

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
Институт геологии и нефтегазовых технологий
Кафедра минералогии и литологии

МОРОЗОВ ВЛАДИМИР ПЕТРОВИЧ
КОЛЬЧУГИН АНТОН НИКОЛАЕВИЧ
ЕСКИН АЛЕКСЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

«НЕФТЕГАЗОВАЯ ЛИТОЛОГИЯ»

Учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям

КАЗАНЬ, 2017

УДК 550.4

*Печатается по решению учебно-методической комиссии
Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ
(протокол №15 от 20 мая 2015 г.)*

Составители

Морозов В.П., Кольчугин А.Н., Ескин А.А.

Рецензенты:

Профессор каф. минералогии и литологии, д.г.-м.н. Бахтин А.И.

Нефтегазовая литология: учебно-методическое пособие к лабораторным занятиям / В.П. Морозов, А.Н. Кольчугин, А.А. Ескин. – Казань, 2017. – 25 с.

В пособии даются краткие сведения о нефтегазовой литологии, включающие разделы: нефтегазовые комплексы, Коллекторские свойства пород и их физико-механические свойства. В основу разделов пособия положены этапность формирования осадочных пород, их составные части, классификация.

Рассчитано на студентов Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ.

При написании пособия учтен опыт преподавания курса «Литология» и «Нефтегазовая литология» на кафедре минералогии и литологии ИГиНТТ КФУ.

© Казанский университет, 2017

© Морозов В.П., Кольчугин А.Н., Ескин А.А., 2017

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
ВВЕДЕНИЕ	4
1. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ	5
1.1. НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ	5
1.2. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ	6
1.3. ПОРОДЫ-ФЛЮИДОУПОРЫ (ПОКРЫШКИ)	8
2. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД	12
2.1. ПУСТОТНОСТЬ (ПОРИСТОСТЬ)	12
2.2. ПРОНИЦАЕМОСТЬ	14
2.3. ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТЬ	14
3. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД	16
3.1. ПЛОТНОСТЬ	16
3.2. ПРОЧНОСТЬ	17
3.3. УПРУГОСТЬ	18
4.4. ПЛАСТИЧНОСТЬ	19
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	21
ЛИТЕРАТУРА	22

ВВЕДЕНИЕ

С осадочными породами связаны важные в практическом значении полезные ископаемые – горючие ископаемые. Прежде всего, это относится к таким полезным ископаемым как нефть и газ.

В настоящем пособии даются основные понятия нефтегазовой литологии.

Литология – наука об осадочных породах, их составе, строении, происхождении. Нефтегазовая литология – наука об осадочных породах нефтегазоносных комплексов, их составе, строении, которые обуславливают их коллекторские или флюидоупорные свойства, их происхождении. Нефтегазовая литология родилась на стыке двух наук – литологии и геологии нефти и газа. Геология нефти и газа изучает такие важнейшие полезные ископаемые – нефть и газ, которые генетически и пространственно связаны с осадочными породами. Исходя из наиболее разработанной в настоящее время теории осадочно-миграционного происхождения месторождений нефти и газа, следует признать, что именно осадочные породы, обогащенные органическим веществом являются нефтематеринскими и во многом свойства этих пород и история их формирования определяют их нефтегазовый потенциал.

В подавляющем большинстве осадочные породы являются коллекторами нефти и газа и их фильтрационно-емкостные свойства определяют возможность накапливать углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождений. Наилучшими флюидоупорами также являются осадочные породы и их фильтрационные свойства во многом будут определять степень сохранности залежей.

Свойства нефтематеринских пород, пород-коллекторов и пород-флюидоупоров (покрышек) изменяются в ходе литогенеза. Это во многом определяет нефтегазогенерационный потенциал пород, коллекторские и флюидоупорные свойства.

1. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Нефтегазоносные комплексы представляют собой генетические подразделения высокого ранга в разрезе нефтегазоносных бассейнов. Под ними большинство исследователей понимают осадочные толщи, в состав которых входят нефтегазоматеринские породы, породы-коллекторы и породы-флюидоупоры (породы-покрышки). Однако нередко в составе нефтегазоносных комплексов нефтегазоматеринские породы могут отсутствовать. Поэтому породы-источники углеводородов могут находиться как внутри комплекса, так и вне его.

Таким образом, нефтегазоносный комплекс – это природная система, состоящая из совокупности горных пород, условия накопления и дальнейшее постседиментационное преобразование которых характеризуются благоприятными геологическими, геохимическими, гидрогеологическими, тектоническими и другими факторами, обусловившими возникновение, развитие и завершение процессов регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

В целом нефтегазоносный комплекс, состоит из трех частей:

- нефтегазопроизводящей толщи, генерирующей нефть или газ;
- нефтегазосодержащей толщи, представленной коллекторами, в которых содержатся скопления нефти и газа;
- перекрывающей породы-коллекторы слабопроницаемой толщей-покрышкой, обеспечивающей сохранность скоплений углеводородов.

Две последних составляющих создают природные резервуары – естественные вместилища для нефти, газа и воды, внутри которых эти флюиды могут циркулировать. С природными резервуарами генетически связаны ловушки нефти и газа.

1.1. НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ

Нефтегазоматеринские породы – осадочные толщи, способные в определенных геологических условиях выделять свободные углеводородные флюиды, которые образованы в процессе диа- и катагенетических преобразований заключённого в них рассеянного органического вещества.

Нефтегазоматеринские толщи отличаются наиболее высокой для осадочных пород концентрацией органического вещества. Считается, что породы с содержанием органического вещества до 0,2%, сформированные в окислительных и субокислительных условиях седименто- и диагенеза, не являются нефтегазоматеринскими породами. Малопродуктивными нефтегазоматеринскими толщами могут быть почти все их литологические типы, образованные в слабовосстановительных и восстановительных условиях. К высокопродуктивным нефтегазоматеринским породам относятся глинистые, глинисто-карбонатные, кремнисто-глинистые, глинисто-кремнисто-карбонатные отложения, часто с примесью алевритового материала, сформированные в восстановительных условиях седиментогенеза.

В одних и тех же условиях сапропелевое органическое вещество генерирует в 2-3 раза больше жидких углеводородов, чем гумусовое, преимущественно генерирующее метан и его низшие гомологи. По доминирующему типу органического вещества породы подразделяют на нефтематеринские, содержащие преимущественно сапропелевое и гумусово-сапропелевое органическое вещество, и газоматеринские, содержащие сапропелево-гумусовое и гумусовое органическое вещество. По степени реализации генерационных и эмиграционных возможностей выделяют: потенциально нефтегазоматеринские породы (где генерация углеводородов не сопровождается значительной эмиграцией), нефтегазопроизводящие (генерация и значительная эмиграция флюидов), нефтегазопроизводившие (генерационные и эмиграционные возможности исчерпаны). Реализация генерационных способностей сапропелевого органического вещества и эмиграция нефтеподобных флюидов из нефтегазоматеринских пород завершается при более мягких термобарических условиях, чем процесс генерации газообразных углеводородов в гумусовом органическом веществе.

Признаками вступления пород в главную зону нефтеобразования (стадия мезокатагенеза с температурой от 60-80 до 160-170°C) служат:

- появление в них следов отделения от генерирующего органического вещества и перераспределение в пустотном пространстве нефтегазоматеринских пород битумоидов;
- разброс значений битумоидных коэффициентов, повышение верхнего предела их величины;
- сдвиг в составе битумоидов в сторону усиления сходства с нефтью и ряд других признаков.

Показателями активности генерационных и эмиграционных процессов в нефтегазоматеринских породах являются также катагенетические трансформации состава органического вещества и его керогеновой части. Количество выделившихся из объёмной единицы нефтегазоматеринских пород нефтегазовых флюидов определяется типом, количеством, составом, глубиной и направленностью преобразования заключённого в них органического вещества.

В условиях главной зоны нефтеобразования из нефтематеринских пород выделяется жидких углеводородов до 200 кг/т органического вещества; из газоматеринских – на порядок меньше.

По удельной продуктивности жидких углеводородов нефтегазоматеринские породы подразделяют на очень бедные – до 50 г/м³, бедные – до 100 г/м³, средние – до 250 г/м³, богатые – до 500 г/м³, очень богатые – до 2500 г/м³, уникальные – до 20 000 г/м³.

1.2. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их в промышленных количествах при разработке, называются коллекторами. Большинство пород-коллекторов имеет осадочное происхождение. Коллекторами нефти и газа могут быть терригенные породы (песчаники, алев-

ролиты и некоторые глинистые породы), карбонатные (известняки, доломиты), кремнистые (радиоляриты, спонголиты) породы. Значительно реже коллекторами могут служить изверженные и метаморфические породы. К основным свойствам пород-коллекторов относятся их повышенные пустотность, проницаемость и флюдонасыщенность.

Некоторые породы в процессе преобразования могут превратиться из неколекторов в коллекторы и наоборот. Некоторые породы в прошлом не рассматривались как коллекторы, тогда как в современное время их с успехом эксплуатируют, в том числе и потому, что современные технологии позволяют вовлекать их в разработку.

Классификация коллекторов определяется их свойствами, происхождением, составом и рядом других признаков. Однако поскольку факторов, определяющих коллекторские свойства пород слишком много, создать вполне удовлетворительную для многих специалистов (геологов, разработчиков, технологов и др.) классификацию весьма сложно. Следует сказать, что существующие классификации весьма условны. Можно привести несколько классификаций пород-коллекторов, которые пользуются широким распространением и

Многими признается, что в основе всякой научной классификации коллекторов, по-видимому, должны лежать два основных взаимосвязанных критерия: способ образования (в том числе преобразования) пород и свойства слагающих их минералов. На базе этих критериев следует учитывать характер емкостных, фильтрационных способностей, особенности структуры пустотного пространства и т.д.

К числу наиболее распространенных классификаций пород-коллекторов можно отнести три: классификация по типам горных пород, классификацию по структуре пустотного пространства и классификацию по времени образованию пустотности.

По типам пород коллекторы можно разделить на обломочные, карбонатные, глинистые, кремнистые породы, породы магматического и метаморфического происхождения.

По структуре пустотного пространства среди пород-коллекторов можно выделить три основных типа: коллекторы поровые, кавернозные, трещинные. Их различное сочетание приводит к смешанным коллекторам. Примером последних могут быть порово-кавернозные, порово-трещинные, порово-кавернозно-трещинные.

Поровые коллекторы нередко называют гранулярными или межзерновыми, а также матричными или внутриматричными. Типичными их представителями являются песчаные породы, т.к. пустотность в них образована межзерновыми порами. Кавернозные коллекторы относятся к числу межагрегатных, к ним же иногда относят и трещинные типы коллекторов. К кавернозным коллекторам можно также отнести и карстовые коллекторы, однако нередко их выделяют в качестве самостоятельного типа – карстовые. Среди пустот есть еще один тип, который называется биопустотами, к ним относят пустоты биогенно-

го происхождения, например, внутрираковинные пустоты или пустоты между колониальными организмами, формирующими органогенные постройки.

По времени формирования все виды пустот в породах-коллекторах могут быть первичные, образовавшиеся вместе с породой в условиях седименто^о-, диа- и катагенеза, и вторичные, образовавшиеся в уже сформированной породе за счет ее преобразования в условиях наложенных изменений.

Коллекторы порового типа, как правило, развиты среди обломочных пород: гравелиты, песчаники, алевролиты или смешанные породы. Их пустотность закладывается еще при седиментогенезе, а в условиях диа- и катагенеза, как правило, становится меньше за счет уплотнения пород. Поры располагаются между обломками, однако плохая сортировка обломочных частиц и наличие между ними цементирующего материала снижают пористость. Влияет на величину пористости также укладка зерен и их форма.

Коллекторы кавернозного типа, обладающие межагрегатной пустотностью, весьма часто развиты среди поликомпонентных по составу известняков. В последних каверны формируются за счет выщелачивания (селективного растворения) неустойчивых компонентов известняков. Нередко этот процесс сопровождается доломитизацией.

Полезная емкость трещинного типа коллекторов складывается в основном из трещин и стилолитов самых разнообразных форм и размеров, которые возникают на стадиях диагенеза и катагенеза, колебательных движениях, образовании складок и разрывных нарушений, процессах гипергенеза и др. Трещинный тип пустотности относится к постседиментационным. Емкостные и фильтрационные свойства коллекторов данного типа обуславливаются наличием трещин. Трещинный тип пустотности может быть развит в любых горных породах.

Карстовый тип коллекторов также имеет ограниченное развитие. Его кавернозность формируется в том случае, если горные породы оказываются на поверхности. Тогда за счет растворения горных пород формируются довольно крупные пустоты. Часто развита в карбонатных породах.

Пример одной из классификаций приведен в нижерасположенной таблице 1.1.

1.3. ПОРОДЫ-ФЛЮИДОУПОРЫ (ПОКРЫШКИ)

Породы, плохо проницаемые для нефти, газа и воды, способны играть роль экранов (покрышек), препятствующих разубоживанию углеводородов в пространстве и способствующих их накоплению в породах-коллекторах. Изолирующая способность пород-экранов, перекрывающих залежь в природном резервуаре, обеспечивается их низкой проницаемостью для нефти и газа при перепадах давления, возникшего в ходе формирования залежи и измеряемого десятками и первыми сотнями атмосфер.

Скорость фильтрации (пропускная способность) через надзалежные покрышки много меньше скорости накопления углеводородов в породах-коллекторах. Эта скорость также недостаточна для рассеивания образовавших-

ся скоплений УВ на протяжении многих десятков и даже сотен миллионов лет при неизменной или слабо меняющейся общегеологической (тектонической, гидрогеологической) обстановке.

Таблица 1.1.

Схема классификации коллекторов нефти и газа
(Смехов, 1969, с упрощениями)

Критерии классификации	Простые коллекторы		Сложные (смешанные) коллекторы	
	Поровый тип	Трещинный тип	Трещинно-поровый тип	Порово-трещинный тип
Литологический состав	Терригенные породы, реже карбонатные	Карбонатные породы, реже терригенные, магматические, метаморфические	Карбонатные породы, реже терригенные	Терригенные породы, реже карбонатные
Условия аккумуляции	Нефть (газ) содержатся в основном в порах	Нефть (газ) содержатся в основном в трещинах и приуроченных к ним пустотах	Нефть (газ) содержится в основном в пустотах (порах, кавернах) блоков пород	
Условия фильтрации	Фильтрация осуществляется в единой системе фильтрационных каналов (поры или трещины)		Фильтрация происходит в двух фильтрационных средах	
			Трещинная проницаемость значительно превышает поровую	Значения обоих видов проницаемости примерно равны

Лучшими покрышками считаются соленосные толщи, но наиболее распространены в этом качестве глинистые породы. Флюидоупорами могут служить и другие разновидности осадочных и даже магматических пород. Если экранирующие свойства глинистых и соляных пород объясняются до определенных пределов давления и температуры их повышенной пластичностью, то другие типы пород обладают изолирующей способностью вследствие своей плотности (прочности, крепости) и рассматриваются как плотностные покрышки (флюидоупоры).

Экранирующие свойства глин зависят от их состава, мощности и выдержанности, песчанности или алевритистости, вторичных изменений, трещиноватости. Большое значение также имеют находящиеся в глинах вода и органи-

ческое вещество. Изначальные свойства глин и характер их вторичных изменений во многом определяются теми примесями (терригенными, карбонатными, кремнистыми), которые в них присутствуют. Большое влияние на экранирующие (фильтрующие) свойства глин оказывают их текстурные особенности, связанные с генезисом и минеральным составом.

Глины с высокоупорядоченной слоистой текстурой, которая образуется вследствие однообразной ориентировки чешуек, будут вести себя иначе, чем глины с петельчатой, узловатой, спутанно-волокнистой, хлопьевидной или иными текстурами.

Свойства глинистых пород складываются на первых этапах литогенеза, главным образом в диагенезе, после того как из глинистых илов удаляется большая часть седиментационной и рыхло связанной воды. Уже в раннем диагенезе глинистые илы теряют способность течь (достигают предела текучести), однако сохраняют свою пластичность вплоть до удаления прочно связанной воды. Пластичность – важнейшее качество глин, обеспечивающее способность к перестройке структуры под влиянием приложенной нагрузки без нарушения сплошности сложенного глинами пласта. Она исключает механическое разрушение при прорыве нефти и газа под избыточным давлением (до определенного предела). Однако при росте давлений в течение достаточно продолжительного времени предел пластичности может быть пройден, глина становится ломкой и хрупкой и теряет свои экранирующие свойства. Между этими пределами – текучести и пластичности – можно выделить много градаций изменения свойств глин, как флюидоупоров.

При погружении под слой более молодых отложений с возрастанием геостатического давления изменяются многие физические характеристики глинистых пород. Происходит их уплотнение, что отчетливо фиксируется по увеличению плотности и уменьшению пористости. Одновременно происходит сокращение сечений поровых каналов.

Уплотнение глинистых пород сопровождается оттоком воды – дефлюидизацией. Дефлюидизация глинистых пород связана, как с оттоком межзерновой воды, так и с оттоком воды, поступающей в межзерновое пространство за счет дегидратации минералов. Если уход воды затруднен (в мощных глинистых толщах, где нет песчаных и других пористых прослоев), в поровом пространстве глин может возникнуть аномально высокое давление. До определенных пределов наличие этого давления будет способствовать повышению экранирующих свойств. Однако потом может наступить момент, когда чрезмерно возросшее давление вызовет образование гидроразрывов, в результате чего будет развиваться микротрещиноватость.

Важной характеристикой покрышки является величина давления прорыва – перепад давления, при котором начинается фильтрация нефти (газа) через покрышку. С этим понятием связано другое – давление пережима, при котором прекращается фильтрация через покрышку. Давление пережима меньше давления прорыва. Последнее изменяется в широких пределах и зависит от свойств глин и нефтей (увеличивается для вязких нефтей).

Прорыв газа и нефти через тонкие поры глинистых пород происходит в том случае, если создается достаточная сила для вытеснения капиллярной воды из этих пор (и может быть, некоторой части рыхло связанной воды). Таким образом, экранирующая способность глинистых пород определяется во многом величиной капиллярного давления воды в системе поровых каналов.

По мнению некоторых исследователей, прорыв подвижных веществ через экранирующую толщу происходит также за счет раздвигания и механического разрушения межпоровых перегородок и образования таким образом новых путей для движения (более крупные каналы, трещины, объединение трещин в системы).

Соли, гипсы и ангидриты являются, по-видимому, наилучшими покрытиями, хотя и сквозь их толщу проходит медленный, но постоянный поток углеводородов. Более пластичные покрытия каменной соли являются лучшими по качеству, чем ангидриты и гипсы. С увеличением глубины возрастает пластичность солей и сульфатных пород, в связи с чем улучшаются и их экранирующие свойства. При погружении по мере увеличения глубины и температуры возрастает пластичность солей и сульфатных пород. Для повышения качества флюидоупоров это в целом благоприятно, например, ангидриты после уплотнения становятся более непроницаемыми. Выделение большого количества воды (при переходе гипса в ангидрит) приводит к возникновению зон аномально повышенных давлений ниже эвапоритов.

Другая сторона роста нагрузки и собственно пластичности проявляется в неустойчивости системы. Интенсивный переток масс вызывает разрывы сплошности толщ и возникновение "окон".

Покровы, относящиеся к разряду плотностных, образуются обычно толщами однородных монолитных, лишенных трещин тонкокристаллических известняков, реже доломитов, мергелей, аргиллитов. Плотностные покрытия теряют свою герметичность на больших глубинах за счет появления трещин механического образования.

В некоторых специфических условиях можно встретить в разрезе покрытия особого рода. Например, в зонах развития многолетнемерзлых пород флюидоупорами служат песчано-алевритовые породы с льдистым цементом – криогенные покрытия. Как известно, мощность мерзлоты может достигать 600-900 м. Под этими практически непроницаемыми образованиями могут встретиться скопления газа, а в самих покрышках газ присутствует в виде газогидрата.

Существующие попытки классификации покрышек сводятся к разделению их по вещественному составу (глинистые, соляные, карбонатные и др.) и по широте распространения (региональные, локальные).

2. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Важнейшим свойством горных пород является их способность вмещать флюиды, пропускать их через себя, или, наоборот – быть непроницаемыми. Эти свойства обусловлены пустотностью (пористостью) и проницаемостью пород.

2.1. ПУСТОТНОСТЬ (ПОРИСТОСТЬ)

Пустотность горных пород – одно из свойств горных пород. Связано обратным соотношением с плотностью. Весьма часто пустотность в нефтяной геологии называют пористостью.

В толще осадочных пород содержатся три фазы: твердая (минералы, также твердые органические вещества), жидкая (вода и/или нефть) и газообразная. То пространство горных пород, которое занимают жидкая и газообразная фазы, называют пустотностью или традиционно пористостью. Пустотность (пористость) – это та часть объема горных пород, которая не занята минеральным или органическим твердым веществом. Оценивается как отношение объема пустотности к объему горной породы, включая пустоты; выражается обычно в процентах или долях единицы

$$K_{п} = \frac{V_{пуст}}{V_{породы}} \cdot 100\%.$$

Нередко эта величина называется коэффициентом пористости или просто пористостью.

В нефтегазовой геологии обычно различают четыре вида пористости: общая (абсолютная или полная), открытая (насыщения), эффективная (динамическая) и закрытая. Общая пористость представляет отношение объема всех полостей в породе к общему объему породы. Общая пористость характеризует все виды пор, в том числе и самые мелкие, поэтому общая пористость сухих глин, как правило, выше пористости песчаников. Открытая пористость учитывает объем тех пор, которые сообщаются между собой. Открытая пористость характеризует сообщающиеся поры, которые могут поглощать жидкость или газ; открытая пористость соответствует общей у пористых песков, меньше у песчаников на 10 – 30%, у глин на 50% и более, у каменной соли она отсутствует. Эффективная пористость характеризует совокупность пор, через которые происходит миграция флюида т.е. это те поры, в которые он может не только проникать, но и быть извлеченным. Поэтому эффективная пористость для воды, нефти и газа различна, более того она различна для их смеси в разных соотношениях. Разница между величинами общей и открытой пористости дает величину закрытой пористости, которая представляет объем изолированных или замкнутых пустот. Для качества коллекторов закрытые поры почти не имеют значения, однако в них содержатся захороненные в породах вещества.

В ходе литогенетического преобразования пород (уплотнение под нагрузкой и пр.) соотношение между общей и открытой пористостью изменяется. При смыкании каналов часть открытых пор превращаются в закрытые, так что от-

крытая пористость сокращается, а общая пористость относительно нее возрастает, хотя в абсолютных величинах и она постепенно снижается.

Пустотность горных пород может колебаться в широких пределах. Так, например, пустотность вулканического стекла – 0%, пористость гранита от 1 до 3% , пористость песчаников – 10-20% и, как правило, не более 35% , пористость карбонатных пород – от первых процентов до 20% и более.

Это обусловлено различной вязкостью флюида. Общая пористость больше, чем открытая, а открытая больше, чем эффективная.

Строение порового пространства определяется размерами, формой и пространственными взаимоотношениями пор. По размерам поры классифицируются по разным признакам (см. таблицу 2.1).

Таблица 2.1.

Размеры и свойства пор

Диаметр пор		Раскрытость трещин	Свойства флюидов
Мегапоры (полости), от сантиметров до кубометров		Сверхкапиллярные > 0,25 мм	Нефть и вода движутся в соответствии с законами гравитации и/или гидромеханики
Макропоры > 0,1 мм			
Микропор < 0,1 мм	Капиллярные < 0,1 мм	Капиллярные 0,25–0,001 мм	Действуют преимущественно капиллярные силы
Субкапиллярные < 0,002 мм		Субкапиллярные < 0,001 мм	Движение флюида практически невозможно

Пористость может быть в горной породе изначально, формируясь при седименто-, диа- и катагенезе, тогда она называется первичной, а может появиться в процессе существования горной породы – тогда она называется вторичной, например, при растворении горной породы или ее перекристаллизации. Кроме того, пористость бывает гранулярная (или межзерновая) – в терригенных породах, каверновая встречается в карбонатных породах и трещинная – в любых по генезису породах. Гранулярная пористость зависит от окатанности, сортированности, формы и способа укладки зерен, а также от типа и состава цемента. Коэффициент пористости может достигать 40%, но обычно он превышает 20%. Очень большую, но неравномерную пористость имеют органогенные известняки. Равномерно пористы хорошо окатанные и слабо сцементированные терригенные породы. Характерные значения пористости для различных горных пород приведены в таблице 2.2.

По структуре пористость разделяют на межгранулярную (между обломками), трещинную и кавернозную. Трещинная пористость обычно не превышает 3–5 % общей пористости, но в формировании проницаемости роль трещин весьма велика. Кавернозная пористость характерна для растворимых пород – карбонатов, сульфатов и хлоридов. Размеры каверн от долей миллиметров до

десятков метров – например, карстовые пещеры. Кавернозная пористость достигает десятков процентов.

Таблица 2.2.

Общая пористость осадочных горных пород, %

Порода	Пределы колебаний	Наиболее вероятная
Песок	4–55	20–35
Песчаник	0–30	5–25
Алевриты	1–40	3–25
Ил	2–90	50–70
Глина	0–75	20–50
Известняки	0–35	2–15
Мел	40–55	40–50
Доломиты	2–35	3–20

2.2. ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемость – способность пород пропускать через себя флюиды. Она зависит от размера и конфигурации пор, что обусловлено размером зерен пород, плотностью укладки и взаимным расположением частиц, составом и типом цемента и др. Очень большое значение для проницаемости имеют трещины.

Традиционно проницаемость оценивали во внесистемных единицах – дарси (Д). А в системе СИ ей примерно соответствует единица $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$). Такой проницаемостью обладает образец горной породы длиной 1 м, площадью сечения в 1 м^2 , пропускающий сквозь себя $1 \text{ м}^3/\text{сек}$ жидкости вязкостью $0,001 \text{ Па} \cdot \text{сек}$ при перепаде давления на концах образца $0,1013 \text{ МПа}$. Примерно такой проницаемостью обладает обычная водопроводная труба, а проницаемость реальных горных пород в сотни и более раз меньше.

Различают абсолютную и относительную проницаемости. Абсолютная проницаемость описывает прохождение однородного флюида, не реагирующего с вмещающей горной породой, которая принимается однородной. Абсолютная проницаемость не меняется со временем. Эффективная проницаемость описывает прохождение конкретного флюида, например, смеси нефти и воды, которые могут реагировать с породой. По величине проницаемости горные породы разделяются на три порядка в пределах $1 \cdot 10^{-15} - 1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Продуктивные коллекторы имеют проницаемость $10^{-14} - 10^{-13} \text{ м}^2$. Проницаемость обеспечивается сообщающимися порами между частицами. Поэтому, если размер пор более 10 мкм, то проницаемость обычно возрастает пропорционально пористости. Минимальный размер поры, в которой может перемещаться флюид, более 1 мкм. Если же пора меньше, то поверхностные силы ее стенок делают капиллярное натяжение непреодолимым для флюида. Поэтому, например, глины, обладая в сухом состоянии пористостью 30%, непроницаемы из-за весьма малых по размеру каналов. В трещиноватых породах флюид перемещается по трещинам, достигающим иногда 100 мкм и более.

Поскольку породы анизотропны, величины различных характеристик, в том числе и проницаемость, неодинаковы по разным направлениям. Проницаемость коллекторов параллельно напластованию обычно выше, чем перпендикулярно к нему. Таким образом, величина проницаемости обладает векторными или тензорными свойствами. Если построить какую-то фигуру в выбранной точке пространства на основе величин проницаемости, она будет иметь сложный характер. Проницаемость зависит от размера поровых каналов и изменяется пропорционально квадрату величины сечения пор. Если размер зерен (и пор) увеличивается на три порядка, то при том же способе их укладки проницаемость увеличивается на шесть порядков.

2.3. ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТЬ

Флюидонасыщенность (или коэффициент насыщенности) определяется как отношение объема нефти (газа, воды) к объему пор.

Насыщенность пустотного пространства горных пород флюидами (вода, нефть, газ) представляет практический интерес в нефтегазовой геологии и гидрогеологии. Формирование нефтяных и газовых залежей происходит путем вытеснения из пористых пород воды нефтью и газом. При этом вода частично остается в порах породы (остаточная вода), где ее содержание тем больше, чем меньше диаметр пор и слагающих породу частиц. Это справедливо для гидрофильных пород-коллекторов.

Остаточная вода, содержащаяся в породах-коллекторах нефти и газа, удерживается в пористой среде поверхностно-молекулярными и капиллярными силами и в продукции скважин при их эксплуатации обычно не обнаруживается. Содержание остаточной воды, выраженное в процентах от суммарной емкости пор, может меняться от нескольких до 70% и более, составляя в большинстве песчано-алевритовых коллекторов нефти 20-30%. А в чисто газовых песках содержание остаточной воды может быть даже выше чем в нефтяных.

Коллекторские свойства пород в значительной мере зависят от содержания в них глинистых минералов. От присутствия последних, прежде всего, зависит и величина остаточного водонасыщения, которая влияет на полезную емкость и эффективную проницаемость пород.

При водонасыщенности пласта, превышающей капиллярно-связанное состояние, вода может находиться и в свободном виде. При соответствующем перепаде давления она движется вместе с нефтью и газом к забоям эксплуатационных скважин и извлекается на поверхность.

3. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Оценка и знание физико-механических свойств горных пород необходима при понимании процессов формирования и разрушения месторождений нефти и газа, а также строительстве скважин и разработке месторождений. Знание физико-механические свойства горных пород необходимо также и при составлении проекта разработки нефтяных и газовых месторождений.

К основным физико-механическим свойствам горных пород относятся плотность, прочность, упругость, пластичность, твердость и абразивность.

3.1. ПЛОТНОСТЬ

Плотность горных пород определяется как отношение их массы к единице объема

$$d = \frac{m}{v}.$$

Обычно измеряется в г/см³, кг/л или т/м³.

Плотность породообразующих минералов колеблется в широком диапазоне, зависит от химического состава и структуры. Плотность галита – 2,2 г/см³, кварца – 2,66 г/см³, полевых шпатов – 2,55-2,7 г/см³, кальцита – 2,72 г/см³, доломита – 2,9 г/см³, гипса – 2,4 г/см³, ангидрита – 3,0 г/см³, магнетита 5,0 г/см³.

Горные породы, слагающие нефтеносные комплексы и состоящие из агрегатов породообразующих минералов, также различаются по плотности. Различают плотность минерального скелета породы и объемную плотность. Плотность минерального скелета породы определяется как отношение ее массы к объему твердой части. Объемная плотность определяется как отношение массы породы к ее объему. Различие между величинами обусловлено тем, что при определении плотности минерального скелета породы пустотность не учитывается, тогда как при определении объемной плотности пустотность учитывается. Поэтому, если горная порода обладает пустотностью, то всегда величина плотности минерального скелета оказывается больше величины объемной плотности.

Так, например, объемная плотность кварцевого песка снижается при 10% пористости с 2,66 до 2,40 г/см³, а при пористости 20% – до 2,10 г/см³. Таким образом, объемная плотность горных пород, и особенно пород осадочных, во многом определяется пористостью. В пластовых условиях, где поры заполнены солеными пластовыми водами, объемная плотность соответственно возрастает при пористости 10% до 2,50 г/см³, а при пористости 20% до 2,35 г/см³.

С увеличением всестороннего сжатия объемная масса возрастает благодаря, во-первых, уменьшению пористости и, во-вторых – некоторому увеличению плотности сжимаемого в порах флюида. Кроме того, соленость пород растет с глубиной.

Объемная плотность осадочных пород обычно колеблется от 2,0 до 2,7 г/см³. С ростом объемной плотности связано и увеличение горного (литостатического) давления.

Плотность жидкостей определяется их составом. Плотность дистиллированной воды – 1 г/см³, минерализованной воды – более, нефти – 0,8–0,9 г/см³, густой нефти и битума – 1,05 г/см³. Поэтому нефть плавает в воде, а битум оседает. Это следует учитывать при разработке месторождений углеводородов.

3.2. ПРОЧНОСТЬ

Прочность – это способность горных пород не разрушаться под действием приложенных к ним механических сил. Измеряется напряжением, при котором порода разрушается. Измеряется прочность в МПа.

Прочность горной породы зависит от вида деформации. Горная порода и минералы могут подвергаться одноосному сжатию и растяжению, деформациям изгиба и сдвига (простым видам деформации), а также нескольким деформациям одновременно (сложные виды деформации). Горные породы наиболее устойчивы по отношению к сжатию, а другим деформациям горные породы противостоят слабее. Обычно прочность на растяжение составляет менее 10% от прочности на сжатие.

Прочность горных пород на сжатие $\sigma_{сж}$, на сдвиг σ_c , на изгиб $\sigma_{изг}$ и на растяжение σ_p связаны между собой следующим соотношением: $\sigma_{сж} > \sigma_c > \sigma_{изг} > \sigma_p$.

Приведенное соотношение показывает, что наиболее рациональный способ разрушения горной породы связан с использованием деформации растяжения.

Прочность минералов на сжатие достаточно велика, хотя и колеблется в широких пределах – свыше 500 МПа у кварца до 10-20 МПа у кальцита. Прочность горных пород существенно ниже, что объясняется их неоднородностью, наличием локальных дефектов, трещиноватостью (от зияющих трещин до микротрещин). Прочность пород существенно зависит от её минерального состава, структуры и текстуры породы, глубины залегания и других факторов.

Прочность породы уменьшается с ростом влажности, например, прочность песчаников и известняков снижается при насыщении их водой на 25-45%, что и происходит в пластовых условиях. Особенно сильно можно снизить прочность пород, используя поверхностно-активные вещества (эффект Ребиндера). У слоистых анизотропных пород прочность сильно меняется в зависимости от направления действия нагрузки. Отношение прочности перпендикулярно слоям к прочности параллельно им называется коэффициентом анизотропии, который колеблется у различных пород от 0,3 до 0,8. Естественно, что у изотропных, однородных пород, например, известняков или гранитов он равен 1.

Прочность пород растет по мере их погружения в недра, отражая уменьшение пористости, изменение структуры и минерального состава и благодаря напряженному состоянию, в котором порода пребывает в недрах. Например, у

глин прочность возрастает от 2-10 МПа на поверхности до 50-100 МПа в зоне метаморфизма, где глины преобразуются в сланцы.

3.3. УПРУГОСТЬ

Упругость – это свойство горных пород восстанавливать свою форму без остаточной деформации после снятия напряжений. Деформация упругих тел описывается законом Гука, т.е. относительная деформация ξ пропорциональна приложенному напряжению σ :

$$\sigma = E \xi,$$

где E – модуль Юнга, характеризует упругость тела. Классический пример упругого тела – пружина. Чем сильнее она растягивается (сжимается), тем больше она удлиняется (укорачивается). Как только на нее перестает действовать сила, она возвращается в первоначальное состояние (к первоначальной длине).

Наряду с модулем Юнга упругие свойства горных пород описываются коэффициентом Пуассона μ . Он является коэффициентом пропорциональности между относительными продольными и поперечными деформациями

$$\mu = \frac{\xi_x}{\xi_y},$$

где ξ_x и ξ_y – продольная и поперечная деформации породы, соответственно.

Коэффициент Пуассона для большинства минералов и горных пород находится в интервале 0,2–0,4. Исключением является кварц, у которого из-за специфики строения кристаллической решетки μ достигает 0,07.

Большинство минералов подчиняются закону Гука. Однако хрупкие минералы ведут себя как упругие тела и разрушаются, минуя пластическую деформацию, когда напряжение достигнет предела прочности.

В нижеследующей таблице приведены модули Юнга для некоторых горных пород, полученные при одноосном сжатии.

Данные таблицы показывают зависимость модуля Юнга от минерального состава породы. Можно обратить внимание на ряд факторов, от которых зависят упругие свойства пород. Породы одинакового минерального состава, но разной степени уплотнения имеют разную упругость (чем больше уплотнение, тем больше упругость). Т.к. уплотнение горных пород растет с глубиной их залегания, модуль упругости одноименных пород также увеличивается с глубиной. Как правило, модуль упругости уменьшается с увеличением пористости пород. Он также уменьшается с увеличением увлажненности пород.

Заметное влияние на упругость горных пород оказывает текстура. Обычно в породах с явно выраженной слоистостью или сланцеватостью (глинистые сланцы) в направлении перпендикулярном к сланцеватости модуль Юнга меньше, чем в направлении параллельном ей. Установлено, чем меньше размер зерен в горных породах, тем больший модуль упругости они имеют.

Таблица 3.1.

Модули упругости некоторых горных пород

Горная порода	Модуль Юнга $n \cdot 10^{-4}$, МПа	Горная порода	Модуль Юнга $n \cdot 10^{-4}$, МПа
Глины	0,03	Мрамор	3,9–9,2
Глинисты сланцы	1,5–2,5	Доломиты	2,1–16,5
Алевролиты	1,7–2,7	Граниты	до 6,0
Песчаники	3,3–7,8	Базальты	до 9,7
Известняки	1,3–8,5	Кварциты	7,5–10,0

С увеличением глубины залегания горных пород возрастает температура и литостатическое давление. Под их действием такие хрупкие породы как граниты, кристаллические сланцы приобретают пластические свойства.

Горные породы по упругости условно можно разделить на три группы:

- упруго-хрупкие, подчиняющиеся закону Гука вплоть до их разрушения;
- пластично-хрупкие, разрушению которых предшествует как упругая так и пластическая деформация;
- высокопластичные, упругая деформация которых незначительна.

3.4. ПЛАСТИЧНОСТЬ

Под пластичностью понимают свойства горных пород сохранять остаточную деформацию, возникшую под воздействием внешних сил, после прекращения их действия. Другими словами пластичные горные породы могут менять свою форму по влиянием внешнего давления.

Пластичность проявляется тогда, когда напряжение превысило предел упругости, и предшествует разрушению. Пластические деформации в отличие от упругих непропорциональны величине деформирующего напряжения, а растут быстрее. Примером может служить влажная глина, которая весьма пластична и может менять свою форму под действием внешних сил.

Если пластические деформации реализуются без роста давления, то тело идеально пластично и деформируется в режиме ползучести (режиме растекающейся жидкости). Если рассматривать поведение вещества за долгий промежуток времени, то текучим оказывается «твердый» битум, а за геологическое долгое время текучими оказываются многие горные породы.

Горные породы по пластичности разделены на шесть категорий. К первой отнесены упруго-хрупкие породы. Ко второй-пятой категориям пластично-хрупкие породы, а шестую составляют высокопластичные горные породы. В нижеследующей таблице приведена классификация осадочных пород по пластичности.

Таблица 3.2.

Классификация осадочных горных пород по пластичности

Категория горных пород	1	2	3	4	5	6
Коэффициент пластичности	1	1-2	2-3	3-4	4-6	>6
Породы	Кремнистые, кварцевые песчаники	Сланцевые глины, глинистые сланцы, аргиллиты, алевролиты, кремнистые породы	Глинистые сланцы и аргиллиты, известняки, мелкозернистые доломиты, сульфатные породы, песчаники кварцевые, алевролиты кварцевые	Известняки, доломиты, ангидриты, песчаники кварцевые, алевролиты кварцевые	Известняки, доломиты	Глинистые мергели, известняки, доломиты

В недрах пластичными оказываются хрупкие на поверхности породы, потому что их пластичность возрастает при растущих давлениях и температурах за геологически большие промежутки времени. Например, лед и сухая глина – хрупкие на поверхности, в тот же время на глубине несколько сот метров они пластичные. Этим обусловлено медленное течение ледников, соляные породы на глубине более 500 метров выдавливаются, образуя купола и штоки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрение широкого круга вопросов, связанных с изучением нефтегазоносных толщ, в том числе пород-коллекторов и пород-флюидоупоров, заставляют признать, что многие проблемы в этой важной области нефтяной геологии еще не решены или решены весьма приблизительно.

Неясным остается время формирования многих видов пустот в горных породах, не выявлены полностью закономерности, связывающие образования этих пустот со стадиями литогенеза в породах различного генезиса. Не всегда и часто недостаточно достоверно удается установить закономерности в распространении природных резервуаров и изменении свойств слагающих их пород в осадочных бассейнах, являющихся нефтегазоносными.

Самое главное в том, что не разработан анализ зависимости между фильтрационными, емкостными и структурными параметрами коллекторов. Это сдерживает создание их классификации на генетической основе.

Проблемы изучения пород-флюидоупоров являются еще более сложными и требуют применения более точных методов исследования.

При изучении осадочного бассейна геолог должен обращать внимание на соотношение в его разрезе разных типов пород и на взаимосвязь процессов, протекающих в них. Этот вопрос в настоящее время лишь только начинает разрабатываться.

Исследователь должен быть вооружен как способами и методами проведения анализов, так и математическим аппаратом обработки их данных. Для этой цели необходимо создание банков данных геологической информации и их последующая статистическая обработка.

Только совершенствуя методы изучения нефтегазосодержащих пород, мы сможем активно способствовать более рациональной разработке месторождений и повышению эффективности геологоразведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные коллектора). – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2005. – 154 с.
2. Бурлин Ю.К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазовых толщ. – М.: Недра. – 1991. – 286 с.
3. Ежова А.В. Литология. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2009. – 336 с.
4. Малиновский Ю.М. Нефтегазовая литология. – М.: РУДН. – 2009. – 217 с.
5. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа) / Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Геращенко И.Л. и др. – Л.: Недра. – 1984. – 271 с.
6. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология: Учеб. для вузов. – М.: Недра. – 1991. – 444 с.
7. Флоренский П.В., Милосердова Л.В., Балицкий В.П. Основы литологии: Учебное пособие. – М.: РГУ Нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2003. – 105 с.

Интернет-ресурсы

1. <http://bookfi.org/>
2. <http://elibrary.ru>
3. <http://www.lithology.ru>