0,5
	тонкозернистая	0,05 – 0,1
	микрозернистая (пелитоморфная)	0,01 – 0,05
разнозернистая	<0,01	зерна различных размеров
Форма зерен и их агрегатов	волокнистая	зерна удлиненной формы
	листоватая	зерна уплощенной формы
	оолитовая	преобладают оолиты
	сферолитовая	преобладают сферолиты
	пизолитовая	преобладают пизолиты
бобовая	преобладают бобовины	
Степень кристаллизации	аморфная	преобладает аморфная масса

По *взаимоотношению скелетных остатков* органогенные породы обычно неконформнозернистые. Скелетные остатки соединены посредством цемента, а в пустотах скелетов находится наполнитель.

### ТЕКСТУРЫ ПОРОД КАК ФАКТОР ИХ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ

*Текстура* – это сложение осадочной породы, определяемое ориентировкой, взаимным расположением составных частей, а также способом выполнения пространства. Текстура отражает анизотропию среды, в которой формировалась порода, поэтому имеет исключительно важное значение для оценки фильтрационных, прочностных и других свойств пород как объектов добычи нефти и газа.

Осадочные породы обычно залегают в виде слоев, поэтому различают внутрислоевые текстуры и текстуры кровли и подошвы.

**Внутрислоевые текстуры** весьма разнообразны. Наиболее распространены среди них массивная (беспорядочная) и всевозможные слоистые текстуры, обусловленные чередованием слоев нескольких разновидностей осадочных пород. С учетом особенностей распределения осадочного материала выделяют горизонтальную, волнистую и косую слоистость. Указанные типы

слоистости делят на виды по залеганию элементарных слоев и их серий. По мощности слоев и серий среди текстур различают макрослоистые (более 50 см), мезослоистые (от 0,1 до 50 см) и микрослоистые (менее 1 мм).

*Горизонтальная слоистость* – типичная текстура осадочных пород, образующаяся при горизонтальном положении ровной поверхности наслаения. Слоистость чаще всего выражена в постепенном уменьшении размера частиц от подошвы к кровле (градационная слоистость мутьевых и паводковых потоков, пепловых туфов), в наличии инородных прослоев (глинистых, детритовых, галечных и т.д.) или в переслаивании разных пород.

*Волнистая слоистость* представляет собой фактически захороненную рябь. Она не встречается в глинистых и алевритовых осадках. Это текстура песков, реже – гравийных осадков, включая и мелкообломочные известняки.

*Косая слоистость* характеризуется расположением элементарных слоев под углом к плоскостям наслаения. Косая слоистость возникает как в водной, так и в воздушной турбулентных средах и встречается преимущественно в песчаных, алевритовых и карбонатных породах. *Косоволнистая слоистость* объединяет признаки волнистой и косой слоистости и образуется при волнении, сопровождающемся поступательным перемещением осадков. Последние представлены обычно не очень грубыми песками самого разного генезиса.

Одновременно с седиментацией или сразу после отложения осадка формируются разнообразные текстуры, осложняющие слоистость или полностью ее стирающие. Важнейшими из них являются биогенные, возникшие в глинистых, известковых, алевритовых и песчаных осадках в результате жизнедеятельности илоедов и других организмов (ихнитовая, биотурбитовая текстуры). Встречаются текстуры образованные под действием мутьевых потоков, землетрясений и штормов, а также в результате оползания осадка, выветривания, и т.д. Начиная с диагенетической стадии, в осадочных породах образуются наложенные текстуры: скорлуповатая, конкреционная, фунтиковая («конус в конус»), зебровая (кольца Лизеганга), текстуры замещения, кливажа и др. В некоторых известняковых толщах развиты своеобразные стилолитовые текстуры. Из практики нефтедобычи известно, что известняки, пронизанные стилолитовыми швами, могут служить коллекторами.

**Текстуры кровли и подошвы слоя** представляют собой отпечатки различного происхождения на плоскостях напластования пелитовых и зернистых пород. К текстурам кровли относят знаки ряби, трещины усыхания, следы размыва, следы жизнедеятельности животных и др. Текстуры подошвы слоя представлены знаками-слепами – гиероглифами, образующимися путем заполнения углублений илистого, реже песчаного дна песчаными, алевритовыми, глинистыми или известковыми отложениями и последующей их литификации.

## УКЛАДКА ПОРОД КАК ФАКТОР ИХ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ

В последнее время в нефтяной литологии начинают рассматривать в качестве самостоятельной характеристики породы способ выполнения пространства ее составными частями – укладку зерен. *Укладка* – это характеристика строения осадочной породы, определяемая степенью сближенности зерен друг к другу. От нее зависят прочность, пористость и проницаемость породы-коллектора. Различают шесть способов укладки в зависимости от взаимного расположения изометрических зерен (равновеликих шаров). Наименее плотная укладка – кубическая, когда центры шаров располагаются в вершинах куба, а наиболее плотная – ромбоэдрическая, когда центры шаров располагаются в вершинах ромбоэдра (рис. 13). В первом случае объем элементарной поры составляет  $3,81 R^3$ , а во втором –  $1,47 R^3$  ( $R$  – радиус шара).

Способ укладки определяется режимом накопления осадка: при лавинной седиментации укладка наименее плотная (пролювий, турбидиты, туфы), а при длительном переотложении и колебательных движениях наиболее плотная (прибрежно-морские, эоловые отложения). В постседиментационные стадии укладка изменяется, как правило, в сторону уплотнения. Ранняя цементация может надолго сохранить рыхлую упаковку обломков, определяя повышенную проницаемость пород для воды, нефти и газа.

### ПОРИСТОСТЬ ПОРОД

В горных породах, вследствие неплотного прилегания минеральных частиц друг к другу существуют пустоты, которые могут вмещать газообразное или жидкое вещество. Наличие пор, трещин и каверн (пещер) – характерное свойство многих видов осадочных пород. Особую разновидность каверн представляют полости вдоль стилолитовых швов, наиболее близкие по способу образования к кавернам. Иногда пустоты можно увидеть и в магматических породах. Характер пустотного пространства определяется размерами и формой минеральных зерен, составом и типом цемента, наличием трещин, плоскостей напластования и другими свойствами породы.

Совокупность пустот называют *пористостью породы*. Ее характеризуют коэффициентом пористости, который представляет собой отношение суммарного объема пустот к объему породы, в которой они находятся, и выражается в долях единицы или процентах. Различают четыре вида пористости: общую, открытую, эффективную и закрытую.

*Общая (полная, абсолютная или физическая) пористость* – это доля в объеме породы всех пустот, независимо от их размера, формы, связи друг с другом и генезиса:

$$k_{n.общ} = \frac{V_{пор}}{V_{породы}} \cdot 100\%$$

где  $k_{n.общ}$  – коэффициент общей пористости,  $V_{пор}$  – суммарный объем пор,  $V_{породы}$  – объем всей породы, включая поры.

Пористость в породах может достигать очень больших величин. В идеальной породе, состоящей из сферических зерен равного диаметра, пористость в зависимости от способа укладки изменяется от 26 до 47,7 %. В реальной породе угловатые неправильной формы зерна могут укладываться менее плотно и пористость может превышать максимальную теоретическую (табл. 2). Например, песчаники плиоценовой нефтеносной толщи Апшерона имеют пористость 46,7 %, алевролиты хадумского палеогенового газоносного горизонта в Ставрополье – 40 %. Однако чаще пористость коллекторов колеблется в пределах 5-20 %, в лучших коллекторах составляет 30-35%. Породы с низкой пористостью не имеют практического значения как коллекторы нефти и газа. Нижний порог необходимой пористости составляет около 1-5 % и зависит от типа коллектора и характера флюида: в случае нефти он должен быть выше, чем в случае газа. Полевая шкала оценки пористости может быть представлена в следующем виде: ничтожная – 0-5 %; плохая – 5-10 %; средняя – 10-15 %; хорошая – 15-20 %, очень хорошая – 20-25 %.

Большое значение имеет размер пор. Уже упомянутые песчаники Апшерона переслаиваются с глинами, имеющими такую же общую пористость, – 47,0 %. Но песчаник является коллектором, а глина – нет. Несмотря на высокую пористость, достигающую в неуплотненных осадках 60-75 %, размер пустот в глинах всегда так незначителен (часто первые микроны), что они не способны транспортировать и отдавать нефть и даже газ. В природных резервуарах глины играют роль покрышек, препятствующих миграции флюидов. В обломочных породах поры обычно имеют размер менее 1 мм.

Таблица 2

Коэффициенты общей пористости основных типов осадочных и некоторых магматических пород [11]

Порода	Коэффициент полной пористости, %	
	Пределы значений	Наиболее вероятные значения
Осадочные породы		
Песок	4-55	20-35
Песчаник	0-40	5-30
Лёсс	40-55	–
Алевролит	1-40	3-25
Ил	2-96	50-70
Глина	0-75	20-50
Известняк	0-35	1,5-15
Мел	40-55	40-50
Доломит	2-35	3-20
Доломитовая мука	33-55	–
Магматические породы		
Габбро	0,6-1,0	–
Базальт	0,6-19,0	–
Диабаз	0,8-12,0	–
Диорит	0,25	–
Сиенит	0,5-0,6	–
Гранит	0,1-5,0	–

Классификация пустот по размерам учитывает различия основных сил, вызывающих движение флюидов. Выделяют пустоты: сверхкапиллярные размерами более 0,5 мм, капиллярные – 0,5-0,0002 мм и субкапиллярные – менее 0,0002 мм (табл. 3). В сверхкапиллярных пустотах действуют гравитационные силы, в капиллярных порах ведущее значение имеет капиллярное давление, а в субкапиллярных перемещение флюиды подчиняются адсорбционным и другим поверхностно-молекулярным силам. Породы с субкапиллярными пустотами коллекторами практически не являются.

Таблица 3  
Классификации пустот в горных породах (по М.К. Калинин, 1958)

Размеры, мм	По морфологии пустот		
	поры, каверны, пещеры	каналы	трещины
<0,0002	<b>Поры:</b> субкапиллярные	Субкапиллярные	Субкапиллярные
0,0002-0,001	микролоры	Микропоровые	Микротрещины (0,0001-0,001)
0,001-0,01	тонкие	Тонкопоровые	Волосные
0,01-0,1	очень мелкие	Очень мелкопоровые	Тонкие (0,01-0,05)
0,1-0,25	мелкие	Мелкопоровые	Очень мелкие
0,25-0,5	средние	Среднепоровые	Средние (0,1-0,5)
0,5-1	крупные	Крупнопоровые	Крупные
1-2	грубые	Грубопоровые	Грубые
2—20	<b>Каверны:</b> мелкие	Мелкокаверновые	<b>Макротрещины:</b> трещины (2-5) широкие (5-20)
20-100	средние	Среднекаверновые	Весьма широкие (20-50)
100-200	крупные	Крупнокаверновые	Весьма широкие (более 50)
200-1000	<b>Пещеры:</b> мелкие	—	—
1000-2000	средние	—	—
Более 2000	крупные	—	—

По времени формирования пустоты делят на первичные, образованные на стадиях седиментогенеза и диагенеза, и вторичные, образованные на стадиях катагенеза и метагенеза. Поры обычно бывают первичными, а каверны, пещеры и трещины – вторичными. Первичные поры в осадочных породах образуются вследствие неплотного прилегания друг к другу обломков, оолитов или органогенных остатков. В органогенных и обломочных породах существуют также реликтовые пустоты – камеры скелетных остатков породообразующих организмов (фораминифер, гастропод, кораллов) и поры в породах, слагающих крупные обломки. Поры между обломками и кристаллическими зернами называют *межзерновыми* (*межгранулярными*), между остатками фауны и оолитами – *межформенными*, а внутри остатков – *внутриформенными*.

Вторичную пористость представляют трещины, каверны и иногда межзерновые поры. Каверны представляют собой поры, образовавшиеся в результате растворения или разложения составных частей пород, неустойчивых в определенных химических и термобарических условиях. Обычно каверны

сочетаются с трещинами, располагаясь вдоль них. Диапазон колебаний размера каверн очень большой – от долей миллиметра до нескольких метров в поперечнике, иногда до нескольких километров (пещеристые полости).

Часто в породах поровое пространство сформировано двумя или большим количеством видов пор, в этом случае его называют сложным или смешанным. Поровое пространство имеет различную форму. В обломочных породах оно часто изометрической, многоугольной или округлой формы. Трещины обычно щелевидной формы, а каверны – неправильной.

*Открытая пористость (пористость насыщения)* – это объемная доля сообщающихся между собой пор. Она вычисляется как отношение объема сообщающихся между собой пор к объему заключающей их горной породы. Разницу между величинами общей и открытой пористости называют *закрытой пористостью*. Она представляет собой относительный объем изолированных друг от друга, замкнутых пустот. Не все поры и трещины в породе бывают связаны в единую, сообщающуюся гидродинамическую систему. Часть пустот является полностью изолированной и не имеет значения для качества коллекторов.

*Эффективная (динамическая, полезная) пористость* – это относительный объем пустот, через которые может осуществляться миграция флюида. Для каждого флюида, воды, газа, нефти того или иного состава, эффективная пористость породы имеет свое значение и, кроме того, зависит от количественных соотношений между текучими компонентами в породе. Она всегда меньше открытой пористости, так как не включает объем застойных участков, тупиковых каналов, тонких трещин сложной конфигурации, где движение флюидов не происходит. Такие участки по большей части заняты остаточной водой, поэтому иногда под эффективной пористостью понимают объем поровой системы, способной вместить нефть и газ с учетом остаточной водонасыщенности.

Установление соотношения между разными видами пористости имеет важное значение для промысловой геологии. В конкретных породах наиболее высокие значения характерны для полной пористости, пониженные – для открытой и самые низкие – для эффективной. Многие породы, например глинистые, соляные, обладают высокой общей пористостью, но очень малой эффективной. В слабо уплотненных несцементированных породах, – песках, алевролитах, полная и открытая пористости могут быть практически равны. Но с увеличением глубины залегания и уплотнением пород пористость насыщения возрастает относительно общей пористости. В глинистых породах пористость с глубиной также убывает в основном за счет открытой, закрытая же пористость более стабильна.

## ТРЕЩИНОВАТОСТЬ ПОРОД

Трещиноватость – это система разрывов сплошности горной породы, вдоль которых не происходит смещения разделенных ими блоков или оно незначительно. Трещины образуются в результате диагенетических и катагене-

тических превращений, тектонических деформаций и выветривания пород. Трещиноватость представляет собой главную разновидность вторичной пористости и часто выступает на первый план в формировании коллекторских свойств карбонатных, плотносцементированных обломочных, глинистых, кремнистых, метаморфических и магматических пород. Наибольшее количество трещинных коллекторов связано с карбонатными толщами.

Для оценки склонности пород к растрескиванию используется *пластичность* – способность твердого тела изменять свою форму под действием механического напряжения без нарушения сплошности. За меру пластичности принимают отношение всей работы, затраченной до момента разрушения образца при вдавливании алмазной пирамидки, к работе, затраченной на упругую деформацию. Коэффициент пластичности ( $k_{пл}$ ) безразмерен и может принимать значения от 1 до бесконечности. Различают хрупкие породы с  $k_{пл}=1$ , пластично-хрупкие при  $1 < k_{пл} < 6$  и высокопластичные с  $k_{пл} > 6$ . Большинство осадочных пород относятся к группе пластично-хрупких (табл. 4).

Таблица 4

Пластичность осадочных горных пород (по Л.А. Шрейнеру и др., 1958)

Породы	$k_{пл}$
Песчаник:	
среднезернистый известковый	1,7-2,8
мелкозернистый глинистый	1,3-2,4
мелкозернистый пористый с цементом контактового типа	1,3-4,2
Алеврит пористый	1,5-2,1
Бентонитовая глина	$\infty$
Аргиллит	1,3-3,3
Известняк:	
микрозернистый плотный	2,0-5,0
органогенный пористый	7,0
Доломит:	
мелкозернистый плотный	1,6-3,5
окремненный	1,6
Кремень	1,0

Пластичность большинства осадочных пород с погружением понижается, несмотря на повышение температуры и давления. Решающее значение при этом играет уплотнение и вторичные процессы, ведущие к изменению строения и состава пород. Например, аргиллиты, залегающие на глубине, менее пластичны, чем глины, а кварцевые песчаники с регенерационной структурой менее пластичны, чем кварцевые пески.

Для характеристики трещинной пористости измеряют густоту, плотность и раскрытость трещин. *Густота трещин* – это количество трещин, приходящихся на единицу длины в направлении, перпендикулярном их простиранию.

*Плотность трещин* – это сумма густот всех систем трещин, приходящихся на единицу площади или объема. Если в слое имеется только одна система трещин, то плотность численно равна густоте.

*Раскрытость трещин* – среднее расстояние между стенками трещины. Трещинные поры (зияющие трещины) разделяют по степени раскрытости (табл. 3). Трещины могут быть открытыми (зияющими) и закрытыми вследствие механического смыкания или заполнения пустотного пространства вторичными минералами. При изучении коллекторских свойств пород практический интерес представляет только первый тип трещин.

Трещинная пористость обычно невелика – от долей до 2-3%; в отдельных случаях может достигать 6 %. Но при этом она обеспечивает высокую фильтрацию. Коллекторские свойства какой-либо породы, не затронутой трещинами, могут быть очень низкими, но трещины дают возможность флюидам выйти из этой породы и дальнейшая фильтрация происходит уже значительно эффективнее. Например, на месторождении Месджид-и-Сулейман (Иран) в низкопористых (2-5 %) известняках свиты асмари, характеризующихся ничтожной проницаемостью в 0,0005-0,05 миллидарси, дебиты скважин, только благодаря повышенной трещиноватости пород, достигали 10-15 тыс.т нефти.

Пластичность и степень трещиноватости находятся в прямой зависимости от состава пород. Например, в глинистых и доломитизированных известняках трещиноватость всегда выше, по сравнению с чистыми известняками. Резко повышает трещиноватость окремнение карбонатных и глинистых пород. В порядке убывания склонности к образованию трещин осадочные породы располагаются в следующий ряд: мергели, известняки, доломиты, аргиллиты, песчано-алевритовые породы, ангидриты, каменная соль.

## ПЛОТНОСТЬ ПОРОД

*Плотностью породы* называется отношение массы породы в естественном состоянии (вместе с жидкостями и газами, находящимися в поровом пространстве) к ее объему. Плотность осадочных пород ( $\sigma$ ) зависит от плотности минерального скелета ( $\delta$ ) и флюида, заполняющего поры ( $\sigma_\phi$ ), и пористости ( $n$ ):

$$\sigma = \delta + n \cdot 10^{-2} (\sigma_\phi - \delta)$$

Средняя плотность минерального скелета обломочных и глинистых пород составляет 2,58-2,86 г/см<sup>3</sup>, а карбонатных и кремнистых – 2,16-3,00 г/см<sup>3</sup>. Плотность связана с пористостью обратным соотношением. Различия пород в минеральной плотности, достигающие 15 %, отражаются в их общей плотности в случае низкой пористости и становятся незначительными в случае значительных пористости и трещиноватости пород. В связи с этим в природных условиях плотность однотипных осадочных пород варьирует в широких пределах (табл. 5). Для оценки степени уплотненности осадочных пород используют *коэффициент уплотнения породы* ( $k$ ) – отношение минеральной плотности к общей плотности породы.

Плотность основных типов осадочных пород [14]		
Породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	
	Пределы значений	Наиболее вероятные значения
Глина	1,2-2,4	–
Аргиллит	1,7-2,9	2,3-2,4
Глинистый сланец	2,3-3	2,4-2,6
Алевролит	1,8-2,8	2,3-2,5
Песок	1,3-2	1,5-1,7
Песчаник	2,0-2,9	2,5-2,65
Брекчия	1,6-3	–
Конгломерат	2,1-3	–
Мергель	1,5-2,8	2,2-2,4
Известняк	1,8-2,9	2,6-2,7
Доломит	1,9-3	2,6-2,8
Опока	1,0-1,6	–
Кремень	2,32-2,6	–

Плотность пород в образцах может изменяться при длительном их хранении на открытом воздухе вследствие разложения неустойчивых компонентов и испарения флюидов. Для получения объективных данных о плотности образцы до выполнения измерения следует изолировать от окружающей среды.

Плотность всех осадочных пород с увеличением глубины погружения возрастает, но степень уплотнения различных литологических разностей повышается по-разному. Глинистые породы быстро уплотняются до  $k = 0,80-0,85$  уже к глубине 1,5-2,0 км, затем темпы уплотнения существенно понижаются. В песчаных и алевролитовых породах уплотнение развивается постепенно до значений  $k = 0,90-0,95$  (глубины 3,5-5 км), а затем также снижается. Очень интенсивно уплотняются с глубиной хемогенные известняки. Их  $k$  достигает 0,95-0,97 уже на глубине 0,5-1 км. Органогенные, особенно рифовые, известняки уплотняются значительно медленнее.

### ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПОРОД

Важнейшим коллекторским параметром горных пород является *проницаемость* – способность пропускать жидкости и газы. Все породы в той или иной мере проницаемы. Пути миграции флюидов служат поры, каверны, соединяющие каналы, трещины, и чем крупнее пустоты и шире раскрыты трещины, тем выше проницаемость. Величину проницаемости оценивают с помощью коэффициента проницаемости ( $k_{np}$ ), который рассчитывают, исходя из закона Дарси:

$$k_{np} = \frac{Q\mu L}{\Delta p F},$$

где  $Q$  – расход флюида (м<sup>3</sup>/с),  $\mu$  – вязкость флюида,  $L$  – путь фильтрации (м),  $\Delta p$  – перепад давления (МПа),  $F$  – площадь поперечного сечения (м<sup>2</sup>). Проницаемость характеризует только пропускающую флюид среду, но не сам

флюид, так как данный закон применим только при отсутствии каких-либо физико-химических взаимодействий между ними. Формула Дарси, отражающая линейный закон фильтрации, не учитывает ряда особенностей движения жидкостей и газов (различную их скорость, разнонаправленность и др.). Наиболее заметны отклонения от закона при больших скоростях течения газов.

Единицей проницаемости в системе СИ принят  $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ , который соответствует 0,981 Д (*дарси*) – внесистемной единице, применяемой в промышленности. Проницаемость  $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$  соответствует расходу жидкости  $1 \text{ м}^3/\text{с}$  при фильтрации ее через пористый образец горной породы площадью поперечного сечения  $1 \text{ м}^2$  и длиной 1 м при вязкости жидкости 0,001 Па·с и перепаде давления 0,1013 МПа. Можно рассматривать проницаемость как суммарную площадь пор, по которым движется флюидный поток.

Проницаемость коллектора может быть также выражена через коэффициент фильтрации. Связь между последним и проницаемостью выражается следующим выражением:

$$k_{\phi} = 0,1k_{np} \frac{\gamma}{\mu},$$

где  $k_{\phi}$  – коэффициент фильтрации,  $k_{np}$  – коэффициент проницаемости,  $\gamma$  – плотность жидкости,  $\mu$  – вязкость флюида.

Различают абсолютную, эффективную и относительную проницаемость. Под *абсолютной проницаемостью* понимают проницаемость горной породы для однородного флюида, не вступающего с ней во взаимодействие. Ее можно измерить в сухой породе при пропускании через нее сухого инертного газа (азота, гелия) или воздуха. Иногда проницаемость, определенная с помощью газа, отличается от проницаемости, измеренной по жидкости. Это связано с проскальзыванием пузырьков газа при движении в порах размером менее  $10^{-3} \text{ см}$  (эффект Клинкенберга). В природе не существует пород, свободных от флюидов. Поровое пространство содержит обычно в некоторых количествах воду, газ и нефть. Каждый из флюидов оказывает воздействие на фильтрацию других, поэтому абсолютная проницаемость в природных условиях не достижима.

*Эффективная (фазовая) проницаемость* – это способность породы пропускать через себя один флюид в присутствии других. Можно говорить, например, о фазовой проницаемости метана относительно воды или проницаемости воды относительно нефти и т. п. Этот вид проницаемости зависит не только от структуры пустотного пространства, но и от количественных соотношений между флюидами. Нередко при откачке и уменьшении количества нефти в промышленной залежи ее фазовая проницаемость постепенно падает. Эффективная проницаемость практически всегда ниже абсолютной.

*Относительная проницаемость* – отношение эффективной проницаемости данного флюида к величине проницаемости при 100%-ном насыщении породы данным флюидом (если флюид не реагирует с породой, то к абсо-

лутной проницаемости). Относительная проницаемость безразмерна и выражается в долях единицы или процентах.

Все породы по своим свойствам являются анизотропными, и проницаемость в горных пород по разным направлениям может существенно различаться. Величина проницаемости вдоль напластования превышает в несколько раз величину проницаемости поперек напластования. В трещиноватой породе проницаемость может быть очень высокой вдоль трещин и практически отсутствовать в перпендикулярном направлении. Таким образом, величина проницаемости обладает векторными свойствами.

Величины пористости и проницаемости связаны весьма неоднозначно. Многие породы имеют высокую пористость, но очень мелкие поры, а проницаемость зависит от размера пустот. Она изменяется пропорционально квадрату величины сечения пор. Если размер пор (и зерен) увеличивается на три порядка, то при том же способе их укладки проницаемость увеличивается на шесть порядков. Минимальный размер поровых каналов, по которым осуществляется миграция жидкостей и газов составляет 1-3 мкм. При наличии в породе пор различных размеров, фильтрация осуществляется по наиболее крупным из них (>30 мкм). В трещиноватых породах фильтрация флюидов происходит по трещинам с раскрытостью более 1 мкм (преимущественно по трещинам шириной 1-100 мкм). При величине поровых каналов и раскрытости трещин менее 1 мкм действие молекулярных сил стенок пор и трещин на флюиды распространяется до центра пустот, флюиды находятся в связанном состоянии и фильтрация не осуществляется. Например, глины и аргиллиты, пронизанные обычно порами размером менее 1 мкм, коллекторами не являются. Соотношение проницаемости и пористости определяется строением породы. Если для величины пористости не имеет значения протяженность и прямолинейность каналов, сообщаемость пор, характер поверхности зерен, то для проницаемости эти характеристики очень важны.

Диапазон колебаний значений абсолютной проницаемости очень велик: от  $5 \cdot 10^{-11} \text{ м}^2$  до  $1 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$  и менее. Например верхнемеловые песчаники месторождений Ист-Тексас (США) и Газли (Россия) имеют проницаемость около  $1,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ , а каменноугольные известняки месторождения Оренбургское – менее  $0,0001 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ . Наиболее часто встречаемые для нефтегазоносных толщ значения варьируют от  $0,01 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$  до  $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$  (примерно 10-1000 миллиарда). Проницаемость более 1000 мд считается очень высокой. Она наблюдается у слабосцементированных песчаников и песков, залегающих на глубинах до 1,5-2 км, а также в трещиноватых карбонатных породах, встречающихся на небольших и умеренных глубинах.

## ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД

Под *водонасыщенностью* понимают степень заполнения порового пространства водой. Различают воду свободную и связанную. Свободная вода способна перемещаться в поровом и трещинном пространстве под действием силы тяжести или вследствие перепада давления. В процессе формирования

скоплений нефти и газа свободная вода вытесняется из коллекторов, слагающих природные резервуары. Связанная вода остается в породе. По своей природе она может быть физически и химически связанной. Физически связанная вода фиксируется молекулярными силами (пленочная, уголков пор, субкапиллярная и др.). Химически связанная вода входит в состав породообразующих минералов – каолинита, монтмориллонита, опала, гипса и др.

На коллекторские свойства пород влияют свободная и физически связанная вода. В процессе формирования залежей углеводородов они частично остаются в породе и называются остаточной водой, а само явление – остаточной водонасыщенностью. Содержание остаточной воды обычно колеблется от 20 до 80%. Оно тем выше, чем меньше размер пустот и зерен, слагающих породу. Так, в пористых мелкозернистых песчаниках остаточная вода составляет 10-20 %, тогда как в глинистых алевролитах достигает 70-75 %. Толщина пленки физически связанной воды поверхности минеральных зерен определяет минимальный размер фильтрующих пустот. Она изменяется от 0,0004 до 2 мкм, составляя обычно 0,001-0,1 мкм. Таким образом, остаточная вода снижает полезную емкость горных пород, ухудшая их коллекторские свойства, и в то же время повышает экранирующую способность глинистых пород.

### **НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД**

Под *нефтенасыщенностью* и *газонасыщенностью* пород понимают степень заполнения их порового пространства нефтью и газом. В газонефтяном флюиде нефть не начинает перемещаться, пока нефтенасыщенность не превысит 30 %. До этого момента через породу может проходить только газ. При нефтенасыщенности 55 % и газонасыщенности 45 % относительная проницаемость одинакова для газа и нефти. Возрастание нефтенасыщенности влечет за собой рост относительной проницаемости пород для нефти. При 90 %-ной насыщенности газ полностью прекращает движение.

В породах-коллекторах часто совместно присутствуют все три флюида – газ, нефть и вода. Их суммарная насыщенность 100 %, а доля каждого из них может меняться в процессе разработки залежи углеводородов. При этом изменяется и относительная проницаемость пород для каждого флюида. В результате по окончании разработки любой нефтяной залежи, при самых лучших коллекторских свойствах пород значительная часть нефти и газа (до 50 %) остается в недрах.

### **СМАЧИВАЕМОСТЬ ПОРОД**

Под *смачиваемостью* понимают способность тела смачиваться какой-либо жидкостью. В нефтегазовой геологии наибольший интерес вызывает смачиваемость минералов водой и нефтью. Минералы, которые хорошо смачиваются водой, называют гидрофильными. К ним относится большинство осадочных породообразующих минералов: силикаты, карбонаты, оксиды,

сульфаты. Минералы, не смачиваемые водой, называют гидрофобными. В осадочных породах их значительно меньше (до 3-5 %). К гидрофобным относятся сульфиды тяжелых металлов, сера, графит и некоторые другие. Для фильтрации воды более благоприятны гидрофобные минералы. Гидрофильные минералы способствуют повышению доли остаточной воды.

По отношению к нефти также имеются смачиваемые (олефильные) и несмачиваемые (олефобные) минералы. Большинство породообразующих минералов по отношению к нефти смачиваемые. Это одна из причин, понижающих нефтеотдачу продуктивных пластов.

## СТРУКТУРА ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД

*Структурой порового пространства* породы называют размеры, особенности внутреннего строения и характер взаимного расположения существующих в ней пустот. От структуры пустот весьма существенно зависит важнейшее коллекторское свойство пород – проницаемость. Она влияет на характер расположения нефти в пласте и косвенно, через остаточную воду, – на ее количество.

Структура пустот зависит от структуры породы, укладки зерен, типа цемента, степени вторичных преобразований породы. Форма пустот часто определяется типом породы. Вариации формы и размеров зерен и агрегатов в породе создают разнообразные конфигурации пустот. В рифовых известняках, например, встречаются ячеистые пустоты, в терригенных породах, сложенных хорошо окатанными и сортированными обломками, поры имеют ромбоэдрическую или тетраэдрическую форму. Развитие трещиноватости и процессов растворения может серьезно изменить первичную систему пустот. Высокопористая порода может иметь настолько мелкие поры и столь извилистые каналы, что ее фильтрационные способности оказываются очень низкими. И наоборот, несколько прямооточных каналов обеспечивают высокую проницаемость даже при низкой пористости.

В минеральных агрегатах возможны некоторые коллекторские парадоксы. Хорошая окатанность зерен, по данным моделирования песков из идеальных шариков, определяет и лучшие коллекторские свойства. В реальной же породе в зависимости от способа укладки угловатые, неправильной формы зерна могут состыковаться таким образом, что упаковка будет очень рыхлая. Встречаются породы, в которых пористость, несмотря на преобладание угловатых несортированных зерен, составляет до 40 %.

Среди пустот различают собственно поры (расширения) и соединяющие их *каналы* (узкие вытянутые пустоты). Поры в основном обуславливают величину емкости породы, а размер (сечение) каналов – ее фильтрационные способности. Поры могут быть достаточно крупными, а соединяющие их каналы очень тонкими, как это нередко бывает в карбонатных породах. Соотношение пор и каналов определяет проницаемость породы

При анализе структуры порового пространства необходимо изучать размеры пустот и их распределение по размерам, соотношение пор и кана-

лов. При одинаковой пористости большую проницаемость будет иметь порода с большим размером пор и с большей относительной долей каналов. Подсчитано, что при изменении доли каналов с 10 % объема пустот до 25 % (при достаточно высокой пористости) проницаемость возрастает на порядок. На размер и объемную долю каналов отрицательное влияние оказывает уплотнение породы. Оценить степень уплотнения помогает изучение типов контактов между зернами и вычисление отношения числа контактов к количеству зерен.

Важной характеристикой структуры порового пространства породы является статистическое распределение поровых каналов по диаметру. Поскольку диаметр канала сильно меняется в породе, при расчетах его аппроксимируют диаметром капилляра, гидродинамически эквивалентного данному поровому каналу. Поровое пространство представляется как совокупность капиллярных трубочек разных диаметров. Изучение распределения поровых каналов помогает выявить причины различной проницаемости пород сходного гранулометрического состава и пористости.

Эффективная проницаемость сильно зависит от площади поверхности пустот (внутренняя поверхность). Для ее учета введено понятие удельной протяженности контактов между зернами породы ( $\Sigma l$ ). Величина ее показывает суммарную протяженность контактов, приходящуюся на единицу площади среза породы. Между величинами  $\Sigma l$  и эффективной пористости наблюдается обратная зависимость.

Одной из важнейших коллекторских характеристик породы является внутренняя удельная поверхность – отношение суммарной поверхности всех пор и каналов ( $\text{см}^2$ ,  $\text{м}^2$ ) к единице общего объема ( $\text{см}^3$ ,  $\text{м}^3$ ) или массы (г, кг) породы. Удельная поверхность ( $S_{уд}$ ) идеальной породы, состоящей из сфер одного диаметра, равна

$$S_{уд} = \frac{6(1 - k_n)}{D}$$

где  $k_n$  – коэффициент пористости,  $D$  – диаметр зерен. С уменьшением размера зерен и коэффициента пористости величина внутренней удельной поверхности возрастает: в песке при максимальной пористости в 47,1 % и диаметре зерен 0,25 мм  $S_{уд}=125,5 \text{ см}^2/\text{см}^3$ , а в пелите при  $k_n=26 \%$  и  $D =0,005 \text{ мм}$   $S_{уд}=888,0 \text{ см}^2/\text{см}^3$ . Внутренняя удельная поверхность реальных пород зависит от размеров и формы зерен. Чем выше дисперсность частиц породы, тем больше в ней тонких пор и тем выше значение ее удельной поверхности. В некоторых глинистых алевролитах она может достигать нескольких квадратных метров на кубический сантиметр.

Величина удельной поверхности характеризует способность коллектора удерживать флюиды и определяет водонасыщенность породы. При большой суммарной поверхности порового пространства коллектора, свойственной тонкозернистым породам, уменьшается способность коллектора отдавать флюиды. Следует помнить, что величина удельной поверхности мелких пор,

тонких каналов, не принимающих участие в фильтрации, намного больше поверхности фильтрующих пустот, поэтому только в однородных по размеру зерен породах величина  $S_{уд}$  хорошо отражает свойства и структуру порового пространства породы.

## **КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ**

Образование месторождений нефти и газа является результатом длительного процесса, включающего фазу преобразования органического вещества и выделения углеводородов вместе с водой в виде микронефти, фазу миграции такого раствора в осадочно-породных бассейнах и фазу отделения нефти от воды в природных резервуарах. Очевидно, что этот процесс возможен только при наличии пород-коллекторов, через которые флюиды могут фильтроваться и в которых они могут накапливаться.

Большая часть подземных нефтяных и газовых резервуаров сложена породами осадочного происхождения: песчаниками, алевролитами, известняками, доломитами. Другие горные породы редко служат коллекторами. Запасы нефти распределяются в коллекторах, по разным оценкам, следующим образом: в песчаниках и алевролитах 59-77 %, в известняках и доломитах 21-40 %, в прочих породах 1-2 %. Аналогичная оценка коллекторов газовых месторождений показывает еще большее смещение баланса (до 81 %) в сторону обломочных пород.

### **КЛАССИФИКАЦИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ**

Вопросы классификации пород-коллекторов имеют большое практическое значение при определении запасов и перспектив разработки месторождений нефти и газа. Генетические, литологические и физические различия пород-коллекторов нефти и газа и разнообразие целей, стоящих перед исследователями, определяют многообразие существующих классификаций, – общих, петрографических и оценочных. *Общие классификации* основаны на происхождении, составе и строении пород, морфологии и структуре порового пространства. Они включают все или большую часть петрографических типов пород-коллекторов. К этой группе относятся классификации М.К. Калинин (1958), А.А. Ханина (1969), Р.С. Безбородова и Ю.К. Бурлина (1976) и другие.

*Петрографические классификации* основаны на минералогических, структурно-текстурных и генетических признаках. Широкую известность получили классификации, предложенные В.П. Батуриным (1932), Л.В. Пустоваловым (1940), В.И. Лучицким (1949), У.Х. Твенхофелом (1950), Г.И. Теодоровичем (1958), Н. М. Страховым (1960), М. С. Швецовым (1958), Р.Л. Фолком (1974), Н. В. Логвиненко (1974, 1984), С. В. Тихомировым

(1978), Ф. Дж. Петтиджоном (1981), В.Н. Швановым, В.Т. Фроловым, Э.И. Сергеевой и др., (1998).

*Оценочные классификации* включают породы какой-либо одной группы (обломочные, карбонатные, глинистые и др.), разделяя их на совокупности по коллекторским свойствам: пористости, проницаемости и др. Такие классификации были разработаны П.П. Авдусиным и М.А. Цветковой (1938), Ф.А. Требиным (1945), Г.И. Теодоровичем (1942, 1958), А.Г. Алиевым (1952), И.А. Конюховым (1961), Л.П. Гмид и И.В. Звоницкой (1968), А.А. Ханиным (1969), Е.М. Смеховым (1974), К.И. Багринцевой (1977) и другими.

Одна из схем общей классификации пород-коллекторов, использующая все научные достижения и разработки в этой области, создана в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина (табл. 6). В ней использован литологический состав пород, структура и морфология порового пространства. Все коллекторы разделены на группы по литологическому составу. Важнейшими являются группы обломочных и карбонатных коллекторов. Нетрадиционные коллекторы, – кремнистые, вулканогенно-осадочные, магматические и метаморфические породы, объединены в одну группу с учетом их незначительной промышленной роли и одинаково невысоких коллекторских свойств. Сюда же входят редкие соляные коллекторы, – сульфатные и хлоридные.

В каждой группе выделены подгруппы по морфологии пустот и структуре порового пространства. К поровому типу коллекторов отнесены породы, в которых преобладают мелкие (1 мм и менее) изометричные поры, соединенные между собой проводящими (поровыми) каналами. Диапазон изменения пористости от первых процентов до 40-50 %, проницаемости – от  $n \cdot 10^{-16}$  до  $n \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. Поровый тип коллекторов является первичным диагенетическим. Главный представитель коллекторов порового типа – обломочные породы.

В трещинных коллекторах пустоты представлены главным образом открытыми трещинами и стилолитами разного размера. Их характерными особенностями являются небольшая емкость (трещинная пористость обычно не более 1-3 %) и широкие колебания проницаемости. В подчиненном количестве (до 5-7 %) присутствуют поры. Трещинный тип коллекторов относится в основном к вторичным катагенетическим и очень характерен для карбонатных пород.

К смешанному (сложному) типу коллекторов отнесены породы, в которых сочетаются различные виды пустот: межзерновые (межгранулярные), трещинные, каверновые, межформенные, внутриформенные и другие. Коллекторские свойства смешанных коллекторов изменяются в широком диапазоне. Этот тип включает все группы пород и наиболее распространен в природе. В разных группах коллекторов сочетание видов порового пространства имеет свою специфику. Например, смешанный внутриформенно-трещинный тип коллектора встречается в рифовых известняках, причем главная роль в фильтрации принадлежит трещинам, хотя объем скелетных пустот может

быть больше объема трещин. Иногда выделяют четвертый тип коллекторов – каверновый, но он тесно связан с трещинными проводниками и не имеет самостоятельного значения.

Таблица 6

Классификация коллекторов нефти и газа [17]

Группа пород	Тип коллектора	Вид порового пространства	Характерные литологические разности пород
Обломочные	Поровый	Межзерновой	Пески, песчаники, алевроиты, алевролиты, промежуточные разности пород и калькарениты
	Трещинный	Трещинный	Песчаники и алевролиты регенерационной структуры, прочные песчаники и алевролиты с карбонатным цементом
	Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный	Прочные песчаники и алевролиты с остаточной межзерновой пористостью
Карбонатные	Поровый	Межформенный	Биогенные, биохемогенные, оолитовые известняки и доломиты
		Внутриформенный	Биоморфные (фораминиферовые, коралловые) известняки
	Трещинный	Межзерновой	Доломитистые и доломитовые хемогенные и криптогенные известняки, доломиты
		Трещинный	Криптогенные доломиты, известняки хемогенные окремнелые и глинисто-кремнистые
Глинистые	Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный, каверновый	Уплотненные известняки и доломиты различного генезиса
	Трещинный	Трещинный	Аргиллиты известковые, аргиллиты известково-кремнистые
	Поровый	Межзерновой	Силициты, кора выветривания гранитов, гнейсов
Кремнистые, вулканогенно-осадочные, сульфатные, магматические и метаморфические коры выветривания	Трещинный	Трещинный	Метаморфические сланцы, серпентиниты, андезиты, кремнистые породы, ангидриты
	Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный	Серпентиниты, андезиты, вулканические туфы
	Смешанный (сложный)	Межзерновой, трещинный	

## ОБЛОМОЧНЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

### СОСТАВ, СТРОЕНИЕ, ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

Обломочные породы – это главная группа пород-коллекторов нефти и газа и одна из основных групп осадочных образований, составляющая до 20 % объема осадочной оболочки Земли. Они сложены более чем наполовину аллотигенными компонентами и в соответствии с особенностями литогенеза делятся на терригенные (континентальные) и эдафогенные (океанические). В основу классификации обломочных пород положены их структура (размер и форма частиц), наличие цемента и минеральный состав. В нефтегазовой геологии используют преимущественно десятичную схему классификации,

предложенную Московским нефтяным институтом (ныне – Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина) и предусматривающую выделение грубообломочных, песчаных, алевритовых и пелитовых пород. В каждой структурной подгруппе выделяют породы рыхлые (табл. 7) и сцементированные (табл. 8).

Составными частями грубообломочных пород являются обломки горных пород различного минерального состава и генезиса. Более мелкозернистые породы сложены обломками минералов. По минеральному составу различают мономиктовые, олигомиктовые и полимиктовые терригенные породы. Крупные обломки наиболее подвержены механической обработке, поэтому для грубообломочных пород предусмотрено деление по признаку окатанности зерен.

**Грубообломочные породы**, – *псефиты*, составляют небольшую часть (десятые доли процента) стратисферы. Наибольшую роль они играют в составе осадочно-вулканогенных и молассовых формаций, изучать которые нефтяникам приходится особенно часто. В других толщах их можно встретить в виде отдельных пачек, слоев и линз. Псефиты представляют собой начальные продукты разрушения древних пород. В связи с этим обломки представлены преимущественно горными породами. Структуры грубообломочных пород псефитовые и псаммопсефитовые. Текстуры неслоистые или грубослоистые, часто косо- и диагонально-слоистые.

Галечные и щебеночные породы сложены обломками размером 10-100 мм, составляющими более 25 %. *Щебенка* и *брекчии* сложены продуктами наземных и подводных обвалов, оползней, осыпей, селевых и донных потоков, выветривания и деятельности ледников. Сортировка материала практически не проявлена. Континентальные брекчии цементирует песчано-глинистый материал, морские – кальцит, доломит, халцедон, опал. *Галечники* и *конгломераты* состоят из гальки магматических, метаморфических и осадочных пород, преимущественно мелкозернистых (эффузивов, тонких сланцев, кварцитов, алевролитов и яшм). Важным типом галечных пород являются конгломерато-брекчии (*конглобрекчии*). Цементом в конгломератах обычно служит песчано-глинистый, известково-глинистый, карбонатный или кремнистый материал.

Дресвяные и гравийные породы сложены обломками различных пород, реже минералов с преобладающим размером 1-10 мм. Дресвяные породы состоят преимущественно из остроугольных обломков, а гравийные – из окатанных. Различают рыхлые отложения – *дресвяники*, *гравийники* и сцементированные – *дресвиты*, *гравелиты*. Они ассоциируют с щебеночными и галечными породами. Цементом в дресвитах обычно служит несортированный песчано-глинистый материал, а в гравелитах – песчано-глинистый, карбонатно-глинистый и карбонатный.

Классификация рыхлых обломочных пород [17]

Группа пород	Размер обломков, мм	Название обломков	Рыхлые породы	
			Окатанные обломки	Угловатые обломки
Грубообломочные	<b>&gt;1000</b>	Глыба	<b>Скопление глыбовых валунов</b>	<b>Скопление глыб</b>
	<b>100—1000</b>	Валун:	<b>Валунник:</b>	<b>Неокатанный валунник:</b>
	<i>500—1000</i>	<i>крупный</i>	<i>крупный</i>	<i>крупный</i>
	<i>250—500</i>	<i>средний</i>	<i>средний</i>	<i>средний</i>
	<i>100—250</i>	<i>мелкий</i>	<i>мелкий</i>	<i>мелкий</i>
	<b>10—100</b>	Галька (щебень):	<b>Галечник:</b>	<b>Щебенка:</b>
<i>50—100</i>	<i>крупная</i>	<i>крупный</i>	<i>крупная</i>	
<i>25—50</i>	<i>средняя</i>	<i>средний</i>	<i>средняя</i>	
<i>10—25</i>	<i>мелкая</i>	<i>мелкий</i>	<i>мелкая</i>	
Песчаные	<b>1—10</b>	Гравий (дресва):	<b>Гравийник:</b>	<b>Дресвяник:</b>
	<i>5—10</i>	<i>крупный</i>	<i>крупный</i>	<i>крупный</i>
	<i>2,5—5</i>	<i>средний</i>	<i>средний</i>	<i>средний</i>
	<i>1—2,5</i>	<i>мелкий</i>	<i>мелкий</i>	<i>мелкий</i>
Песчаные	<b>0,1—1</b>	Песок:	<b>Песок:</b>	
	<i>0,5—1</i>	<i>крупный</i>	<i>крупнозернистый</i>	
	<i>0,25—0,5</i>	<i>средний</i>	<i>среднезернистый</i>	
Алевритовые	<b>0,01—0,1</b>	Алеврит:	<b>Алеврит:</b>	
	<i>0,05—0,1</i>	<i>крупный</i>	<i>крупнозернистый</i>	
	<i>0,025—0,05</i>	<i>средний</i>	<i>среднезернистый</i>	
Пелитовые	<b>&lt;0,01</b>	Пелит	<b>Глина</b>	

Примечание: без скобок даны названия окатанных обломков, в скобках – угловатых.

**Песчаные породы**, – *псаммиты*, относятся к наиболее распространенным обломочным образованиям, слагая вместе с алевритовыми породами многокилометровые толщи. К ним относится более половины коллекторов нефти и газа, особенно в нефтегазоносных комплексах кайнозойского возраста. С песчаными породами связаны такие гигантские нефтегазовые месторождения как Боливар, Панхэндл-Хьюгтон, Прадхо-Бей, Ромашкино, Самотлор и др.

Песчаные породы состоят на 50 % и более из частиц размером 0,1-1,0 мм и подразделяются на крупно-, средне- и мелкозернистые (табл. 7, 8). Структуры песчаных пород псаммитовые, псефопсаммитовые, алевропсаммитовые. В измененных песчаниках наблюдаются мозаичные конформно-регенерационные и бластопсаммитовые структуры. Структуры цементирующего материала весьма разнообразны. Из наиболее распространенных типов цемента, – базального, порового, контактового и пленочного наиболее важны в нефтегазовой геологии два последние, определяющие повышенную пористость песчаников. Текстуры песчаников весьма разнообразны. Для них характерны различные виды слоистости, гиероглифы, следы жизнедеятельности животных и т. п.

Классификация цементированных обломочных пород [17]

Группа пород	Размер обломков, мм	Название обломков	Цементированные породы	
			Окатанные обломки	Угловатые обломки
Грубообломочные	<b>&gt;1000</b>	Глыба	<b>Глыбовый конгломерат</b>	<b>Глыбовая брекчия</b>
	<b>100—1000</b>	Валун:	<b>Валунный конгломерат:</b>	<b>Валунная брекчия:</b>
	<i>500—1000</i>	<i>крупный</i>	<i>крупновалунный</i>	<i>крупновалунная</i>
	<i>250—500</i>	<i>средний</i>	<i>средневалунный</i>	<i>средневалунная</i>
	<i>100—250</i>	<i>мелкий</i>	<i>мелковалунный</i>	<i>мелковалунная</i>
	<b>10—100</b>	Галька (щебень):	<b>Конгломерат:</b>	<b>Брекчия:</b>
<i>50—100</i>	<i>крупная</i>	<i>крупногалечный</i>	<i>крупнощебеночная</i>	
<i>25—50</i>	<i>средняя</i>	<i>среднегалечный</i>	<i>среднещебеночная</i>	
<i>10—25</i>	<i>мелкая</i>	<i>мелкогалечный</i>	<i>мелкощебеночная</i>	
Песчаные	<b>1—10</b>	Гравий (дресва):	<b>Гравелит:</b>	<b>Дресвит:</b>
	<i>5—10</i>	<i>крупный</i>	<i>крупнообломочный</i>	<i>крупнообломочный</i>
	<i>2,5—5</i>	<i>средний</i>	<i>среднеобломочный</i>	<i>среднеобломочный</i>
	<i>1—2,5</i>	<i>мелкий</i>	<i>мелкообломочный</i>	<i>мелкообломочный</i>
Песчаные	<b>0,1—1</b>	Песок:	<b>Песчаник:</b>	
	<i>0,5—1</i>	<i>крупный</i>	<i>крупнозернистый</i>	
	<i>0,25—0,5</i>	<i>средний</i>	<i>среднезернистый</i>	
Алевритовые	<b>0,01—0,1</b>	Алеврит:	<b>Алевролит:</b>	
	<i>0,05—0,1</i>	<i>крупный</i>	<i>крупнозернистый</i>	
	<i>0,025—0,05</i>	<i>средний</i>	<i>среднезернистый</i>	
Пелитовые	<b>&lt;0,01</b>	Пелит	<b>Аргиллит</b>	

Примечание: без скобок даны названия окатанных обломков, в скобках – угловатых.

В строении песчаных пород принимают участие преимущественно обломки аллотигенных минералов, хотя могут встречаться и обломки микрозернистых пород. Состав обломков крайне разнообразен и положен в основу минералогической классификации пород. Выделяют мономиктовые, олигомиктовые и полимиктовые породы (рис. 1).

*Полимиктовые* разности представлены аркозами, граувакками и породами смешанного состава. Их общий признак – пониженное содержание основного компонента (<80%) или отсутствие такового, причем несколько компонентов могут присутствовать примерно в равных количествах. Аркозовые песчаные породы или *аркозы* образуются за счет продуктов разрушения гранитов, гнейсов и других близких по составу пород. Цемент сложен гидрослюдой, каолинитом или карбонатами.

*Граувакками* называют песчаники, содержащие кварц и обломки различных горных пород в количестве не менее 20% каждого компонента. В обломках часто встречаются глинистые, глинисто-кремнистые и углисто-

кремнистые сланцы, андезиты, базальты и другие эффузивы. Постоянной примесью в граувакках являются полевые шпаты и слюды. Обломки часто слабо сортированы и плохо окатаны. Цементом служат глина и продукты изменения аллотигенных минералов: серицит, хлорит, цеолиты и др. Переходные породы между аркозами и граувакками представляют собой *литоидные (литические) аркозы* или смешанные породы, в составе которых все три компонента (обломки пород, кварц и полевой шпат) содержатся в количестве более 20%, – *аркозо-граувакки*.

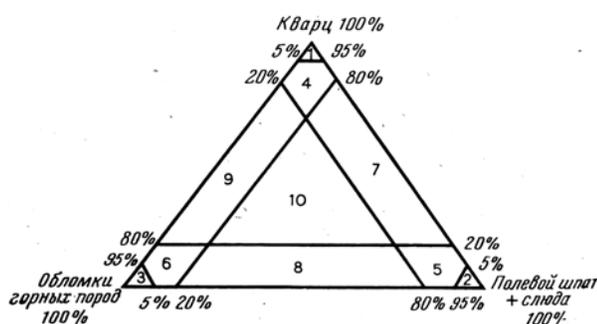


Рис. 1. Классификация песчаных и алевритовых пород (по Н.В. Логвиненко, 1967)

Мономинеральные или мономиктовые: 1 – кварцевые; 2 – полевошпатовые; 3 – литоидные. Олигомиктовые: 4 – полевошпатово-кварцевые; 5 – кварцево-полевошпатовые; 6 – кварцево-литоидные. Полиминеральные или полимиктовые: 7 – аркозовые; 8 – литоидные аркозы; 9 – граувакковые; 10 – породы смешанного состава – аркозо-граувакки

Существует понятие зрелости песчаных пород, отраженной в соотношении химически устойчивого кварца и менее устойчивых полевых шпатов: при содержании полевых шпатов менее 25% породы считаются химически зрелыми. Физическая зрелость обломочного материала выражена в степени его сортированности и окатанности. Степень структурной зрелости определяется соотношением объемов обломочной части и цемента. Породы, содержащие более 15% цемента, считают незрелыми и называют *вакками*, в отличие от более "чистых" *аренитов*.

**Алевритовые породы** представлены различными рыхлыми отложениями – *алевритами* и сцементированными породами – *алевролитами*, сложенными на 50 % и более частицами размером 0,01-0,1 мм. Они отличаются от псаммитов более высокой долей устойчивых аллотигенных минералов – кварца, мусковита, халцедона, и пониженными содержаниями щелочных полевых шпатов, плагиоклазов и обломков пород. В них больше глинистого материала, органического вещества, акцессорных минералов, оксидов и гидроксидов железа. По минеральному составу среди алевритовых пород, как и среди песчаных, выделяют мономинеральные, олигомиктовые и полимиктовые разновидности. Вместе с тем, среди них не встречаются литоидные разновидности и граувакки, относительно редки аркозы. Состав и типы цемента такие же, как в песчаниках.

Алевритовые структуры делят на крупно-, средне- и мелкозернистые (табл. 7). Текстуры алевритовых пород слоистые и неслоистые. Слоистость обычно тонкая, горизонтальная, реже косая, волнистая или диагональная. Мощность пакетов и слоев в алевритовых породах значительно меньше, чем в песчаных. Часто встречаются микрослоистые и ориентированные текстуры, выраженные в параллельном расположении чешуек глинистых и слоистых минералов.

**Смешанные породы** состоят из обломков различных фракций, особенно песчаной, алевритовой и пелитовой, содержание которых примерно одинаково. Такими являются отложения красноцветных, молассовых, граувакковых, флишевых и ледниковых толщ (табл. 9). Совершенно несортированные разности смешанных

Таблица 9

Классификация пород смешанного состава [17]

Содержание песка, %	Порода ряда песчаник – алевролит	Содержание алеврита, %	Порода ряда алевролит – глина	Содержание глины, %
95-100	Песчаник	0-5	Глина	95-100
75-95	Песчаник алевритистый	5-25	Глина алевритистая	75-95
50-75	Песчаник алевритовый	25-50	Глина алевритовая	50-75
25-50	Алевролит песчаный	50-75	Алевролит пелитовый	25-50
5-25	Алевролит песчанистый	75-95	Алевролит пелитистый	5-25
0-5	Алевролит	95-100	Алевролит	0-5

пород, в которых три и более компонента содержатся примерно в равных количествах, называют *хлидолитами* или *паттумами*.

#### КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА, ОЦЕНОЧНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

Обломочные породы являются самыми распространенными коллекторами. В этой группе не имеют серьезного промышленного значения псефиты, редко играют роль коллекторов крупнозернистые песчаные породы и мелкозернистые алевритовые. Типичные представители обломочных пород-коллекторов – мелкозернистые пески и песчаники, крупнозернистые алевриты и алевролиты.

Нефтегазоносные обломочные породы-коллекторы имеют ведущее значение в России и США, на Ближнем Востоке преобладают карбонатные породы-коллекторы. На территории России к началу 2000 г. открыто 1649 нефтяных месторождений и 764 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. Наиболее известные нефтяные и газонефтяные месторождения в обломочных коллекторах: Самотлорское, Мамонтовское, Сургутское (Западная Сибирь), Гуймазинское, Бавлинское, Ромашкинское (Волго-Уральская провинция), Эхабинское и Тунгорское (Сахалин); газовые месторождения: Уренгойское, Губкинское, Заполярное (Западная Сибирь), Пелагиаднинское, Рашеватское, Тахта-Кугультинское (Ставропольский край), Ле-

нинградское и Березанское (Азово-Кубанская область). Самым большим месторождением нефти является Самотлорское, а газа – Уренгойское. Перспективы открытия новых месторождений в обломочных породах связаны с районами Западной и Восточной Сибири, севера европейской части страны, Прикаспийской впадины и с акваториями арктических и дальневосточных морей. Не исчерпали полностью своих возможностей терригенные коллекторы старых нефтегазодобывающие провинций – Тимано-Печорской, Предкавказско-Крымской и других.

Геологические тела, сложенные обломочными породами-коллекторами, представляют собой слои, линзы, пачки тонкого переслаивания песчаных, алевритовых и глинистых слоев. Они формируются в различных тектонических обстановках и климатических условиях. Наиболее распространенные генетические типы обломочных коллекторов – морские, дельтовые, речные и эоловые отложения.

Формирование коллекторских свойств обломочных пород начинается уже на ранних стадиях литогенеза, когда определяется состав, способ, длительность и дальность переноса обломочного материала физико-химические и гидродинамические условия осаждения и преобразования осадка. Условия образования отражаются на размере, форме, сортированности обломков, имеющих большое значение для емкостных и фильтрационных свойств терригенных пород. Большое влияние на коллекторские свойства терригенной породы оказывают процессы дифференциации и сортировки обломков во время переноса и осаждения. Более крупнозернистые породы обладают более крупными порами, а более окатанные обломки определяют правильную изометрическую форму пустот и однородность порового пространства. Постседиментационные процессы способствуют преимущественно сокращению свободного порового пространства терригенных пород вследствие их уплотнения и цементации. Первичный цемент (глинистый, карбонатный, железистый и др.), накапливаясь вместе с обломочным материалом, уменьшает пористость породы

**Типы коллекторов.** Первичная седиментогенная межзерновая пористость, катагенная трещиноватость и их сочетание обуславливают проявление в обломочных породах трех основных типов коллекторов: порового, трещинного и смешанного.

*Поровый тип* коллекторов распространен очень широко и характеризуется межзерновым видом пор. Их размер в идеализированных породах, состоящих из изометричных зерен одного размера, в зависимости от способа укладки частиц и при отсутствии цемента составляет 0,154-0,414 диаметра зерен. Теоретически в мелкозернистом песчанике размер пор при самых благоприятных условиях может варьировать от 0,015 до 0,1 мм, а в крупнозернистом – от 0,15 до 0,4 мм. В реальных породах размер пор меньше. Это определяется сортированностью обломков, содержанием и распределением в породе цемента, уплотнением, минеральными новообразованиями, регенера-

цией и растворением аллотигенных минералов. Влияние всех этих факторов возрастает с глубиной.

Форма пор в обломочных породах весьма разнообразна. В случае однородных окатанных обломков при отсутствии цемента поры представляют собой сложный многоугольник, ограниченный гладкими криволинейными поверхностями. Слабая окатанность обломочных частиц усложняют форму и поверхность пор. В породах, содержащих небольшое количество цемента, распределенного равномерно, поры имеют более или менее округлую форму.

Поровый тип коллектора является первичным и очень характерен для песчаных и алевритовых пород, залегающих на небольших глубинах. На больших глубинах (>4 км) такие коллекторы встречаются значительно реже и преимущественно в молодых отложениях.

*Трещинный тип* коллекторов выделяют в случае ведущей роли трещинного вида порового пространства. Характерной особенностью этого типа коллекторов является низкая пористость (от долей до 1,5-2 %, максимум 3-3,5 %) и широкий диапазон колебаний проницаемости –  $n \cdot 10^{-17}$  до  $n \cdot 10^{-11} \text{ м}^2$ . Трещины в обломочных коллекторах имеют различную природу, – тектоническую, литогенетическую или гидроразрывную. Раскрытость трещин очень небольшая, – доли миллиметра, реже первые миллиметры, при этом смещения пород вдоль трещин обычно не наблюдается. Ориентировка, плотность и густота трещин могут быть различными.

Тектонические трещины группируются в системы по залеганию, возрасту и раскрытости. Они нередко ветвятся, что приводит к увеличению их плотности и густоты. Ориентировка трещин определяется не только направлением тектонических напряжений, но и литологическим составом пород. Густота трещин нередко зависит от мощности слоев: чем меньше мощность тем, при прочих равных условиях, интенсивнее трещиноватость.

Литогенетические трещины отличаются пологоволнистой морфологией и ориентировкой, параллельной наслоению. Они наиболее характерна для толщ тонкого переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов. Трещины гидроразрыва (авторазрыва) возникают на больших глубинах на стадии катагенеза в результате развития аномально высоких пластовых давлений, превышающих нагрузку вышележащих пород. Они характеризуются неравномерным распределением и незначительными размерами, нередко затухая на расстояниях в несколько сантиметров.

Трещинный тип коллектора по своей природе вторичен. Он возникает в сильно уплотненных, хрупких обломочных породах, залегающих на больших глубинах или деформированных под действием стресса. Трещиноватость разного генезиса может сочетаться в одном коллекторе и преобразовываться вследствие позднейших тектонических и гидроразрывных воздействий. Со временем трещины могут быть залечены минеральным веществом или закрыты вследствие механических напряжений. В результате трещинный коллектор перестает существовать.

*Смешанный (сложный) тип* коллекторов выделяется в обломочных породах в случае сочетания межзерновых и трещинных пор. Такие коллекторы возникают в первично трещиноватых и пористых породах или породах, испытавших на больших глубинах уплотнение и деформированных, но частично сохранивших (или приобретших вновь) межзерновую пористость. Сочетание трещин с межгранулярными порами существенно повышает емкостные и, особенно, фильтрационные свойства пород.

**Факторы коллекторских свойств.** Объем порового пространства в обломочных породах колеблется в широких пределах, – от долей до 50 %. Проницаемость терригенных коллекторов наиболее часто находится в пределах  $10^{-14}$ - $10^{-12}$  м<sup>2</sup>, поднимаясь в некоторых трещинных коллекторах до  $10 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup> и снижаясь в сильно уплотненных разностях песчаников и алевролитов до величины  $10^{-17}$  м<sup>2</sup> и менее. Коллекторские свойства обломочных пород определяются размером, формой и сортированностью обломков, составом и структурой цемента, характером вторичных преобразований и слоистостью агрегата.

*Размер обломков* отражается на пористости и проницаемости пород неоднозначно. Величина общей пористости не зависит от размера обломочных частиц, однако, чем больше их размер, тем крупнее поры и наоборот. Размер межзерновых пор, в свою очередь, существенно влияет на проницаемость агрегата: чем крупнее поры, тем выше проницаемость (табл. 10). В реальных терригенных породах, где размер пор варьирует в широких пределах, фильтрация осуществляется только по наиболее крупным порам. Мелкие поры (<1-2 мкм) заполнены физически связанной водой и практически непроницаемы. В случае преобладания в породе крупных пор (50 мкм и более) поры диаметром 20-30 мкм и менее в фильтрации практически не участвуют.

*Форма зерен*, в частности их окатанность, также отражаются на величине проницаемости пород. При прочих равных условиях породы, сложенные изометричными окатанными частицами, обладают большей проницаемостью, чем сложенные изометричными неокатанными. Форма и степень окатанности обломков существенно не отражаются на величине пористости агрегата. В случае рыхлой упаковки угловатых обломков пористость агрегата может превосходить на несколько процентов пористость породы, сложенной окатанными зернами. Но в реальных породах промежутки между угловатыми зернами заполняются мелкими обломками, и пористость заметно снижается.

Наличие в песчано-алевритовых породах уплощенных обломков слюды, хлорита и других минералов определяет сильную анизотропию проницаемости: в направлении, перпендикулярном к ориентировке табличек, она резко понижена, по сравнению с направлением, параллельным ориентировке. Пористость пород в этих случаях также является пониженной.

*Сортированность обломков* – важнейший литологический параметр обломочных пород-коллекторов. В общем виде чем однороднее частицы по величине, тем выше пористость пород. Прекрасно сортированные породы приближаются по пористости к моделям агрегатов, сложенных одинаковыми

шарами, – до 26-47,6 %. Таковы, например, кайнозойские песчаные коллекторы в районах Грозного и Баку.

Таблица 10  
Связь коллекторских свойств кварцевых песков и алевритов с размером обломков  
(по А.А. Ханину, 1965)

Фракции, мм	Пористость открытая, %	Остаточная вода, % к объему пор	Пористость эффективная, %	Газопроницаемость, $n \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$		Снижение коэффициента проницаемости, % к абсолютной
				абсолютная	при остаточной воде	
0,25-0,20	35,00	5,0	33,2	26,79	24,99	7
0,20-0,15	35,71	6,5	33,4	14,79	13,06	12
0,15-0,10	34,58	7,5	32,0	7,73	7,02	11
0,10-0,08	36,10	13,0	31,5	1,46	1,19	18
0,08-0,075	34,00	24,0	25,8	0,55	0,34	39
0,075-0,065	34,58	50,0	17,3	0,10	0,04	60
<0,065	36,00	>50,0	16,0	0,09	0,01	89

Сортированность обломочных частиц отражается на плотности и проницаемости пород. С увеличением однородности зерен плотность пород несколько уменьшается, а проницаемость пород при прочих равных условиях возрастает. Это объясняется тем, что в сортированных породах отсутствует мелкообломочный заполнитель пор, способный уменьшать сечения каналов, увеличивать их извилистость и снижать таким образом пропускную способность агрегата.

*Тип цемента* заметно влияет на коллекторские свойства обломочной породы. Совершенно ясно, что чем большая часть пустот между зернами породы будет занята цементом, тем ниже будет пористость такой породы. Наименьшая пористость наблюдается в коллекторах с базальным и поровым типами цемента. Остальные типы соединения зерен предполагают наличие пористости той или иной величины, зависящей от содержания цемента.

Базальный тип цемента встречается в породах с содержанием цемента 40-50 %. Поровый и сгустковый типы цемента характерны для пород с содержанием цемента соответственно 25-40 % и менее 20 %. Пленочный и контактовый типы присущи породам, содержащим менее 25 % цемента. Колебание содержания цемента при одинаковых способах цементации объясняется разнообразием строения пород. При высокой степени сортированности обломочных зерен, их кубической укладке и слабой уплотненности пород для данного типа цементации требуется наибольшее количество цемента. Плохая сортированность обломков и ромбоэдрическая укладка не позволяют достичь какого-либо типа цементации при минимальном количестве цемента.

Цемент оказывает существенное влияние и на проницаемость обломочных пород. Чем больше цемента в породе, тем более извилисты, при прочих равных условиях, поровые каналы и мельче поры, тем слабее связь между порами и ниже проницаемость. В случае равномерного распределения це-

мента проницаемость оказывается ниже, чем в случаях ступчатого типа цементации, позволяющего части крупных пор оставаться открытыми.

*Состав цемента* влияет на коллекторские свойства пород. Особенно заметным является отрицательное влияние глинистой примеси в породах. Причем присутствие в составе глинистых минералов монтмориллонита, особенно склонного к разбуханию, усугубляет это явление. Например, двухпроцентная примесь монтмориллонита снижает проницаемость крупнозернистого песка в 10 раз, пятипроцентная – в 30 раз, а десятипроцентная делает породы практически непроницаемыми.

Установлено, что на небольших глубинах (до 1000-1500 м) при одинаковом содержании цемента пористость пород с глинистым цементом выше, чем у пород, сцементированных кальцитом. На глубине 2500-3000 м роль глинистого и известкового цементов становится примерно одинаковой. Проницаемость пород с глинистым цементом порового или базального типов вблизи поверхности незначительна – до  $1 \cdot 10^{-15} - 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , а на больших глубинах отсутствует. Песчаники и алевролиты с базальным и поровым кальцитовым цементом практически непроницаемы.

Существенное влияние на процессы цементации оказывает органическое вещество. Преобразование глинистых минералов в порах коллекторов при погружении пород практически не происходят, если глинистая масса пропитана органическим веществом. Замечено, что в породе-коллекторе, содержащей нефть, процессы цементации замедляются или даже прекращаются, продолжая развиваться за контуром природного резервуара. Нефть, являясь диэлектриком, тормозит электролитические процессы, обменные явления, во много раз замедляет вторичное изменение пород и как бы консервирует поровое пространство коллектора.

*Механическое уплотнение* обычно снижает качество коллекторов. Возрастающее с глубиной уплотнение ведет к более тесной укладке, изменению типов контактов зерен, – от точечных к механоконформным и сутурным. При этом происходит частичное дробление зерен и заполнение порового пространства продуктами дробления. С ростом удельной поверхности контактов пористость и проницаемость пород понижаются прогрессирующими темпами до определенного момента. При дальнейшем росте нагрузки жесткий скелет испытывает лишь упругие сжатия, переходящие в дальнейшем в разрушение.

Ухудшение коллекторских характеристик с глубиной в терригенных породах разного гранулометрического состава происходит разными темпами (рис. 2). Быстрее всего снижается пористость и проницаемость у пелитовых пород, а у песчаников и алевролитов – менее интенсивно и в зависимости от содержания глинистого материала. Снижение пористости на одной и той же глубине проявляется в обломочных породах с глинистым цементом в значительно большей мере, чем в породах с кремнистым цементом. При прочих равных условиях более заметное уменьшение пористости происходит в плохо сортированных породах, например, в глинистых алевролитах. Имеет значение количество и распределение цемента. Степень уплотнения обломоч-

ных пород определяется также составом зерен: граувакки уплотняются в большей степени, чем аркозовые или тем более кварцевые.

По степени уплотнения выделяют три основные группы коллекторов.

I – свободнопоровые коллекторы: залегают на малых глубинах; вода из соседних глин не отжата; преобладают контактовый и пленочный типы цемента; характерны высокие значения общей пористости, пористости насыщения и проницаемости.

II – цементнопоровые коллекторы: поровое пространство в значительной степени занято цементирующим веществом; характерен базальный тип цемента; встречаются в условиях фациальных переходов от обломочных к глинистым и карбонатным породам; поры мелкие, локализуются между цементом и обломками.

III – реликтивно-поровые коллекторы: свойственны для нижней зоны катагенеза; развиты явления растворения и взаимного внедрения зерен; характерны сутурные и микростилолитовые швы; типичный цемент – регенерационный или коррозионный; поры отсутствуют или небольшие, часто щелевидные; нередко развивается мелкая трещиноватость.

*Вторичное минералообразование* на стадиях диагенеза и катагенеза изменяет ранее сформированные коллекторские свойства пород. Общая минерализация пластовых вод увеличивается с глубиной вследствие разложения аллотигенных минералов, смешения с инфильтрационными и глубинными водами. Если у поверхности она равна сотням миллиграммов или нескольким граммам на литр, то на глубине около 2 км может достигать 150-200 г/л и больших значений. В результате повышения концентрации или снижения температуры и давления в осадок начинают выпадать труднорастворимые соединения. В наиболее массовых количествах происходит выпадение карбонатов: они образуют первичный цемент или замещают уже существующее цементирующее вещество. Затем выделяются новообразованные сульфаты и минералы кремнезема.

Аутигенный кварц в терригенных породах образует в основном каемки регенерации, уменьшающие размеры пор и каналов. Породы, в которых регенерационный кварц полностью занял межзерновое пространство, перестают быть коллекторами. Аналогичные последствия влечет за собой выделение вторичного кальцита. В меньших масштабах закупоривание пор связано с образованием ангидрита, доломита и гипса. Закрывание пор новообразованными минералами происходит на глубинах 2000-3000 м.

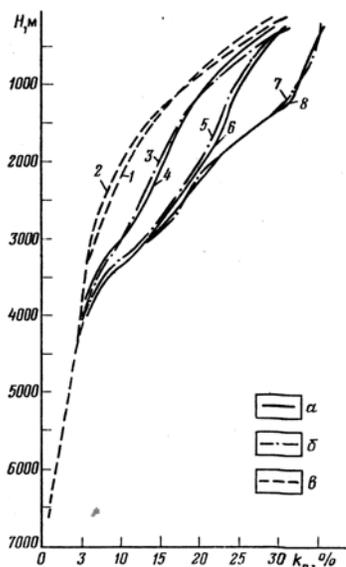


Рис. 2. Изменение открытой пористости терригенных пород с глубиной [17]

Породы: а – песчаные, б – алевролитовые, в – глинистые. Содержание фракции мельче 0,01 мм: 1 – >80 %, 2 – 60-80 %; содержание цемента: 3, 4 – 30-50 %; 5, 6 – 10-30 %, 7, 8 – <10 %

Иногда в поровом пространстве в терригенных породах развивается хлоритизация, каолинизация и гидрослюдизация. Чешуйки слоистых силикатов занимают небольшую часть порового пространства и не оказывают существенного влияния на коллекторские параметры. Однако при интенсивном отборе нефти происходит *кольматация*: жидкость вымывает таблички аутигенных минералов и они задерживаются у сужений поровых каналов. При этом общая пористость пород остается прежней, а открытая пористость и проницаемость резко падают.

*Растворение неустойчивых минералов* и удаление продуктов реакции способствуют повышению коллекторских свойств пород. В песчаниках и алевролитах из наиболее неустойчивых минералов распространены кальцит, доломит и ангидрит, слагающие цементирующую часть пород. При определенных условиях цемент может быть полностью растворен, и растворы покинут терригенную толщу. Например, в Зареченской скважине Г-1 (Прикаспийская впадина) на глубине 2580-

2585 м зафиксирован факт повышения открытой пористости плотных песчаников за счет выноса кальцита до 25,13 %; проницаемость повысилась при этом до  $365 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

Растворение цемента приводит к повышению коллекторских свойств только в породах с жестким каркасом, то есть при поровой, пленочной или ступенчатой цементации. При растворении базального цемента, предполагающего разобщенность обломочных зерен, коллекторский эффект бывает различным. То же можно сказать о случаях растворения обломочных зерен под давлением с образованием механоконформных структур.

Растворение аутигенных минералов контролируется составом флюидов. Растворению кальцита благоприятствует углекислота, образующаяся в водной среде при разложении органического вещества, восстановлении гидроокислов железа, сульфатов железа и кальция. В случае заполнения пустот породы нефтью, не содержащей воды и химически активных компонентов, процессы растворения неустойчивых минералов протекают вяло или не протекают вовсе, что способствует сохранению первичных коллекторских свойств. В зоне водонефтяного контакта возможно химическое взаимодействие флюидов, направленное на окисление нефти, образование углекислоты и повышение растворяющей способности растворов по отношению к кварцу, кальциту и доломиту. На растворимость карбонатов влияет также рН среды: чем кислее воды, тем интенсивнее растворяется цемент.

*Слоистость* – важнейший признак осадочных пород, определяет их коллекторскую анизотропию. Массивные и грубослоистые терригенные породы обладают одинаковыми коллекторскими свойствами во всех направлениях. Тонко- и микрослоистые песчаные и алевритовые породы имеют значительно меньшую проницаемость в направлении, перпендикулярном к наслоению, чем вдоль наслоения. Различие может достигать десятикратной и даже стократной величины.

**Оценочная классификация коллекторов.** Обломочные породы-коллекторы встречаются практически повсеместно. По данным различных авторов, из них добывается более половины углеводородов, хотя существует тенденция к снижению их роли на глубинах свыше 4,0-4,5 км. Поэтому вопрос оценочной классификации этих коллекторов имеет большое практическое значение. Поскольку существует большое количество факторов, определяющих коллекторские свойства, создать удовлетворительную классификацию очень трудно. Выделяемые в существующих классификациях подразделения не имеют универсального значения, так как представление о коллекторах изменяется. Новые технические средства позволяют вовлекать в разработку коллекторы, еще недавно считавшиеся некондиционными.

Задача оценочной классификации состоит в том, чтобы разделить промышленные нефтегазоносные и непромышленные породы-коллекторы, из которых добыча углеводородов на современном этапе невозможна. Для газа в связи с его подвижностью категория промышленных коллекторов расширяется. Более дробное деление проводят, используя различные коллекторские характеристики пород. Наиболее известны классификации П.П. Авдусина и М.А. Цветковой (1938), Г.И. Теодоровича (1942, 1958), Ф.А. Требина (1945) П.Дж. Джонса (1947), А.Г. Алиева (1952). В настоящее время наиболее широко используется классификация А.А. Ханина (табл. 11), в основу которой положены гранулометрический состав и соответствующие наиболее вероятные коллекторские свойства.

В последние годы создаются классификации коллекторов, использующие большое количество признаков: минеральный состав обломочной части и цемента, сортированность зерен, количество и тип цемента, проницаемость, пористость (эффективную или открытую), электрическое сопротивление и другие. Вероятно, дальнейшее развитие оценки коллекторов будет идти по пути создания частных классификаций для отдельных подгрупп обломочных пород и детализации их литологических особенностей.

Оценочная классификация песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа с межзерновой пористостью [22 ]

Класс коллектора	Название породы	Пористость эффективная (полезная емкость), %	Проницаемость по газу, $\text{н} \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Проницаемость коллектора
I	Песчаник среднезернистый	16,5	1	Очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	20		
	Алеврит крупнозернистый	23,5		
	Алеврит мелкозернистый	29		
II	Песчаник среднезернистый	15-16,5	0,5-1	Высокая
	Песчаник мелкозернистый	18-20		
	Алеврит крупнозернистый	21,5-23,5		
	Алеврит мелкозернистый	26,5-29		
III	среднезернистый	11-15	0,1-0,5	Средняя
	Песчаник мелкозернистый	14-18		
	Алеврит крупнозернистый	16,8-21,5		
	Алеврит мелкозернистый	20,5-26,5		
IV	Песчаник среднезернистый	5,8-11	0,01-0,1	Пониженная
	Песчаник мелкозернистый	8-14		
	Алеврит крупнозернистый	10-16,8		
	Алеврит мелкозернистый	12-20,5		
V	Песчаник среднезернистый	0.5-5,8	0.001-0,01	Низкая
	Песчаник мелкозернистый	2-8		
	Алеврит крупнозернистый	3,3-10		
	Алеврит мелкозернистый	3.6-12		
VI	Песчаник среднезернистый	0,5	<0,001	Обычно не имеет промышленного значения
	Песчаник мелкозернистый	2		
	Алеврит крупнозернистый	3.3		
	Алеврит мелкозернистый	3,6		

## КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

### СОСТАВ, СТРОЕНИЕ, ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

Карбонатные породы, наряду с обломочными и глинистыми, относятся к числу наиболее распространенных осадочных образований, составляя 15-20 % объема стратисферы. Они залегают в виде слоев мощностью сотни и тысячи метров, образуют прослои, линзы и конкреции в терригенных и глинистых толщах.

Карбонатные породы классифицируют по генезису и минеральному составу. По генезису выделяют обломочные, органогенные и хемогенные породы. Некоторые карбонатные породы настолько перекристаллизованы, что установить их происхождение не представляется возможным. По минеральному составу различают кальцитовые, доломитовые и переходные (смешанные) породы (рис. 3). Собственно карбонатные породы ряда доломит – известняк делят по содержанию доломита на известняки (0-5 %), известняки доломитистые (5-25 %), известняки доломитовые (25-50 %), доломиты известковые (50-75 %), доломиты известковистые (75-95 %) и доломиты (95-100 %).

Главными породообразующими минералами карбонатных пород являются кальцит и доломит. Менее распространены анкерит, сидерит, магнезит,

железисто-магнезиальные карбонаты, а в четвертичных и неогеновых отложениях – арагонит и высокомагнезиальный кальцит. В породах смешанного состава важными компонентами становятся глинистые минералы, аутигенные кварц, халцедон, опал, ангидрит и др. В некоторых разностях карбонатных пород встречаются песчаная и алевритовая примесь, тонкодисперсное углистое и битуминозное органическое вещество.

Структуры хемогенных пород зернистые и сфероагрегатные (оолитовая, сферолитовая и др.). Зернистые структуры делят по размеру кристаллов на крупнозернистые (>0,5 мм), среднезернистые (0,1-0,5), мелкозернистые (0,05-0,1), тонкозернистые (0,01-0,05) и микрозернистые или пелитоморфные (<0,01 мм). Среднезернистая и крупнозернистая структуры являются вторичными и возникают почти исключительно в результате катагенетических процессов, мелкозернистая структура имеет диагенетическое происхождение, пелитоморфные структуры образуются на стадии седиментогенеза. Органогенные породы имеют биоморфную (ракушняковая, биогермная, онколитовая и т.д.) или органогенно-обломочную (детритовая, шламовая) структуру. Структуры обломочных карбонатных пород псефитовые, псаммитовые, алевритовые, выделяемые по аналогии со структурами терригенных пород. Текстуры карбонатных пород слоистые, пятнистые, комковатые, сфероагрегатные, брекчиевидные, конгломератовидные; в перекристаллизованных известняках – массивные.

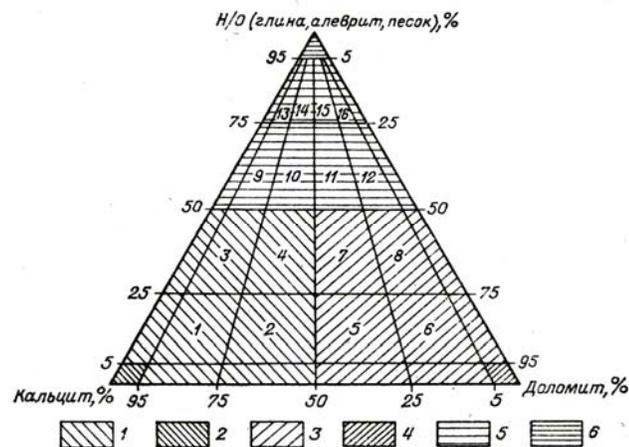


Рис. 3. Схема классификации карбонатных пород (по С.Г. Вишнякову, 1933 г.)

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 семейств

При всем многообразии карбонатных пород, наиболее распространены среди них известняки и доломиты, а среди смешанных пород – известково-доломитовые образования и мергели.

**Известняки** сложены на 50 % и более кальцитом, могут содержать доломит, магнезит, глинистые минералы, тонкодисперсное органическое веще-

ство, а также алевритовый и песчаный материал. Доломит в известняках часто образуется в стадию катагенеза, замещая кальцит. Такие породы называют доломитизированными известняками, подчеркивая вторичность их состава. Физические свойства известняков изменяются в широких пределах – от очень плотных, прочных до пористых и непрочных.

Первичные текстуры обычно массивные или слоистые. В постседиментационный период развиваются стилолитовая и фунтиковая текстуры. Структуры известняков определяются генезисом пород и используются при их классификации. Выделяют обломочные, органогенные, хемогенные и измененные известняки.

*Обломочные известняки* состоят на 50 % и более из обломков известняков более древнего возраста (терригенные известняки, экстракласты) или из продуктов размыва уплотненных карбонатных осадков (внутриформационные известняки, интракласты). В них могут присутствовать обломки раковин и оолитов, песчаный, алевритовый и глинистый материал. Обломки имеют разную форму и размер и несут следы механической обработки. По размеру обломков различают известняковые брекчии, конгломераты, песчаники и алевролиты. В американской литературе известняки, сложенные обломками размером 0,06-2 мм, получили название *калькаренитов*. Цементом служит пелитоморфный или зернистый кальцит.

*Органогенные известняки*, называемые также биогенными, биоморфными, составляют большую часть карбонатных пород фанерозоя. Они состоят на 50 % и более из цельных кальцитовых, реже арагонитовых остатков организмов или детрита. В них присутствует значительная доля хемогенного кальцита, иногда доломит и органическое вещество. Биоморфные известняки выделяются среди других разновидностей небольшим содержанием глинистого и обломочного материала. По степени сохранности органических остатков известняки разделяют на органогенные и органогенно-обломочные.

Видовой состав организмов находит отражение в названии биогенных известняков: известняки-ракушечники, брахиоподовые, фораминиферовые, водорослевые известняки. Раковины и детрит цементируются пелитоморфным и зернистым кальцитом. Ракушечники и детритовые известняки обычно пористые, фораминиферовые известняки довольно плотные, почти нацело сложенные раковинами. Известняки, образованные прижизненными скоплениями прикрепленных организмов, получили название *рифовых (биогермных, риф-рок)*. Различают коралловые, устричные, мшанковые известняки. Молодые рифовые породы пористые и кавернозные, древние – нередко перекристаллизованные и плотные. Благодаря своей пористости, рифогенные породы служат прекрасными коллекторами нефти и газа. В протерозое и нижнем палеозое распространены строматолитовые и онколитовые известняки и доломитовые известняки.

*Органогенно-обломочные известняки* представляют собой породы, состоящие из обломков органогенных известняков и обломков раковин и других скелетных образований (детритовые известняки). Они разнообразны по

физическим свойствам, часто содержат глинистую и терригенную примесь. Наиболее часто встречаются пеллециподовые, криноидные, брахиоподовые, коралловые и водорослевые разности. Органогенные остатки сцементированы хемогенным кальцитом различной зернистости. Степень дробления органогенных остатков различна.

*Хемогенные известняки* представлены микрозернистыми, пелитоморфными, оолитовыми и псевдооолитовыми разностями. *Пелитоморфные* известняки состоят из зерен кальцита диаметром менее 0,01 мм, форма зерен неправильная, лапчатая. Наряду с хемогенным кальцитом в них могут присутствовать кальцитовые и арагонитовые остатки фауны и флоры, а также алеврит, песок, глинистые частицы и обугленное тонкодисперсное органическое вещество. Первичная микрозернистая (пелитоморфная) структура при погружении породы на умеренные и большие глубины превращается в более крупнозернистую.

*Оолитовые известняки* состоят из шаровидных или эллипсоидальных концентрически-зональных образований размером 0,1-1,0 мм и крупнее, состоящих из кальцита. В конкретной карбонатной породе величина оолитов примерно одинакова. Перекристаллизация оолитов ведет к превращению их в сферолиты с тонкой радиально-лучистой структурой, слагающих *псевдооолитовые* известняки.

*Измененные известняки* возникают из известняков различного происхождения вследствие перекристаллизации, доломитизации, окремнения, сульфатизации и катаклаза на стадиях катагенеза и метагенеза. В результате образуются кристаллически-зернистые и мраморизованные известняки: от мелкозернистых до крупнозернистых с размерами зерен более 1 мм. Характерной чертой этих пород являются наличие кремневых, баритовых и пиритовых конкреций, вкрапленности гипса, ангидрита, иногда целестина и флюорита. Неравномерное изменение пород может приводить к формированию пятнистых псевдообломочных известняков.

**Доломиты** сложены на 50 % и более доломитом, могут содержать кальцит различного происхождения. Они включают такие сингенетические минералы как гипс, ангидрит, иногда целестин, магнезит; встречаются стяжения кварца и халцедона, глинистые минералы, тонкодисперсное органическое вещество, а также алевритовый и песчаный материал. Доломиты делят, как и известковые породы на хемогенные, биогенные и обломочные.

*Хемогенные доломиты* относятся к числу наиболее распространенных. Текстура пород весьма однородная, структура зернистая, от микрозернистой до крупнозернистой, оолитовая или органогенная, отражающая происхождение агрегата.

*Биогенные доломиты* распространены незначительно. Наиболее известны рифейские водорослевые доломиты, представленные строматолитовыми разностями. Они слагают в карбонатных толщах крупные караваеобразные биогермы или мелких округлые тела. Структура пород микро- и тонкозернистая, тела водорослей сложены пелитоморфным доломитом. Водо-

рослевые доломиты отличаются высокой пористостью и кавернозностью, текстура таких пород тонкослоистая и пологоволнистая.

*Обломочные доломиты* встречаются относительно редко, в основном в палеозойских и докембрийских толщах. Они состоят из окатанных или угловатых обломков более древних доломитовых пород, сцементированных доломитом. Размер и степень окатанности обломков может варьировать в широких пределах.

**Карбонатные породы смешанного состава** включают известково-доломитовые породы, мергели, кремнистые и углистые известняки и доломиты. Смешанные породы, содержащие два и более карбоната в количестве не менее 5 %, встречаются в толщах известняков и доломитов в виде пластообразных и неправильных тел небольшой мощности. Главный способ их образования – диагенетическая доломитизация и кальцитизация карбонатных осадков, реже – катагенетическая минерализация пород. Кремнистые известняки содержат до 50% халцедона, опала и кварца. Это породы высокой прочности, часто включающие компактные выделения минералов кремнезема (жеоды, конкреции). При более высоком содержании кремнезема (от 50 до 95%) кремнистые известняки переходят в известковые силициты. Из всех переходных пород наиболее распространены известково-глинистые – мергели.

*Мергели* – это микрозернистые, мягкие, реже твердые скальные породы, сложенные микрозернистым кальцитом, гораздо реже доломитом (доломитовые мергели), и тонким глинистым материалом. Содержание глинистого материала составляет 25-50 %; при увеличении его количества до 50-75 % мергели называют глинистыми. Глинистое вещество, представленное обычно монтмориллонитом и гидрослюдой, распределено в породе равномерно, иногда образует тонкие прослои. В составе глинистого материала присутствует пелит, представленный преимущественно частицами кварца и опала. Зачастую мергели содержат ходы илоедов и остатки фораминифер, кокколитофорид и другой органики.

Структура мергелей пелитоморфная, алевропелитовая, псаммопелитовая, текстура массивная или слоистая. Они образуют мощные грубослоистые толщи, в которых чередуются с известняками, доломитами, мелом, реже с песчано-глинистыми породами.

#### КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА, ОЦЕНОЧНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

С карбонатными коллекторами связано больше трети мировых запасов нефти и газа. Прежде всего, выделяется Ближний Восток (свита асмари палеогена, меловые и верхнеюрские толщи). Карбонатные породы, относящиеся к категории крупно-каверновых коллекторов, обеспечивают крупнейшие суточные дебиты эксплуатируемых скважин – до 10000 баррелей (баррель – 159 л) на месторождениях Киркук, Майдан и Нафтун (Ирак), до 7000 баррелей – на месторождении Гхавар (Саудовская Аравия). Предполагается, что на Ближнем Востоке в коллекторах подобного типа сосредоточено около половины мировых запасов нефти. Богатые залежи нефти приурочены к рифам

мелового возраста в Мексике. В отдельных залежах рифового атолла Эль-Абра дебиты нефти превышали 28000 т/сут. Притоки такого масштаба являются непревзойденными. В США известны месторождения Пермского бассейна и района Лима-Индиана. Из крупных зарубежных месторождений в карбонатных коллекторах следует упомянуть Зелтен, Индрис, Ауджила (Ливия), Паса-Рика, Потреро-дель-Льяно (Мексика), Рейнбоу, Суон-Хиллс, Редутер (Канада), Скарри-Снайдер (США), Лак (Франция), Касим, Джая, Арун (Индонезия).

В России скопления углеводородов в карбонатных толщах распространены в Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Прикаспийской провинциях, Оренбургско-Актюбинском Приуралье, в Ставропольском крае и на Северном Кавказе. Наиболее известные месторождения нефти и газа в карбонатных породах: Оренбургское, Памятно-Сасовское (Поволжье), Вуктыльское, Западно-Тэбукское, Усинское (Тимано-Печорская провинция), Косчагыл, Каратон, Западно-Тепловское (Прикаспийская впадина), Ачикулакское (Ставрополье), Карабулакско-Ачалукское (Терско-Дагестанская провинция), Малоичское (Западная Сибирь).

Обнаружение новых нефтяных и газовых залежей возможно в карбонатных толщах Прикаспийской, Печорской впадин, Предуральского и Камско-Кинельского прогибов, а также на Сибирской платформе (венд-кембрий) и на шельфе. Так, в 1989 г. в Печорском море открыто Приразломное нефтяное месторождение, а в 1988 г. в Баренцевом море – Штокмановское газоконденсатное месторождение, являющееся уникальным по запасам: 3205,3 млрд куб. м газа и 30,98 млн т газового конденсата.

Карбонатные породы как коллекторы нефти и газа обладают специфическими особенностями. Их отличает от обломочных коллекторов преимущественно вторичный характер пустотного пространства и сильная изменчивость емкостных и фильтрационных свойств в пространстве. В органогенных разностях пород существует особый вид пустот – камеры скелетных остатков фораминифер, кораллов и других породообразующих организмов. В минералогическом отношении карбонатные породы довольно однообразны, но в структурно-текстурном отношении имеют гораздо больше разновидностей, чем терригенные породы.

Формирование пустот происходит на всех стадиях литогенеза: при образовании осадка, его преобразовании в породу, на стадии катагенеза и при выветривании породы. На каждой стадии формируется определенная структура пустотного пространства. При осаждении тонкозернистого карбонатного материала, как хемогенного, так и биогенного образуются пелитоморфные и микрозернистые известняки и доломиты, – высокопористые (порядка 70-80 %) и относительно равномернопористые, пластичные, с межзерновой или межформенной и внутрифформенной мелкой пористостью (размеры пустот тысячные доли миллиметра и менее). При отложении осадков, состоящих из форменных элементов, в них образуются внутрискелетные и межформенные пустоты. Их размер определяется размером и видом фауны, а их форма и со-

общаемость – морфологией и сортированностью фрагментов. Со стадиями катагенеза и гипергенеза связано формирование вторичных полостей, весьма характерных для карбонатных коллекторов.

**Типы коллекторов.** Типы пустотного пространства карбонатных пород весьма разнообразны по происхождению, размерам и форме (табл. 12). Первичная межзерновая, межформенная и внутриформенная пористость, вторичная пористость и трещиноватость, а также их сочетание обуславливают проявление в карбонатных породах трех основных типов коллекторов: порового, трещинного и смешанного.

Устанавливается весьма отчетливая связь коллекторских свойств с литологическими особенностями и происхождением пород. Наиболее благоприятными коллекторами *порового типа* являются органогенные, органогенно-обломочные и обломочные слабо сцементированные известняки. В органогенных известняках развиты внутрираковинные и межраковинные пустоты. В рифах выделяют «сетчатые» известняки, сложенные кораллами, мшанками, брахиоподами, с пористостью до 60 % и «губчатые» крупнодетритовые известняки с пористостью 40-45 %. Среди фитогенных известняков выделяют первично-пористые строматолиты, имеющие широкое развитие в породах кембрия и рифея. В биогермных породах, наряду с относительно небольшими внутрискелетными порами, формируются очень крупные каверны и пещеры размерами в метры.

Органогенно-обломочные известняки, как правило, обладают меньшими емкостными возможностями, по сравнению с биоморфными разностями. Пустоты (поры) органогенно-обломочных пород называются *межагрегатными*, так как внутренняя структура составных частей этих пород различна. Обломочные карбонатные породы по особенностям первичного пустотного пространства сходны с терригенными породами, но по склонности к вторичным процессам тяготеют к известнякам.

Таблица 12

Пустоты в карбонатных породах (по Ю.К. Булину, 1976)

По времени образования	Характер пустот
Первичные	Пустоты внутриформенные и межформенные. Поры в обломочных и оолитовых известняках Трещины литогенетические (наслоения, усыхания)
Вторичные, возникшие при: катагенезе	Межзерновые поры Пустоты растворения (каверны, полости стилолитовых швов, рифовые пещеры и пр.) Трещины катагенетические, образованные при доломитизации, гидроразрыве
тектогенезе гипергенезе	Трещины тектонические Полости карста пещеры и трещины, образованные при выветривании

Так же, как и в терригенных породах, в поровых карбонатных коллекторах важны форма, размер минеральных и скелетных фрагментов и их агре-

гатов, характер упаковки, количество и тип цемента. Они характеризуются проницаемостью более  $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , высокими значениями открытой пористости (20-30 %) и низким содержанием остаточной воды (10-15 %). Вода занимает небольшой объем пустотного пространства, поэтому эффективная пористость близка к открытой.

Хемогенные породы по особенностям пустот делят на три группы.

1. В оолитовых породах различают межоолитовое поровое пространство, трещины сокращения между и внутри концентров и отрицательные пустоты, образующиеся при выщелачивании оолитов. Оолитовые известняки довольно хорошие коллекторы, распространенные, например, в районах Поволжья.

2. В кристаллических известняках структура порового пространства межзерновая или каверново-поровая.

3. Пелитоморфные известняки обладают повышенной трещиноватостью, по сравнению с другими видами карбонатных пород. Уже при старении и обезвоживании исходных коллоидов в них возникают многочисленные литогенетические трещины. В них развиты стилолитовые швы, образующиеся при неравномерном растворении под давлением. Горизонты развития стилолитов зачастую являются наиболее продуктивными в разрезе. Хемогенные микрозернистые и пелитоморфные породы характеризуются высоким содержанием остаточной воды (обычно более 35 %, иногда более 50-70 %) и низкой величиной проницаемости ( $< 1-50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ). Эффективная пористость крайне низка (до 5-7 %). Такие породы становятся коллекторами в результате вторичных преобразований.

Пустоты, возникающие при постседиментационных процессах, являются в карбонатных породах преобладающими. Даже в рифовых массивах, где доля первичных пор очень велика, наилучшие коллекторские качества известняки приобретают вследствие вторичных процессов. Все каверны и пещеры по происхождению вторичны, то же можно сказать и про трещины, за исключением диагенетических разностей. Благодаря вторичным процессам, важнейшими для карбонатных толщ являются *трещинный* и *смешанный тип* коллекторов. Последний можно разделить на *каверново-поровый подтип* с высокими емкостными и фильтрационными свойствами и низким содержанием остаточной воды и *каверново-трещинный подтип*, для которого емкость матрицы не столь важна, полезная емкость складывается из емкости каверн и трещин.

**Факторы коллекторских свойств.** Открытая пористость карбонатных коллекторов изменяется в широких пределах, от долей процента до 30-35 %. Межзерновая пористость карбонатных коллекторов, таких, например, как знаменитые ближневосточные асмариийские известняки, находится в пределах первого десятка процентов (3-4, редко 5-10 %). Вторичная пористость часто достигает 10 %. А вот трещинные пустоты часто составляют (без учета приуроченных к ним полостей выщелачивания) всего 0,01-0,1 % от объема породы. Несмотря на столь малые значения, извлекаемые запасы нефти в

трещинах во многих случаях соизмеримы с запасами в порах. Это связано с большими значениями нефтенасыщенности и нефтеотдачи, свойственными трещинным коллекторам. Проницаемость сильно зависит от наличия трещин и поровых каналов и изменяется в широчайших пределах – от  $0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Широкие колебания коллекторских характеристик в карбонатных породах объясняются различием в условиях накопления и диагенеза осадков, а также постдиагенетическими изменениями пород с образованием вторичных пустот. Вторичные пустоты делятся на унаследованные и новообразованные. Первые образуются за счет переработки первичных пустот: уплотнения и цементации, перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания, кальцитизации и сульфатизации. Вторые развиваются в породах без видимой связи с первичной пористостью в результате тектонических разрывных деформаций и сопутствующего выщелачивания.

*Условия диагенеза* определяют первичную пористость – слабо преобразованное сочетание пустот в рыхлом осадке. Хемогенные карбонатные породы обладают, как правило, незначительной первичной пористостью, а структура порового пространства неблагоприятна для движения растворов. Кристаллизация за счет пересыщенных маточных растворов, находящихся между отдельными частицами, приводит к уменьшению межкристаллической пористости. В условиях менее концентрированных растворов, формируются пористые и пористо-кавернозные структуры вследствие развития процессов частичного растворения. Органогенные, органогенно-обломочные и обломочные породы, напротив, характеризуются высокими значениями первичной пористости, а геометрия порового пространства располагает к фильтрации в них флюидов.

*Уплотнение карбонатных осадков и пород* происходит иначе, чем терригенных и глинистых. Биогермные и цельнораковинные образования уже на стадиях седиментации и диагенеза формируются как полноценные коллекторы. В многочисленных пустотах из морских и иловых вод выделяется хемогенный кальцит, который сокращает пористость, но одновременно создает жесткий каркас. Поэтому породы при дальнейшем погружении практически не уплотняются и сохраняют свою пористость.

Пелитоморфные и микрозернистые мелководные карбонатные илы также быстро литифицируются, но вместе с тем сохраняют способность уплотняться в процессе прогрессивного катагенеза. Уплотнение глубоководных планктоногенных осадков до глубины 200-300 м ведет к сокращению пористости в среднем с 80 до 60 %. Затем до глубины около 800-825 м илы цементируются кальцитом, образующимся за счет растворения скелетных остатков; происходит дальнейшее снижение пористости с 60 до 30-40 %. Таким образом, формирование структуры пустотного пространства карбонатных коллекторов определяется сочетанием процессов уплотнения и цементации вследствие минерального карбонатообразования.

*Перекристаллизация* – процесс укрупнения размеров кристаллов без изменения их минерального состава, ведет, как правило, к улучшению коллекторских свойств. Увеличение открытой пористости при перекристаллизации обусловлено двумя причинами. Во-первых, часть карбонатного материала, образующегося при растворении, выносится пластовыми водами, что ведет к общему увеличению пустотности. Во-вторых, при образовании более крупных кристаллов формируются более крупные межкристаллические поры и каналы. Некарбонатные примеси, – глинистая, органическая, кремнистая, сульфатная, замедляют перекристаллизацию.

*Доломитизация.* Согласно традиционной концепции Эли де Бомона, при доломитизации и замещении молекулы кальцита молекулой доломита происходит уменьшение объема на 12,5 %. Теоретически на эту величину должен возрасти объем пустотного пространства. Фактическое соотношение пористости и содержания доломита в коллекторах зависит от структурно-генетического типа первичной породы, времени и химизма процессов доломитообразования. Первичные седиментационные и седиментационно-диагенетические доломиты однородны, имеют обычно микро- и тонкозернистую структуру и, как правило, характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости. Диагенетическая доломитизация также практически не изменяет коллекторские свойства, поскольку диагенетическое уплотнение ликвидирует возникающие пустоты, и увеличения пористости не происходит. Катагенетическая доломитизация и сопутствующая переориентировка кристаллов в жесткой, не поддающейся уплотнению породе, ведет к развитию микротрещин и увеличению пустотного пространства.

Таким образом, устанавливается влияние на коллекторские свойства не просто доломитности (абсолютного содержания доломита), а именно доломитизации как метасоматического процесса. При этом существенной доломитизации подвергаются наиболее проницаемые породы, – органогенные, органогенно-обломочные, оолитовые известняки. Избирательный характер процессов растворения, сопровождающих доломитизацию, определяется большим числом факторов: составом поровых растворов, размерами и однородностью зерен (кристаллов, скелетов, агрегатов), наличием примесей, температурой и давлением среды. Поэтому доломитизированным известнякам свойственно прихотливое, неоднородное поровое пространство.

*Выщелачивание* играет существенную роль в формировании коллекторов в карбонатных породах. Процесс растворения и выноса карбонатов контролируется концентрацией в поровых водах углекислоты, температурой и давлением среды, минерализацией воды, микробиологической деятельностью, процессами окисления органического вещества. Наличие глинистой или органической примеси резко ослабляет процессы выщелачивания. Различное сопротивление растворению оказывают кальцит и доломит, поскольку растворимость последнего в 24 раза меньше.

Важным условием выщелачивания является фильтрация в породе воды, поэтому вторичные пустоты характерны для трещиноватых и первично-

пористых пород – органогенных и органогенно-обломочных известняков. Развитие в них вторичной пористости будет происходить за счет расширения уже существующих поровых каналов, то есть вторичная пористость будет унаследованной. В хомогенных карбонатных породах вторичные пустоты практически никогда не образуются за счет фильтрации растворов по первичным порам. Вновь образованная пористость является результатом расширения отдельных трещин или избирательного растворения минералов. Наиболее характерная черта вторичной пористости хомогенных пород заключается в значительной изолированности пустот, обособлении небольших пористых участков среди плотных пород, а главное в очень низкой проводимости поровых каналов.

В результате выщелачивания образуются пустоты различной формы и размера: от долей миллиметров до пещер с поперечником в десятки метров. Форма пор и каверн неправильная: изометрическая, удлиненная, щелевидная или заливообразная. Встречаются пустоты, сохранившие форму растворенных оолитов, скелетов и кристаллов минералов (ангидрита, галита и др.). Вторичное пустотное пространство отличается крайней невыдержанностью и анизотропией: высокопроницаемые блоки пород сложной морфологии сочетаются с застойными участками. С растворением связано карстообразование в массивах карбонатных пород под поверхностями размывов и несогласий, а также вдоль трещиноватых зон. В пределах нефтяных месторождений к зонам карста приурочены высокопродуктивные горизонты. Вторичная пористость карбонатных пород нередко превышает межзерновую и служит основным видом емкости карбонатного коллектора.

*Кальцитизация и сульфатизация.* Кальцитизация связана, прежде всего, с инверсией арагонита в кальцит, при которой объем минерального вещества увеличивается на 9 %, а пустотное пространство сокращается. Относительно крупные кристаллы кальцита образуются на стадии катагенеза из пластовых вод в порах, кавернах, трещинах, сокращая их объем и изолируя их друг от друга. Катагенетические выделения сульфатов прорастают карбонатную массу или развиваются в межзерновых и межформенных порах и трещинах, частично или полностью заполняя их. Во всех случаях кальцитовая и сульфатная минерализация приводит к запечатыванию пустот и, таким образом, снижает пористость и проницаемость карбонатной породы.

*Трещиноватость* карбонатных пород – важнейший фактор их проницаемости. Различают четыре основных генетических категорий трещин: литогенетические, тектонические, гидроразрыва и выветривания. Литогенетические трещины (диагенетические трещины, трещины первичной отдельности и напластования) имеют наибольшую густоту в слоях меньшей мощности, сложенных крепкими породами, но степень их раскрытости оказывается ничтожной. Редкие трещины в мощных пластах, раскрыты больше, особенно, если породы не отличаются высокой крепостью. Тектонические трещины, благодаря своей вертикальной протяженности, играют в формировании порового пространства пород более значительную роль, чем литогенетические. В

определенных тектонических условиях, в результате падения гидростатического давления в породах интенсивно развивается трещиноватость гидроразрыва (разгрузки), приводящая к созданию в разрезах высокопроницаемых зон. Трещины выветривания играют важную роль в образовании нетрадиционных коллекторов – проницаемых кремнистых, магматических и метаморфических пород.

Общая трещиноватость пород определяет формирование коллекторов трещинного типа, в том числе каверново-трещинного подтипа, отличающихся резко анизотропными проводящими свойствами. Изменения проницаемости в различных направлениях достигают одного – двух порядков и выше. Особенностью трещинной проводимости карбонатных пород является также ее резкая пространственная изменчивость. Этим трещинные коллекторы отличаются от поровых. Например, на месторождении Карабулак (Северный Кавказ), где нефть залегает в белых известняках верхнего мела, наблюдались случаи, когда при полном отборе нефти из одной скважины дебит в другой скважине, на расстоянии 3-10 км, резко падал всего за 1-2 дня вследствие наличия соединяющих их открытых трещин. На том же месторождении попытка ликвидировать нефтяной фонтан скважины № 11 бурением скважины № 65, отстоящей всего на 60 м, окончилась неудачей, так как скважины снабжались нефтью по различным, не сообщаемым между собой трещинным системам.

Пластичность карбонатных пород сильно зависит от их структуры. Чем меньше пустотное пространство известняков и доломитов, тем более хрупкими они являются. В одной карбонатной толще могут соседствовать пласты трещиноватых коллекторов и слои деформированных пород, не потерявших сплошности.

**Оценочная классификация коллекторов.** Вопросы классификации карбонатных коллекторов разработаны в целом слабее, чем в случае обломочных пород. В одних схемах они рассматриваются как каверновые, в других акцент делается на трещинную проводимость, что отражает полигенность и чрезвычайное разнообразие структуры их порового пространства. Известны классификации Г.И. Теодоровича (1942), И.А. Конюхова (1961), Л.П. Гмид и И.В. Звоницкой (1968), Е.М. Смехова (1974), но наибольшей популярностью пользуется оценочно-генетическая классификация К.И. Багринцевой (табл. 13).

В предлагаемой классификации все коллекторы подразделяются на три большие группы: А, Б и В, внутри которых, в свою очередь, выделяются классы, характеризующиеся разными оценочными параметрами. Различие емкостных и фильтрационных свойств увязано с литогенетическими типами пород, их текстурно-структурными особенностями и условиями формирования пустотного пространства.

Таблица 13

Оценочно-генетическая классификация карбонатных коллекторов (по [4], с сокращениями)												
Группа	Класс	Абсолютная газопроницаемость, $10^{-15} \text{ м}^2$	Остаточная водонасыщенность, %	Коэффициент газонасыщенности	Пористость открытая, %	Относительная газопроницаемость	Характеристика породы					
							Состав	Текстура и структура	Генезис			
А	I	1000-500	5-10	0,95-0,9	20-35	1-0,9	Известняки, доломиты и все переходные разновидности	Биоморфные, органогенно-детритовые и комковатые породы; слабо сцементированные (цемента до 10%), поры седиментационные, увеличенные выщелачиванием до каверн	Органогенные и обломочные			
	II	500-300	10-20	0,9-0,8	16-30	0,95-0,9						
Б	III	300-100	12-22	0,88-0,78	15-28	0,95-0,8	Поровый	Органогенно-детритовые, слабо перекристаллизованные, сцементированные (цемент 10-20 %) тонко-, мелко- и среднезернистые; поры седиментационные и реликтовые	Органогенные, обломочные, хемогенные (измененные в диагенезе и катагенезе)			
	IV	100-50	16-30	0,84-0,7	12-25	0,9-0,65						
	V	50-10	20-38	0,8-0,62	12-25	0,75-0,5						
										Поровый и трещинно-поровый	Сгустково-органогенно-детритовые, плотно сцементированные, перекристаллизованные породы; микро-, тонкозернистые, пустоты реликтово-седиментационные, выщелачивания, перекристаллизации	Органогенные, обломочные, биохемогенные, хемогенные
	VI	10-1 300-1	35-55	Матрицы 0,65-0,45 Трещины ~1	8-20 0,1-4	0,55-0,3				Поровый, трещинно-поровый, порово-трещинный и трещинный	Микрозернистые, сгустковые и сгустково-детритовые, сильно перекристаллизованные породы с плохо различимыми форменными элементами; пустоты выщелачивания, возможно реликтово-седиментационные	Хемогенные, биохемогенные, органогенные
VII	1-0,1 300-1	60-65	Матрицы 0,4-0,15 Трещины ~1	2-15 0,1-4	>0,2	Преимущественно трещинный						

Группы А и Б представлены в основном коллекторами порового и каверново-порового типов, В – трещинного и смешанного. В породах группы А преобладают первичные пустоты, размеры которых увеличены в процессах последующего выщелачивания. В породах группы Б развиты седиментационные поровые каналы; меньшую роль играют пустоты выщелачивания. Строение порового пространства в породах группы А проще, чем в группе Б, а наиболее сложным оно является в группе В. Здесь преобладают мелкие, извилистые, плохо сообщающиеся каналы.

Коллекторы I и II классов обладают унаследованными высокими фильтрационными и емкостными параметрами. В III, IV и V классы попадают породы органогенно-обломочные и хемобиогенные с низкими первичными коллекторскими свойствами, которые улучшаются за счет вторичных процессов. В VI и VII классы выделены породы хемогенных и биохемогенных разностей, петрофизические характеристики которых никогда не достигают высоких значений. Здесь в большей степени, чем в породах высших классов, проявляется фактор трещиноватости. Тип пустот поровый для матрицы и трещинный для коллектора в целом. Поэтому отдельно приводятся параметры матрицы, в основном весьма низкие, и параметры трещин.

## ГЛИНИСТЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

### СОСТАВ, СТРОЕНИЕ, ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

Глинистые породы относятся к самым распространенным осадочным образованиям и составляют до 60 % всех осадочных горных пород. Они залегают в виде мощных, в несколько десятков и даже сотен метров, слоев и пачек, имеющих региональное распространение, или ограниченных по мощности прослоев и линз и плащеобразных залежей – кор выветривания. Глинистые минералы широко распространены в осадочных породах в виде цемен-та, налетов, примазок, стяжений и псевдоморфоз по различным минералам и органическим остаткам. Нередко встречается тонкое переслаивание глинистых пород с обломочными и карбонатными.

Для геологов-нефтяников изучение глинистых пород представляет особый интерес. Они содержат около 75 % всего органического вещества, способствуют образованию углеводородов (микронефти). Не менее важна роль глинистых пород как флюидоупоров (покрышек), предотвращающих просачивание углеводородов и создающих предпосылки для формирования их скоплений.

Классификация глинистых пород основана на их физико-механических свойствах, минеральном составе и генезисе. По степени уплотнения глинистые породы образуют ряд: глины – аргиллиты – глинистые сланцы.

**Глины** – связные породы, держатся в куске, благодаря сцеплению между слагающими их тончайшими частицами, обладают высокой пластичностью и пористостью, достигающей 40–60 % (рис. 19, 30). Глинистые породы сложены тонкодисперсным (<0,01 мм) аутигенным и обломочным материалом – пелитом. Главный их компонент, – глинистые минералы, представлен в

основном частицами размером менее 0,005 мм. Суммарное количество примеси алевритовых и песчаных зерен кварца, полевых шпатов, мусковита может составлять до 50 %. Главными пороодообразующими являются минералы групп каолинита, гидрослюды и монтмориллонита. Они определяют основные минеральные типы глин (рис. 4). Встречаются также полиминеральные глины и глины со смешанослойными слоистыми силикатами. В качестве существенной примеси в глинистых породах могут присутствовать карбонаты, кварц, опал, цеолиты, углефицированные растительные остатки, органическое вещество.

Структуры глинистых пород пелитовые, алевропелитовые, псаммопелитовые. По степени дисперсности различают крупную (грубодисперсную) и тонкую (тонкодисперсную) пелитовые структуры; по степени кристалличности – кристаллические и аморфные структуры. Текстуры глинистых пород слоистые и неслоистые. Среди неслоистых текстур различают пятнистые, сетчатые, хлопьевидные, ооидные, конгломератовидные, брекчиевидные. В зависимости от ориентировки частиц выделяют неориентированные и ориентированные сланцеватые текстуры.

**Аргиллиты и глинистые сланцы** – преобразованные в стадии катагенеза и метagenеза породы, плотные, хрупкие, сланцеватые, плохо размокающие или не размокающие в воде и не обладающие пластичностью. Аргиллиты слагаются в основном гидрослюдами и хлоритами с примесью смешанослойных образований. Пелитовая часть в аргиллитах, так же как и в глинах, представлена кварцем, полевыми шпатами, слюдами. Физико-химическое преобразование аргиллитов ведет к формированию глинистых или кровельных сланцев, филлитов и других пород.

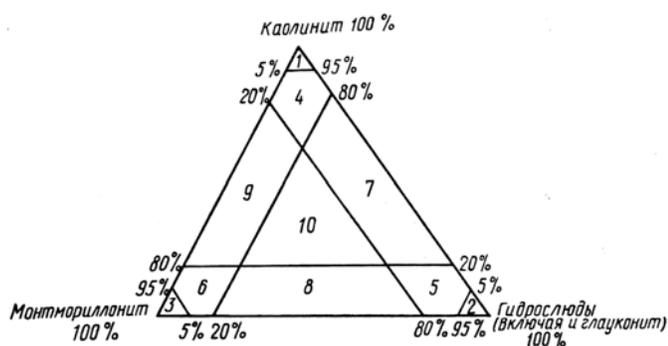


Рис. 4. Классификация глинистых пород [13]

мономинеральные: 1 – каолинитовые, 2 – гидрослюдистые, 3 – монтмориллонитовые; переходные: 4 – гидрослюдисто-каолинитовые, 5 – каолинито-гидрослюдистые, 6 – гидрослюдисто-монтмориллонитовые; полиминеральные: 7 – монтмориллонито-гидрослюдисто-каолинитовые, 8 – каолинит-гидрослюдисто-монтмориллонитовые, 9 – гидрослюдисто-каолинит-монтмориллонитовые, 10 – глины смешанного состава

С увеличением глубины залегания осадочных толщ уменьшается роль разбухающих монтмориллонитовых и галлуазитовых глин, возрастает значение гидрослюдистых и хлоритовых агрегатов. Метагенетические преобразо-

вания ведут к замещению гидрослюд серицитом, парагонитом, гюмбелитом и мусковитом, увеличению содержания хлорита. Породы при этом теряют пластичность, становятся сланцеватыми, минеральный состав упрощается, пористость приближается к типичной для метаморфических пород: в аргиллитах от 1-2 до 10-12 %, в глинистых сланцах менее 1-2 %.

#### КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА

Глинистые породы известны в нефтегазовой геологии как классические флюидоупоры. Поры, которыми они густо пронизаны, столь небольшие, что флюиды не могут по ним перемещаться. Разнообразие минерального состава и строения глинистых пород отражается в широком спектре их коллекторских свойств. Молодые кайнозойские и даже мезозойские породы, залегающие на небольших глубинах, имеют высокую пористость (до 40-50 %) и обладают некоторой проницаемостью. Например, нижнемеловые глины Прикаспийской провинции на глубинах до 500 м имеют открытую пористость 30-35 % и абсолютную проницаемость до  $3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . С глубиной проницаемость резко падает. Глинистые породы палеозойского возраста обычно не представляют интереса как коллекторы уже на малых глубинах.

Тем не менее, в природе существуют глинистые породы-коллекторы нефти и газа. Они известны в России (Салымское в Западной Сибири, Ачикулак и Озексуат в Ставрополье), США (Оркатт, Ломпок, Санта-Мария-Велли в Калифорнии) и других странах. Характерной особенностью нефтеносных глинистых толщ является большая мощность (50-450 м и более) и невысокие дебиты – тонны в сутки, редко до 300-400 т/сут. В США нефтеносные породы представлены глинистыми сланцами, в состав которых входит до 50 % и более кремнезема, органического вещества, кальцита, доломита и некоторых других компонентов. В нашей стране глинистые породы-коллекторы известны в верхнем эоцене Северного Кавказа, в девоне Тимано-Печорской провинции. Они входят в состав доманикитов – толщ переслаивания низкопористых алевритовых и песчаных пород с кремнистыми и известковистыми аргиллитами. Аргиллиты отличаются повышенным содержанием органического вещества.

Практическое значение имеют породы юрско-меловой баженовской свиты в Западной Сибири, из которых получают промышленную нефть. Породы этой свиты называют баженовскими глинами, хотя на самом деле они представлены толщами переслаивания аргиллитов, сапропелево-кремнистоглинистых пород, глинисто-сапропелево-кремнистых пород, а также известняков, доломитов и мелкой брекчии. Открытая пористость пород составляет 3-15 %, проницаемость достигает  $1 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ . Коллекторы относятся к смешанному порово-трещинному типу. Наличие значительных количеств кремнезема делает породы хрупкими и способствует развитию в них трещиноватости. Примесь кремнезема и его преобразование а диагенезе и катагенезе создают некоторый жесткий каркас, который, по-видимому, способствует

меньшей уплотненности глины. Существует мнение, что трещиноватость пород «баженовских глин» имеет гидроразрывную природу.

Глинистые породы-коллекторы известны на глубинах более 4 км в палеозойских отложениях Прикаспийской провинции, подстилающих соленосную кунгурскую толщу. Коллекторы относятся к сложному порово-трещинному типу: открытая пористость составляет 7-12 %, проницаемость до  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Вполне удовлетворительные притоки нефти получены из палеогеновых глин майкопской серии в Восточном Ставрополье. При мощности майкопских отложений 1300-1630 м продуктивным является нижний хадумский горизонт, сложенный глинами и мергелями с тонкими прослоями глинистых алевролитов. В проницаемых зонах трещиноватости пористость не превышает 10 %, проницаемость –  $90 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Интересно, что майкопская серия известна в Предкавказско-Крымской провинции как региональный водоупор.

Глинистые породы могут быть коллекторами на умеренных и больших глубинах свыше 3 км, где они вследствие катагенеза становятся достаточно хрупкими и приобретают вторичную проницаемость. Например, на Салымском месторождении нефтеносные породы залегают на глубинах 2600-2800 м при пластовой температуре 111-128°C и пластовом давлении, превышающем гидростатическое на 14-20 МПа. Своей проницаемостью глины обязаны литогенетической и тектонической трещиноватости. Фактически на определенной глубине глины теряют свои экранирующие способности, но при этом приобретают коллекторские свойства.

Одним из факторов при формировании коллекторов в глинах является присутствие органического вещества и битумов (иногда до 20 %). Считается, что они образуют оболочки вокруг агрегатов глинистых минералов, предопределяя их текстурное разъединение и формирование микротрещиноватости при катагенезе. Кроме того, органическое вещество, сорбируясь на поверхности минеральных блоков, делает их поверхность гидрофобной, что облегчает продвижения флюидов в породе.

Учитывая нефтематеринскую роль глинистых пород, можно предполагать, что к моменту формирования их вторичных коллекторских свойств происходит перераспределения углеводородов из классических терригенных или карбонатных коллекторов. Позднейшее формирование коллекторских свойств при погружении глин на умеренные и большие глубины является одной из причин редкой встречаемости промышленных залежей углеводородов в этих породах. Качество глинистых коллекторов, как и любого трещинного коллектора, с течением времени может понизиться вследствие смыкания трещин и заполнения их минеральными новообразованиями. Благоприятствует сохранению коллекторских свойств в этих породах наличие в трещинном пространстве нефти.

## КРЕМНИСТЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

### СОСТАВ, СТРОЕНИЕ, ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

Кремнистые осадочные породы – *силициты*, осадочные образования, целиком или частично сложенные кремнеземом различного происхождения. Силициты состоят более чем на 50 % из опала, халцедона, кварца, а также кварцина и кристобалита. Кроме кремнезема могут присутствовать оксиды, гидроксиды и сульфиды железа, глинистые минералы, глауконит, хлориты, карбонаты кальция и магния и терригенная примесь. Кремнистые породы обычно содержат органическое вещество – углистое и битуминозное.

Классификация кремнистых пород основана на их генезисе и минеральном составе. По происхождению выделяют биогенные, хемобиогенные и хемогенные породы, по минеральному составу – опаловые, опало-халцедоновые и халцедоно-кварцевые породы (табл. 14). Хемобиогенные породы образуются в результате накопления скелетов организмов и последующего их изменения при диагенезе и катагенезе – растворения и переотложения кремнезема в виде опала, его перекристаллизации с образованием халцедона и кварца. Наиболее распространенными среди опаловых пород являются диатомиты, трепелы, опоки, радиоляриты. Главные представители халцедоно-кварцевых пород – яшмы и кремни.

Таблица 14

Классификация кремнистых пород [13]

Генезис	Минеральный состав		
	опаловые с примесью кристобалита	опало-халцедоновые и халцедоновые	халцедоно-кварцевые и кварцевые
Биогенные	Диатомиты Радиоляриты Спонголиты	Спонголиты	
Хемобиогенные	Трепелы  Опоки	Радиоляриты Трепелы  Опоки Яшмы	Яшмы
Хемогенные	Гейзериты Кремневые конкреции Корки, натёки	Яшмы Кремневые конкреции	Яшмы Фтаниты  Кремневые конкреции

**Хемогенные кремнистые породы** представлены гейзеритами, кремнистыми туфами, кремневыми конкрециями, яшмами, фтанитами и лидитами. *Гейзериты и кремнистые туфы* – породы, состоящие из опала, и залегающие в виде тел неправильной формы, натёков и корок. *Кремни* широко распространены в виде конкреций и линз в известняках, мергелях, реже в обломочных и глинистых породах. Конкреции различны по форме и по размерам, могут достигать 30-50 см и более. По составу выделяют опаловые, опало-халцедоновые конкреции молодых отложений и халцедоно-кварцевые и кварцевые кремневые конкреции древних толщ. Они содержат органическое вещество, глинистые минералы и терригенная примесь.

*Яшмы* – прочные твердые халцедоновые и халцедоново-кварцевые породы, весьма разнообразные по текстуре и окраске. Встречаются полосчатые, пятнистые, узорчатые, массивные яшмы.

В некоторых яшмах обнаружены остатки кремневых организмов, – радиолярий, губок. Это свидетельствует, что часть яшм образовалась хемотробиогенным путем. В основном же они возникают при хемогенной садке кремнезема из морских вод.

*Фтаныты* – твердые плотные микрокристаллические халцедоно-кварцевые породы с включением углистых и графитовых частиц. Примесь, составляющая 2-5 %, определяет темно-серый и черный цвет фтанытов. Текстура полосчатая или массивная, часто сланцеватая, поэтому их называют также *кремнистыми сланцами*. Встречаются в протерозойских и каменноугольных отложениях. В противоположность существенно кварцевым фтанытам выделяют *лидиты* – преимущественно халцедоновые породы с примесью глинистых минералов, углистого вещества и битума.

**Биогенные кремнистые породы** включают диатомиты, радиоляриты, спонголиты, широко распространенные в мезозойских и кайнозойских отложениях.

*Диатомиты* состоят в значительной степени (до 70-80 %) из мельчайших опаловых остатков планктонных диатомовых водорослей. Размер органических фрагментов от тысячных долей до целых миллиметров. Скорлупки диатомовых водорослей образуют рыхлый землистый агрегат или сцементированы коллоидальным кремнеземом. В небольшом количестве могут присутствовать глинистый материал, глауконит, спикулы губок, тонкодисперсное органическое вещество, окислы и гидроокислы железа. Породы тонкослоистые легкие, в сухом состоянии плавают на поверхности воды. Обладают большой пористостью и адсорбционной способностью.

*Радиоляриты* – микрослоистые легкие, состоящие более чем на 50 % из остатков скелетов радиолярий размером в сотые и тысячные доли миллиметра. Скелетные остатки сцементированы опалом с примесью глинистых частиц, остатков диатомей и губок, органического вещества, гидроксидов и сульфидов железа.

*Спонголит* – опаловая порода, в строении которой существенную роль играют спикулы кремневых губок, сцементированные опалом. Часто содержат алевритовые и песчаные примеси, глауконит, кальцит и связаны постепенными переходами с обломочными и глауконитовыми породами, с кремнистым цементом. Спонголиты, как и все опаловые породы, имеют небольшую плотность, высокую пористость. Микропористые опаловые и опало-халцедоновые породы с содержанием спикул губок 10-50 % называют *гезами*.

*Трепелы и опоки* сложены опалом в виде глобулей (округлых стяжений) размером в тысячные доли миллиметра, а также цементирующего вещества. Опоки отличаются от трепелов существенной примесью (до 40-50 %) углистого вещества, глауконита и терригенного материала. Если количество тер-

ригенных примесей больше 50 %, принято говорить об опоковидных породах – опоковидных песчаниках, алевролитах и глинах. Существует постепенный переход между трепелом или опокой и мергелем или мелом.

#### КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА

Кремнистые породы относятся к нетрадиционным коллекторам и их роль в нефтедобыче невелика. Они встречаются вместе с глинистыми коллекторами, например, в составе упоминавшейся баженовской свиты, формации Монтерей в Калифорнии или имеют самостоятельное значение (пиленгская свита на восточном Сахалине). Кремнистые породы образуют продуктивные горизонты на месторождениях Окружное (Сахалин), Горшковское, Сосново-Мысское (Западная Сибирь), Санта-Мария-Велли, Пойнт-Аргуэльо (США).

Кремнистые коллекторы так же, как глинистые, содержат повышенное количество органического вещества и так же сочетают в себе свойства нефтематеринских и нефтесодержащих пород. Первичные слабо измененные силициты – диатомиты, радиоляриты обладают большим пустотным пространством (пористость 50 % и выше) и генерируют углеводороды за счет существенной примеси органического вещества. В дальнейшем, при раскристаллизации кремнезема формируются опоковидные силициты с пористостью до 40 %. Сингенетические нефтяные углеводороды заполняют в них поровое пространство. Образование халцедон-кварцевых пород (кремней) сопровождается развитием интенсивной микротрещиноватости. Густота свободных трещин в этих кремнистых породах достигает 2 тыс. на квадратный метр. Трещинная пористость составляет 2,6-3,0 %. Нефть находится в порах матрицы и в трещинах.

#### ВУЛКАНОГЕННО-ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

##### СОСТАВ, СТРОЕНИЕ, ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ

Вулканогенно-осадочными называются породы, состоящие из обломочных продуктов вулканической деятельности и другого осадочного материала, – обломочного, хемогенного, биогенного или глинистого. Эта группа включает собственно вулканогенно-осадочные породы, состоящие более чем на 90% из вулканического материала, переходные разности между обломочными и вулканогенными породами – туффиты, и различные туфогенные породы.

Структура вулканогенно-осадочных пород определяется экзогенными условиями осадкообразования, поэтому к ним применяют гранулометрическую классификацию, аналогичную классификации обломочных пород (табл. 15). Выделяют рыхлые вулканогенно-осадочные породы (вулканические пеплы, лапилли, алевроитовые и песчаные туффиты и т.д.) и сцементированные – *вулканические туфы и туффиты*. Форма обломков обычно угловатая,

реже каплевидная и шарообразная. Сортировка материала несовершенная или отсутствует. По типу субстрата, слагающего обломки, выделяют витрокластическую, кристаллокластическую, литокластическую, а также смешанные структуры.

Состав вулканогенно-осадочных пород определяется составом расплава, типом извержения и соответствует или близок к составу тех или иных эффузивов. Существенной частью многих туфов, особенно их цемента, являются вторичные минералы: монтмориллонит, гидрослюда, хлориты, карбонаты, цеолиты.

Вулканогенно-осадочные образования обладают иногда, наряду с нормальными обломочными породами, коллекторскими свойствами. Такие породы-коллекторы установлены на месторождениях Японии (Секихара, Ниши-Нагаоки, Фютжикава), США (Трап-Спрингс, Игл-Спрингс), Аргентины (Пампа-Палаука, Ранкилл, Тупунгато), Грузии (Самгори-Патардзеули), Азербайджана (Мурадханлы), Монголии (Дзунбаин), Кубы (Кристаллес). В России получены промышленные притоки нефти и газа из вулканогенно-осадочных отложений Восточной Сибири (Неджелинская площадь), ведутся исследования нефтегазоносности вулканитов Курило-Камчатской островной дуги.

Таблица 15

Классификация вулканогенно-осадочных пород

Размер обломков, мм	Содержание вулканогенного материала, %		
	>90	50-90	10-50
>10	Вулканические бомбы и глыбы, вулканическая брекчия (агломерат)	Глыбовый и бомбовый туффит, брекчиевый и конгломератовый туффит	Туфогенный псефит, туфогенные брекчия и конгломерат
1-10	Вулканический гравий и лапилли, лапиллиевый и гравийный туфы	Гравийный и лапиллиевый туффит, гравелитовый туффит	Туфогенный гравий, туфогенный гравелит
0.1-1	Вулканический песок, псаммитовый туф	Песчаный туффит, песчаниковый туффит	Туфогенный песок, туфогенный песчаник (туфопесчаник)
<0.1	Вулканический пепел, пепловый туф	Алевритовый туффит, алевролитовый туффит	Туфогенный алеврит, туфогенный алевролит (туфоалевролит)

Несмотря на небольшую распространенность залежей углеводородов в вулканогенных и вулканогенно-осадочных породах, в отдельных регионах эти коллекторы играют заметную роль. По данным Н. А. Еременко и Л. И. Красного (1978 г.), в Тихоокеанском подвижном поясе и его обрамлении доля вулканогенно-осадочных коллекторов составляет 5,2 %.

#### КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА

Вулканогенно-осадочные коллекторы представлены туфами, туфобрекчиями, туфопесчаниками, туфоалевролитами, агломератовыми туфами само-

го разного состава, обладающими заметной пористостью от 4-6 до 35-50 % и проницаемостью от  $0,1 \cdot 10^{-15}$  до  $4,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ . Они относятся к поровому и порово-трещинному типам. Наиболее высокими коллекторскими свойствами обладают породы кислого состава, состоящие из частиц псефитовой и псаммитовой фракций и содержащие цемент в минимальных количествах. Открытая пористость в них составляет 20-30 %, проницаемость отчетливо связана с пористостью и составляет  $1-1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Вторичные изменения, – монтмориллонитизация, каолинизация, цеолитизация, карбонатизация, существенно ухудшают коллекторские свойства пород, а в ряде случаев измененные туфы превращаются во флюидоупоры. В породах с большим содержанием пелитового материала (>50 %) проницаемость практически отсутствует. Таким образом, в туфах и вулканогенно-осадочных породах имеет место та же зависимость коллекторских свойств от состава и строения пород, что и в обломочных.

### **МАГМАТИЧЕСКИЕ И МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ**

Особое положение среди коллекторов нефти и газа занимают магматические и метаморфические, а также их коры выветривания. Магматические и метаморфические горные породы слагают большую часть земной коры. Обладая в большинстве случаев незначительной пористостью, они обычно не представляют интереса как возможные коллекторы. Тем не менее, по соседству с месторождениями нефти и газа в осадочных коллекторах существуют скопления углеводородов, приуроченные к гранитам, диоритам, перидотитам, базальтам, андезитам, трахитам. Такая ситуация наблюдается на месторождениях Литтон-Спрингс, Конеджо (США), Аугила (Ливия), Мотембо, Кристалес, Бакурао (Куба), Топила (Мексика), Хондзедзи, Мицуке (Япония), Самгори-Патардзеули (Грузия), Мурадханлы (Азербайджан), Оймаша (Казахстан). В России эффузивные породы-коллекторы известны в Восточной Сибири. Следует подчеркнуть широкое распространение среди таких коллекторов эффузивных пород основного и среднего состава. Дебиты скважин обычно незначительные – до 10 т/сут, хотя известны случаи начальных притоков в сотни тонн в сутки (месторождения Мара и Ла-Пас в Венесуэле).

Коллекторские свойства силикатных пород определяются вторичными процессами: тектоническим растрескиванием пород, растворением и выносом неустойчивых компонентов, выветриванием на поверхности и в приповерхностных условиях. Главными элементами порового пространства являются соответственно трещины и поры размером от 2-6 мкм, иногда до целых сантиметров. Проницаемость пород обычно незначительная – до  $2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (редко до  $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ), открытая пористость колеблется в пределах 1-60 %, эффективная пористость – 1-14 %.

Некоторый практический интерес представляют коры выветривания магматических и метаморфических пород. В Ливии известно крупное месторождение нефти и газа Аугила, приуроченное к выветрелым гранитогнейсам и гранитам выступа докембрийского фундамента. В США на месторождении

Панхендл, наряду с осадочными породами, коллектором выступает подстилающая их кора выветривания гранитного массива. В нашей стране известны такие месторождения силикатных кор выветривания как Даниловское, Убинское (Тюменская область), Шугуровское, Кабык-Куперское (Татарстан). Наибольшие притоки нефти получают из кор выветривания гранитоидов, наименьшие – из кор выветривания основных магматических и зеленокаменных пород.

Коллекторы силикатных кор выветривания относятся к трещинно-поровому и поровому типам. Поровое пространство сложено тонкими трещинами, разделяющими зерна породообразующих минералов, и порами выщелачивания. Темноцветные минералы и плагиоклазы могут быть выщелочены полностью, вследствие чего образуются высокопористые разности коллекторов. Выветрелые граниты и гранодиориты могут местами представлять собой практически грубозернистые гравелиты и песчаники, становясь хорошими коллекторами. Характерной особенностью кор выветривания является резкая изменчивость коллекторских свойств: открытая пористость варьирует от 1-3 до 20-30 %, проницаемость – от 1-10 до  $50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Коллекторские характеристики улучшаются по мере увеличения степени выветрелости пород.

## ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

### ИЗМЕНЕНИЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НА ГЛУБИНЕ

**Стадия катагенеза.** По мере накопления все новых осадочных слоев горная порода погружается на глубину и попадает в новые физико-химические условия. Зона катагенеза протягивается на глубину до 4-6 км, что соответствует литостатическому давлению от 2-3 до 100-150 МПа и температуре от 30-50 до 150-200°C.

В литологии выделяют ранний (начальный) и поздний (глубинный) катагенез. В нефтяной геологии, в связи с зависимостью коллекторских свойств пород от степени их преобразования, принято более дробное деление: протокатагенез трех градаций (ПК<sub>1</sub>, ПК<sub>2</sub>, ПК<sub>3</sub>), мезокатагенез пяти градаций (МК<sub>1</sub>, МК<sub>2</sub>, МК<sub>3</sub>, МК<sub>4</sub>, МК<sub>5</sub>). Выделяемый нефтяниками апокатагенез четырех градаций (АК<sub>1-4</sub>) примерно соответствует метагенезу.

*Ранний катагенез* (начальный, протокатагенез) сменяет диагенез на глубинах в среднем от 50 до 300 м. Температура возрастает до 100°C, давление – до 10-20 МПа. Уплотнение пород сопровождается заменой кубической укладки зерен тетраэдрической, пористость снижается до 15-40 %. Развиваются растворение и коррозия неустойчивых минералов (пироксенов, амфиболов, слюд), метасоматоз, синтез новых минералов (глинистых, цеолитов, сульфатов и др.). Наиболее характерным процессом является глинизация силикатов, напоминающая химическое выветривание влажных тропиков.

Глины уплотняются, но не теряют пластичности и способности размокать. Песчаные породы становятся преимущественно цементированными.

Известняки могут оставаться довольно рыхлыми, а органогенные известняки – пористыми. Аморфные кремнистые породы (диатомиты, трепелы) остаются опаловыми, но твердеют и превращаются в опоки. Наиболее сильно изменяется органическое вещество, возникает второй максимум метанового газообразования, начинают формироваться нефтяные углеводороды.

*Поздний катагенез* (глубинный, мезокатагенез) сменяет ранний катагенез на глубинах 1,5-3 км, а в прогибах – до 5-6 км. Температура возрастает до 200°C, давление – до 70-80 МПа, пористость уменьшается до 2-15 %. Ведущим процессом является уплотнение, которое ведет к исчезновению в породах пустот и приближению их объемной плотности к максимальной. Развиваются механоконформные структуры, поровое пространство полностью заполняется цементом. Происходит растворение силикатов и сопряженная регенерация обломочного кварца в песчаниках. Глинистый цемент песчаников заменяется гидрослюдистым и хлоритовым. Глинистые породы превращаются в аргиллиты.

В позднем катагенезе продолжается деструкция органического вещества, возрастает содержание высокомолекулярных масляных фракций, включая и нефтяные углеводороды – микронепти. При температурах 60-150°C (градация МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>) образуется максимальное количество жидких углеводородов, что позволило Н.Б. Вассоевичу назвать этот интервал главной фазой (зоной) нефтеобразования. Эта зона приурочена обычно к глубинам 2,5-5,0 км. Максимум газоконденсата сдвинут на глубины 3,5-6,5 км. Еще глубже (6,0-9,0 км) расположен главный максимум газообразования.

Терригенные породы в зоне катагенеза сцементированы; карбонатные породы перекристаллизованы, но содержат хорошо сохранившиеся органические остатки; кремнистые породы имеют халцедоновый, кварц-халцедоновый состав и не содержат опала. Из минеральных новообразований характерны серицит, хлориты, кварц и другие минералы. К катагенетическим относятся такие масштабные минералогические явления как замещение кальцита доломитом и доломита магнезитом, выжимание и миграция воды, микронепти и газообразных углеводородов.

**Стадия метагенеза.** Метагенез (апокатагенез) – это начальная метаморфизация осадочных пород, происходящая в нижних частях стратисферы на глубинах от 5-6 до 15-20 км, а в зонах пассивных континентальных окраин, возможно, до 25 км. Температура зоны метагенеза от 150-200°C до критической – 374°C, принимаемой за термическую границу литогенеза и метаморфизма. Давление нагрузки достигает 300-400 МПа; одним из важных факторов метагенеза является стресс. В этих условиях все осадочные породы теряют пористость. Петрографической границей литогенеза и метаморфизма является полная перекристаллизация всех пород, включая и обломочные.

Уплотнение в метагенезе не играет существенной роли. Основным становится процесс движения масс при складчатости, вызывающий появление кливажа скольжения. При этом создаются новые пути для миграции растворов. В зоне метагенеза широко развиты процессы растворения и регенерации,

перекристаллизации и метасоматоза. Результатом становятся мозаичные (конформно-регенерационные), зубчатые структуры. На позднем этапе метазенеза появляются сланцеватые, сегрегационно-полосчатые текстуры, массовое развитие получают секущие кварцевые прожилки.

В глинистых породах и в тонких слоях алевролитов и песчаников развиваются лепидобластовая структура, кливаж, формируется сланцеватость. Они превращаются в глинистые, аспидные, филлитоподобные сланцы. В песчаниках с базальным глинистым цементом происходят направленная коррозия и кристаллизация кварца («бородатый кварц», трансформация гидрослюдов в серицит, халцедона в кварц. Карбонатные породы превращаются в более крупнокристаллические мраморы. Кремнистые породы становятся микрокварцитами, сохраняющими внешние черты и текстуру первичных пород. Жидкие и газообразные углеводороды в зоне метазенеза практически исчезают, а твердые превращаются в ископаемые угли – тощие угли и антрациты.

#### ИЗМЕНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД НА ГЛУБИНЕ

По общему мнению, перспективы прироста запасов нефти и газа в мире связаны с глубокими горизонтами нефтегазоносных комплексов. К настоящему времени пробурены десятки тысяч глубоких (более 4 км) скважин. Многие из них стали эксплуатационными и дают приток нефти, газа, газоконденсата с глубины до 6-7 км. Максимальная глубина, с которой получены промышленные притоки газа, составляет около 8000 м. Дебиты глубоких скважин достигают значительных величин. Учитывая высокую стоимость глубокого бурения, требуется серьезное геологическое обоснование перспектив территории и места заложения скважины. Для этого необходимо прогнозировать изменение условий фильтрации флюидов и коллекторских свойств вмещающих пород на глубину.

Изменение пород с глубиной определяется геологическим строением, термобарическими и геохимическими условиями того или иного района. Но во всех случаях осадочные образования, оказываясь в экстремальных условиях залегания, когда пластовая температура превышает 100°C, а пластовое давление составляет 100 МПа и более, изменяют свои коллекторские свойства.

С увеличением глубины залегания пород обычно наблюдается следующее: 1) под весом накапливающихся выше слоев часть каналов смыкаются и поры изолируются, открытая пористость сокращается, а общая пористость относительно возрастает, хотя в абсолютных величинах и она постепенно снижается; 2) на глубине свыше 3 км пористость и проницаемость колеблются в очень широком диапазоне даже в однотипных породах; 3) пористость снижается быстрее, чем проницаемость; 4) цементирующий материал сильно изменяет проницаемость пород; 5) плотность и хрупкость пород возрастают.

С уменьшением пористости глинистых пород возрастает их плотность. При подъеме глины уже не разуплотняются: по выражению Н. Б. Вассоевича, глины можно назвать максимальным манометром. При этом в изменении плотности глин наблюдаются скачки, связанные с трансформацией глинистых минералов. Выделяют до четырех стадий дегидратации глин при уплотнении. В обломочных и карбонатных породах зависимость между пористостью и плотностью не такая прямая, так как уплотнение на определенном этапе связано с перестройкой кристаллического скелета.

Снижение коллекторских свойств пород с глубиной происходит более или менее постепенно (рис. 5), но встречается и аномалии. Так, алевролиты из Аралсорской сверхглубокой скважины СГ-1 (Прикаспийская впадина) на глубине 4132-4136 м имеют открытую пористость 9,7 %, проницаемость  $40 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Мелкозернистые песчаники караганского горизонта месторождения Сулак (Терско-Каспийский прогиб) на глубине 3981 м имеют общую пористость 20,5 % и проницаемость  $310 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . По данным бурения Тюменской сверхглубокой скважины СГС-6, алевропесчаники тампейской серии при постепенном снижении открытой пористости до 5,5 % в интервале глубин 5607-6422 м показали значение 12 %. В разрезе серии выделены десять пластов разуплотненных песчаников мощностью 5-10 м. Нефтенасыщенные крупнозернистые песчаники месторождения Лейк-Вашингтон (США) даже на глубине 6530 м сохраняют аномально высокие пористость (35 %) и проницаемость ( $620 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ). Высокие коллекторские параметры установлены и в глубоких частях карбонатных разрезов. Например, на площади Карачаганак в Прикаспийской впадине открытая пористость известняков, извлеченных с глубин 4500—5400 м, достигает 23 %, а проницаемость –  $140 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Подобные случаи широко распространены и свидетельствуют о наличии на больших глубинах коллекторов большой емкости, способных формировать природные резервуары для углеводородов.

Глубинное разуплотнение коллекторов в одних случаях объясняется локальным сохранением или незначительным снижением первичных свойств, в других – развитием в породах вторичной пористости и каналов миграции. Сохранение коллекторских свойств пород зависит от литологических свойств пласта, состава и давления флюидов. Среди обломочных пород к сохранению свойств более всего предрасположены крупно- и среднезернистые разности песчаников без цемента или с низким его содержанием. Первичная пористость лучше сохраняется в сортированных породах, чем в разнотернистых. В карбонатных породах крупные межформенные и внутрiformенные поры и каверны более стабильны, чем мелкое пустотное пространство.

Снижение проницаемости пород вследствие их цементации, более заметно сказывается на свойствах маломощных пластов; в пластах значительной мощности при заполнении порового пространства сохраняются коллекторские горизонты и линзы. Замедляют ухудшение коллекторских свойств пород перекрывающие их горизонты с высокой теплопроводностью, напри-

мер, соляные толщи. Их роль заключается в охлаждении коллекторов и торможении тем самым аутигенного минералообразования.

Присутствие в поровом пространстве нефти, не содержащей воды и других химически активных компонентов, также препятствует отложению цемента и «консервирует» коллекторские свойства породы. Показательным в этом отношении является сравнение песчаников месторождения Тартан (Североморский бассейн), поднятых с глубин 3847-3940 м. Нефтенасыщенные песчаники с размером зерен 0,48 мм имеют общую пористость 14,4 % и межзерновую – 11,4 %, а в водонасыщенных песчаниках с зернистостью 0,92 мм эти параметры составляют соответственно 6,3 % и 4,7 %. Таким образом, нефтенасыщенная порода имеет в 2,3 раза большую пористость, чем залегающая в сходных термобарических условиях более крупнозернистая порода, не содержащая нефти.

Флюиды препятствуют закрытию трещин и сокращению размеров пор в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД), превышающих литостатические в 1,5-2 раза и более. АВПД характерны для коллекторских пород, залегающих на больших глубинах (более 3,5-4 км) под мощными экранирующими соляными и глинистыми толщами, имеющими региональное распространение. Пористость древних палеозойских песчаников Прикаспийской впадины из зоны АВПД на глубине 5300-5504 м (Биикжальская скважина СГ-2) составляет 9,6-13,5 %, в то время как аналогичные по составу мезозойские породы, находящиеся на меньшей глубине 4150-4200 м под литостатическим давлением (Аралсорская скважина СГ-1), имеют пористость 8,7-11,5 %.

*Вторичная пористость* возникает вследствие растворения и выноса компонентов, развития трещин, минеральных превращений с уменьшением объема (доломитизация известняков, гидрослюдизация и хлоритизация глин). Минеральные изменения фиксируется отчетливо в породах, которые содержат в большом количестве карбонаты и разбухающие глинистые минералы. По изменению такого широко распространенного минерала как кварц выделяют следующие глубинно-температурные уровни: 1) зона малоизмененного кварца: до глубины 1500 м, температура до 50°C; 2) зона растворения кварца с образованием вторичных пор и конформных структур: глубины 1200-2700 м, температура 60-80°C; 3) зона преимущественной регенерации кварца: в платформенных бассейнах глубины, на которых температура достигает 100°C, в геосинклинальных – до глубины 5 км, температуре 150 °C; 4) зона повторного растворения кварца: до глубин более 6 км, температура более

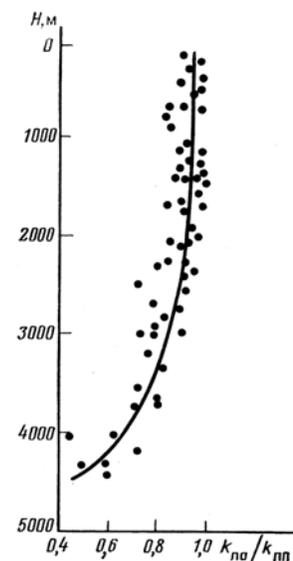


Рис. 5. Изменение отношения открытой ( $k_{no}$ ) и полной ( $k_{np}$ ) пористости с увеличением глубины ( $H$ ) в мезозойских отложениях Прикаспийской впадины [17]

160°C. Катагенный вынос вещества за пределы породы улучшает их коллекторские свойства.

Ухудшение свойств коллекторов вследствие их зацементированности может смениться вновь существенным улучшением за счет образования трещин. Коллекторы с хорошими фильтрационными характеристиками известны на глубинах 5-6 км. Таковы карбонатные коллекторы на морских месторождениях Среднего Востока, толщи подсолевых карбонатных пород в Прикаспийской впадине. При прогнозировании коллекторов на больших глубинах следует иметь в виду, что вторичная пористость непостоянна. Со временем в результате смены тектонического режима и физико-химических условий среды поры и каналы могут увеличиваться или, наоборот, залечиваться, а зияющие трещины могут механически смыкаться.

По современным представлениям, осадочные породы при благоприятных условиях могут быть коллекторами нефти и газа на глубинах до 12-15 км. На глубинах свыше 4 км могут быть встречены любые из известных типов коллекторов. Более того, в глубинных условиях в категорию коллекторов переходят породы, которые на малых и умеренных глубинах выполняют функцию флюидоупоров (глинистые породы, мергели, пелитоморфные известняки и др.).

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Подводя итоги, можно отметить, что коллекторами могут являться, наряду с обломочными и карбонатными породами, самые различные образования. Коллекторы имеют разное распространение, происхождение и практическое значение. Природа их нефтегазоносности также весьма разнообразна.

В обломочных и карбонатных породах емкостно-фильтрационные свойства закладываются изначально. Впоследствии они могут изменяться в ту или иную сторону при погружении пород на глубину, их метаморфизме и других геологических процессах. Независимо от преобразований, самыми лучшими коллекторами являются песчаники, алевролиты и рифовые известняки.

Существенной особенностью глинистых и кремнистых коллекторов является то, что они сами генерируют углеводороды из присущей им примеси органического вещества, причем нефтеобразование способствует сохранению их первичных коллекторских свойств. Глинистые и кремнистые породы могут становиться коллекторами в результате вторичных преобразований и служить вместилищем для перераспределенных углеводородов, но их промышленное значение невелико.

Магматические и метаморфические породы приобретают неестественные для них емкостные и фильтрационные свойства под влиянием внешних факторов. Разрушаясь при выветривании и динамометаморфизме, они могут становиться коллекторами, не имеющими, правда, сколько-нибудь большого значения. Вулканогенно-осадочные коллекторы занимают промежуточную

позицию между обломочными и магматическими, проявляя то первичную пористость, то наложенную трещиноватость.

На сегодняшний день в изучении пород-коллекторов остается еще много вопросов. Не исследована до конца проблема соотношения различных емкостных и фильтрационных параметров пород. Необходимо совершенствовать методику количественной оценки зависимости коллекторских свойств пород от их состава, строения и условий образования. Продолжаются работы по созданию эффективных оценочных классификаций коллекторов различных групп. Несмотря на большой объем данных, остается во многом неясным поведение пород-коллекторов на больших глубинах. В задачи литологии входит решение указанных вопросов путем дальнейшего полевого и экспериментального исследования пород-коллекторов

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Алексеев В.П.* Литологические этюды. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 149 с.
2. *Алексеев В.П.* Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие. Екатеринбург: Изд-во УГГА, 2002. 147 с.
3. Атлас текстур и структур осадочных горных пород / Ч.1. М.: Госгеолтехиздат, 1962. 578 с.; Ч.2. М.: Недра, 1969. 700 с.
4. *Багринцева К.И.* Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 231 с.
5. *Ботвинкина Л.Н.* Методическое руководство по изучению слоистости. М.: Наука, 1965. 260 с.
6. *Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е.* Литология нефтегазоносных толщ: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1991. 286 с.
7. *Иванова М.М., Чоловский И.Р., Брагин Ю.И.* Нефтегазопромысловая геология. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 367 с.
8. История развития нефтегазовой промышленности. Конспект лекций / Шаммазов А.М. и др. / Ред. В.С. Литвиненко и др. Уфа: Б.и., 1999. 184 с.
9. *Каргодин Ю.Н.* Введение в нефтяную литологию. Новосибирск: Наука, 1990. 239 с.
10. *Киркинская В.Н., Смехов Е.М.* Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1981. 231 с.
11. *Кобранова В.Н.* Петрофизика. М.: Недра, 1986. 391 с.
12. *Колонкаров Л.В.* Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран: Учебник. М.: Изд-во «Нефть и газ», 2003. 560 с.
13. *Логвиненко Н.В.* Петрография осадочных пород (с основами методики исследования): Учебник. М.: Высшая школа, 1984. 416 с.
14. Петрофизика: Справочник. Кн. 1. Горные породы и полезные ископаемые. М.: Недра, 1992. 391 с.
15. *Петтиджон Ф.Дж.* Осадочные породы. М.: Недра, 1981. 751 с.
16. *Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г.* Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. М.: Недра, 1987. 200 с.
17. *Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г.* Литология: Учебник для вузов. М.: Недра. 1991. 444 с.
18. *Рухин Л.Б.* Основы литологии. Л.: Изд-во НГТЛ, 1969. 704 с.
19. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов, В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева и др. СПб.: Недра, 1998. 352 с.
20. Справочник по литологии. М.: Недра, 1983. 509 с.
21. *Фролов В.Т.* Литология: Учебное пособие. М.: Изд-во МГУ. Кн. 1, 1992. 336 с.; Кн. 2, 1993. 432 с.; Кн. 3, 1995. 535 с.
22. *Ханин А.А.* Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 368 с.
23. *Швецов М.С.* Петрография осадочных пород. М.: Госгеолтехиздат, 1958. 416 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	2
ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ.....	3
КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД.....	5
Формирование коллекторских свойств пород.....	5
Минеральный состав пород как фактор их коллекторских свойств.....	8
Структуры пород как фактор их коллекторских свойств.....	9
Текстуры пород как фактор их коллекторских свойств.....	11
Укладка пород как фактор их коллекторских свойств.....	13
Пористость пород.....	13
Трещиноватость пород.....	16
Плотность пород.....	18
Проницаемость пород.....	19
Водонасыщенность пород.....	21
Нефтенасыщенность и газонасыщенность пород.....	22
Смачиваемость пород.....	22
Структура порового пространства пород.....	23
КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ.....	25
Классификация пород-коллекторов.....	25
Обломочные породы-коллекторы.....	27
состав, строение, петрографическая классификация.....	27
коллекторские свойства, оценочная классификация.....	32
Карбонатные породы-коллекторы.....	41
состав, строение, петрографическая классификация.....	41
коллекторские свойства, оценочная классификация.....	45
Глинистые породы-коллекторы.....	54
состав, строение, петрографическая классификация.....	54
коллекторские свойства.....	56
Кремнистые породы-коллекторы.....	58
состав, строение, петрографическая классификация.....	58
коллекторские свойства.....	60
Вулканогенно-осадочные породы-коллекторы.....	60
состав, строение, петрографическая классификация.....	60
коллекторские свойства.....	61
Магматические и метаморфические породы-коллекторы.....	62
Породы-коллекторы на больших глубинах.....	63
изменение пород-коллекторов на глубине.....	63
изменение коллекторских свойств пород на глубине.....	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	68
библиографический список.....	70