



ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ
ФРАНЦИСКА СКОРИНЫ

О. В. Шершнёв

ФИЗИКА ГОРНЫХ ПОРОД
И ПРОЦЕССОВ
(ЭУМК)



ГОМЕЛЬ 2025

Учреждение образования
«Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины»

Институт повышения квалификации и переподготовки
Кафедра переподготовки и повышения квалификации

СОГЛАСОВАНО


Заведующий кафедрой
Ю.В. Кравченко
20 октября 2025 г.

СОГЛАСОВАНО


Директор ИПК и П
А.В. Клименко
20 октября 2025 г.

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ
«ФИЗИКА ГОРНЫХ ПОРОД И ПРОЦЕССОВ»

для специальности 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Составитель:

Шершнёв О.В., кандидат географических наук, доцент

Рассмотрено

на заседании кафедры переподготовки и повышения квалификации

20.10.2025, протокол № 2

Рассмотрено и утверждено

на заседании научно-методического
совета университета 20.10.2025
протокол № 1

Гомель, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

Пояснительная записка

1 Теоретический раздел ЭУМК

Конспект лекций по дисциплине «Физика горных пород и процессов»

2 Практический раздел ЭУМК

Методические рекомендации для выполнения практических работ по дисциплине «Физика горных пород и процессов»

3 Раздел контроля знаний ЭУМК

3.1 Вопросы к зачету по дисциплине «Физика горных пород и процессов»

3.2 Список учебных изданий, рекомендуемых для изучения учебной дисциплины «Физика горных пород и процессов»

4 Вспомогательный раздел ЭУМК

Учебная программа по дисциплине «Физика горных пород и процессов» для специальности 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заочной формы получения образования

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ЭУМК по дисциплине «Физика горных пород и процессов»

Изучение учебной дисциплины «Физика горных пород и процессов» предусмотрено образовательным стандартом переподготовки руководящих работников и специалистов (ОСРБ 9-09-0724-01) и типовым учебным планом переподготовки по специальности 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (квалификация: горный инженер).

Дисциплина «Физика горных пород и процессов» относится к блоку общепрофессиональных учебных дисциплин. Теоретические вопросы, которые рассматриваются в процессе изучения учебной дисциплины, позволяют слушателям получить знания по физическим свойствам горных пород-коллекторов, свойствам нефти, газа, газоконденсата, физическим основам вытеснения нефти, конденсата и газа из пористых сред.

Электронный учебно-методический комплекс (ЭУМК) «Физика горных пород и процессов» призван обеспечить реализацию требований образовательного стандарта переподготовки руководящих работников и специалистов (ОСРБ 9-09-0724-01) на всех этапах образовательного процесса.

В ЭУМК «Физика горных пород и процессов» объединяются структурные элементы научно-методического обеспечения высшего образования, которое осуществляется в целях получения образования, повышения его качества, отражения современного уровня развития науки и основывается на результатах фундаментальных и прикладных научных исследований в сфере разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. ЭУМК способствует активизации познавательной деятельности слушателей, вырабатывает умение самостоятельной работы с учебной и методической литературой.

Материал, представленный в ЭУМК «Физика горных пород и процессов» может быть использован как для самостоятельного изучения дисциплины слушателями, так и при дистанционной форме обучения.

Структурными разделами ЭУМК «Физика горных пород и процессов», являются:

- *Теоретический раздел* включает конспект лекций по дисциплине, систематизированный в соответствии с учебной программой;
- *Практический раздел* содержит разработки практических занятий, которые представляют краткое изложение теоретического материала по исследуемой теме и методику выполнения практического задания. В конце каждой практической работы приведен список контрольных вопросов, необходимых для защиты практических работ;
- *Раздел контроля знаний* включает вопросы для проведения текущей аттестации в форме зачета и перечень основной и дополнительной литературы;
- *Вспомогательный раздел* содержит учебную программу по дисциплине «Физика горных пород и процессов» с включенным в нее примерным перечнем вопросов для самостоятельного изучения.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ ЭУМК

Конспект лекций по дисциплине «Физика горных пород и процессов»

ТЕМА 1 ГЕНЕЗИС ГОРНЫХ ПОРОД И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Лекция 1 Горные породы и их петрографические характеристики

ТЕМА 2 КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Лекция 1 Породы-коллекторы и флюидоупоры месторождений нефти и газа

Лекция 2 Гранулометрический состав и удельная поверхность горных пород как факторы их фильтрационно-емкостных свойств

Лекция 3 Пустотность и пористость горных пород

Лекция 4 Трещиноватость и кавернозность горных пород

ТЕМА 3 МЕХАНИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Лекция 1 Механические и тепловые свойства горных пород

ТЕМА 1 ГЕНЕЗИС ГОРНЫХ ПОРОД И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Лекция 1 Горные породы и их петрографические характеристики

1 Классификация горных пород по происхождению и их петрографические характеристики.

2 Магматические и метаморфические горные породы.

3 Осадочные горные породы.

1 Классификация горных пород по происхождению и их петрографические характеристики

Горные породы – это естественные минеральные агрегаты определенного состава и строения, залегающие в земной коре в виде самостоятельных тел. Горные породы состоят из зерен, кристаллов, обломков различных минералов и цемента (связывающего эти частицы) и пор (рисунок 1.2). В порых горных пород содержатся вода и газы.

По происхождению горные породы разделяются на 3 основные группы: *магматические (интрузивные и эффузивные), осадочные и метаморфические* (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Группы горных пород

Магматические породы образовались в результате охлаждения и затвердения магмы. В зависимости от места ее затвердения различают *интрузивные*, или *глубинные*, и *эффузивные*, или *излившиеся*.

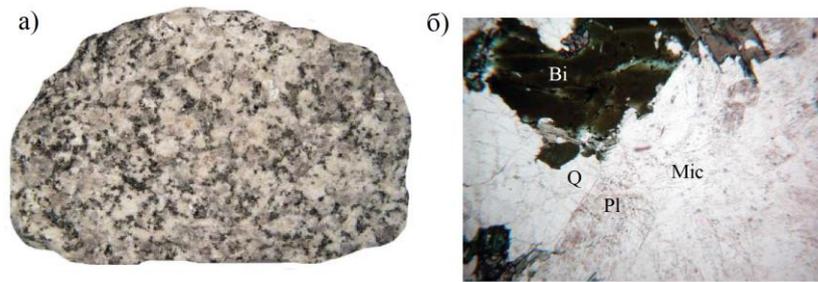


Рисунок 1.2 – Гранит биотитовый

а) в естественном виде: светло-серая массивная порода с порфировидным строением. Среди крупных кристаллов микроклина располагается более мелкозернистый кварц-плагиоклаз-биотитовый агрегат; б) под микроскопом: биотит (Bi), плагиоклаз (Pl), микроклин (Mic), кварц (Q). Наиболее ксеноморфным является кварц, выполняющий промежутки между другими минералами породы

Осадочные породы образовались при осадчении, накоплении и последующей литификации в водной или воздушной среде продуктов физического или химического разрушения (выветривания) исходных пород с последующим уплотнением и, нередко, с цементацией осадка. Например, глины, аргиллиты, алевролиты, мел, мергели и др.

Метаморфическими называют горные породы иногда магматического, но, преимущественно, осадочного генезиса, подвергшиеся после образования в глубинах земной коры воздействию высокого давления, температуры, минерализованных растворов и газов. Например, кварциты, мрамор, кристаллические сланцы и др.

Осадочные породы образовались при осадчении, накоплении и последующей литификации в водной или воздушной среде продуктов физического или химического разрушения (выветривания) исходных пород с последующим уплотнением и, нередко, с цементацией осадка. Например, глины, аргиллиты, алевролиты, мел, мергели и др.

Метаморфическими называют горные породы иногда магматического, но, преимущественно, осадочного генезиса, подвергшиеся после образования в глубинах земной коры воздействию высокого давления, температуры, минерализованных растворов и газов. Например, кварциты, мрамор, кристаллические сланцы и др.

Минералы – природные химические соединения или самородные элементы, возникшие в результате различных физико-химических процессов, происходящих в земной коре и на ее поверхности.

По составу горные породы могут состоять из одного минерала и называются **мономинеральными**, или из нескольких минералов – **полиминеральными**. Большинство горных пород относится к полиминеральным.

Минералы, составляющие основную массу горных пород, называются **породообразующими** (рисунок 1.3). Остальные минералы, входящие в состав горных пород в очень малых количествах (<1 %), но являющиеся их закономерной частью называются **акцессорными**. К породообразующим относятся:

- группа кварца (кварц, кремень, халцедон и др.);
- силикаты (полевые шпаты, слюды, амфиболы, пироксены и др.);
- карбонаты (кальцит, доломит и др.);
- гидрофильные глинистые (каолинит, монтмориллонит, иллиты и др.);
- гидрофобные (гипс, галит и др.).

Свойства пород существенно зависят от того, в каком соотношении находятся слагающие их минералы. Повышенное содержание минералов двух последних групп приводит к пониженной прочности, которая заметно изменяется в присутствии воды. Наибольшую прочность имеют кварцевые породы с кремнистой цементацией (кремнистые песчаники, кварциты). Достаточно прочными являются силикаты с малым содержанием слюды и карбонатные породы.



Рисунок 1.3 – Распространенные минералы

В зависимости от генезиса горные породы по размерам, условиям контактирования и расположению в пространстве слагающих элементов разделяют на *кристаллические, аморфные* и *обломочные*.

Кристаллическими могут быть магматические и осадочные породы. К группе осадочных кристаллических пород относятся соль, гипс, ангидрит, известняки, мел, доломиты.

К горным породам аморфного строения относятся естественные стекла – обсидианы – и породы, имеющие тонкокристаллическое или неполнокристаллическое строение, например, кремни.

Обломочные породы образуются в результате выветривания горных пород, переноса частиц под действием воды или ветра и дальнейшей метаморфизации.

С происхождением пород связаны их *петрографические характеристики: структура (строение) и текстура (сложение)*.

Структура – отражает особенности внутреннего строения горной породы, обусловленные размером и формой слагающих элементов, степенью их кристаллизации, а также характером связи между частицами. Различают порфировую, скрытокристаллическую, стекловатую, губчатую, обломочную и др. типы структур (рисунок 1.4).

При одинаковом минеральном составе мелкозернистые породы обладают более высокой прочностью по сравнению с крупнозернистыми. В массивно-кристаллических породах прочность связей нередко выше прочности минеральных зерен, которые при нагружении разрушаются первыми.

Текстура – совокупность признаков строения горной породы, обусловленных ориентировкой, относительным расположением и распределением составных частей породы.

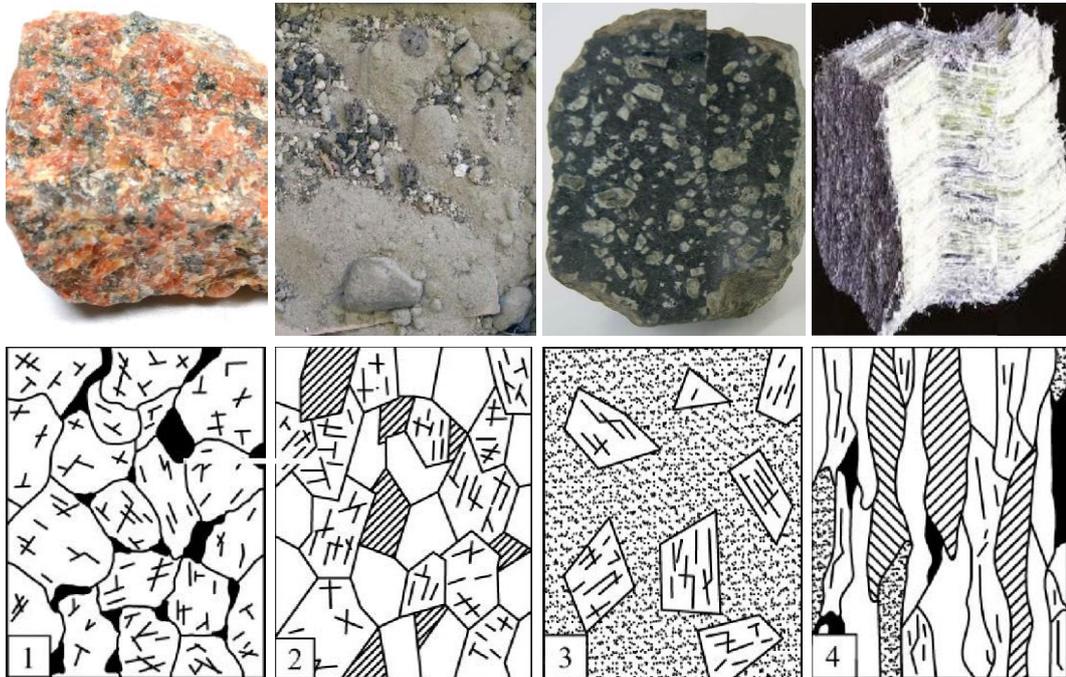


Рисунок 1.4 – Некоторые типы кристаллических структур по соотношению зерен

1 – равномернозернистая; 2 – разнотернистая; 3 – порфировая; 4 – волокнистая

Текстура горных пород, так же как их структура, зависит от происхождения. Поэтому в зависимости от происхождения горным порода свойственны свои текстурные признаки (рисунок 1.5).

Породные массивы, сложенные различными литологическими разностями, в зависимости от различия в деформационных характеристиках отдельных слоев, могут быть отнесены к двум видам:

1. Сложенные слоями без резких скачков в деформационных свойствах.
2. С резкими изменениями деформационных свойств при переходе от одного слоя к другому.

В массивах первого вида непрерывность изменения свойств позволяет отнести их к сплошным. В массивах второго вида в слоях более жестких деформации сдвига раньше достигают предельных значений и приводят к разрушению, в то время как в пластичных слоях разрушение не наблюдается. Такая скачкообразность механических свойств, приводящая к резкому изменению напряжений на контактах слоев, приводит к тому, что породный массив не может рассматриваться как сплошной.

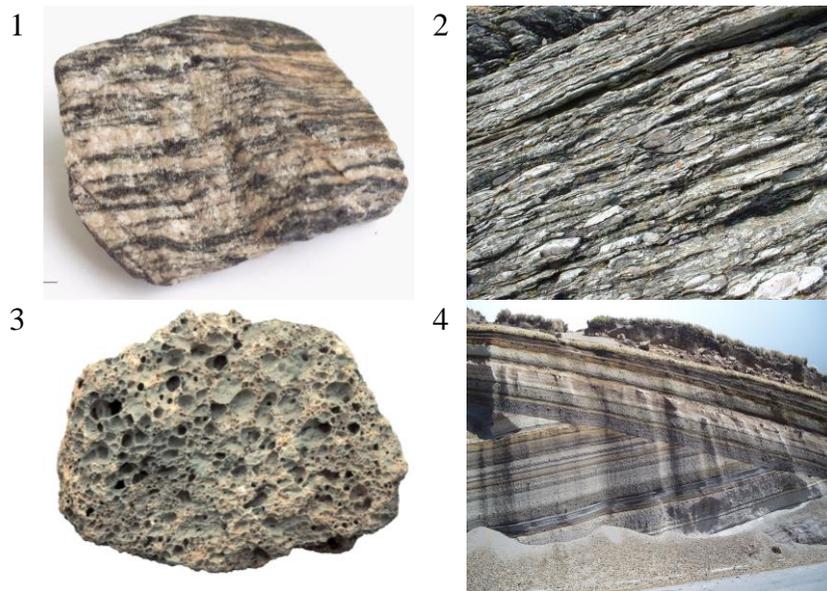


Рисунок 1.5 – Некоторые типы текстур горных пород
1 – полосчатая (гнейсовая); 2 – сланцеватая; 3 – пористая; 4 – слоистая

Горные породы могут быть *однородными, неоднородными, изотропными и анизотропными*.

Однородными называют породы, обладающие одинаковым составом во всех точках. **Неоднородными** называют породы, обладающие различным составом в разных точках. **Изотропными** называют породы, обладающие одинаковыми свойствами во всех направлениях. **Анизотропными** называют породы, свойства которых в разных направлениях различны. Анизотропией обычно обладают кристаллы, породы слоистой и полосчатой структур и др.

2 Магматические и метаморфические горные породы

Магматические и метаморфические породы плотные и, как правило, имеют кристаллическое строение. Магматические породы залегают в виде тел неправильной формы – батолитов, штоков и др. Они залегают в виде пластов, толщи их характеризуются слоистостью (рисунок 1.6).

Магматические и метаморфические породы составляют 95% общей массы пород, слагающих земную кору, на осадочные породы приходится 5%. На земную поверхность магматические породы выходят лишь в некоторых районах земного шара, на большей же его части они скрыты под осадочными горными породами. Во всех нефтяных районах магматические и метаморфические породы залегают на больших глубинах и не выходят на поверхность Земли.

Магматические горные породы, образующиеся при интрузивном магматизме, подразделяются на две группы: **абиссальные** (собственно глубинные) и **гипабиссальные** (полуглубинные).

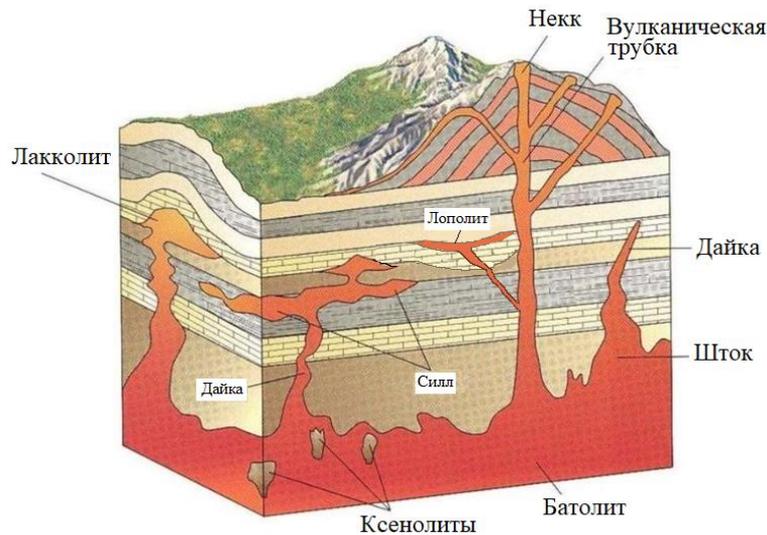


Рисунок 1.6 – Морфология тел магматических пород

Интрузивные породы образуются при застывании магмы на глубине более 3–4 км. На таких глубинах магма остывает медленно, поэтому все минералы успевают выкристаллизоваться полностью. Порода приобретает *полнокристаллическое строение*, а зерна всех минералов, из которых состоит порода, имеют почти одинаковые размеры. Все *абиссальные породы* имеют полнокристаллическую равномерно-зернистую структуру и имеют плотное и компактное строение. Для многих из них характерна массивная текстура. У породы с массивной текстурой минеральный состав однороден по всему объему, а рисунок, образованный минералами породы, в любом ее сколе одинаков. Примером глубинной горной породы магматического происхождения является гранит.

Гипабиссальные породы образуются на глубинах до 3 км. В таких условиях только часть минералов успевают выкристаллизоваться, основная же масса магмы, внедряясь в более холодные слои земной коры, относительно быстро застывает, не успев хорошо раскристаллизоваться. Структура этих пород либо порфировидная, когда основная масса породы состоит из кристаллов незначительных размеров и среди них располагаются явно выраженные крупные кристаллы, либо порфировая, при которой крупные кристаллы вкраплены в скрытокристаллическую или стекловатую, аморфную массу. Примером гипабиссальных горных пород могут служить кварцевые порфиры.

Эффузивные породы образуются в поверхностных условиях. Остывание и затверждение лавы происходит быстро. В этих условиях могут образоваться очень мелкие кристаллы, а при застывании вязких лав кристаллизация вещества вообще оказывается невозможной. Для эффузивных пород характерна неполнокристаллическая (скрытокристаллическая или мелкокристаллическая) структура, при которой кристаллы едва различимы. Для излившихся пород характерна пористая текстура, обусловленная выделением пузырьков газа при застывании лавы, либо флюидальная со следами течения (длин-

ные оси минеральных зерен породы ориентированы в одном направлении). Эффузивными горными породами являются базальты, андезиты.

Магматические горные породы по химическому составу (в зависимости от содержания в них SiO_2 в виде кварца и других соединений) подразделяются на *кислые* с содержанием SiO_2 более 65%, *средние* – 65–52%, *основные* – 52–45% и *ультраосновные* – менее 45% (таблица 1.1)

Кислые породы включают такие минералы, как: полевые шпаты, слюды, роговая обманка и кварц (в виде зерен); эти породы имеют светлую окраску. В средних породах, основных и ультраосновных породах кварца нет или он присутствует в небольших количествах. Группу кислых пород составляют граниты, кварцевые порфиры, липариты и др.

Средние породы представлены преимущественно полевошпатовым составом (плагиоклаз, ортоклаз, микроклин) с небольшой примесью железомagneзиальных минералов (пироксена, роговой обманки, реже биотита). Окраска этих пород светло-серая или серая. Представители: сиениты, диориты, нефелиновые сиениты, андезиты.

Основные породы состоят из темноцветных минералов: авгита, плагиоклазов, роговой обманки. Глубинные породы менее распространены, чем излившиеся. Представителями этой группы являются габбро, диабазы и базальты.

Ультраосновные породы состоят из оливина и пироксена. Цвет их от темно-зеленого до черного. Структура полнокристаллическая, средне- и крупнозернистая. Глубинными представителями этой группы пород являются пироксениты, перидотиты и дуниты, которые мало распространены, а эффузивные (пикрит, коматиит и др.) встречаются еще реже.

Извержения вулканов часто сопровождаются выбросами рыхлых продуктов (кислого и среднего состава), образуя пирокластические породы. Среди них различают *вулканический пепел* (рыхлые накопления мельчайших частиц светло-серого цвета), *вулканический песок* (частицы размером 0,5–2 мм) и *вулканический туф*. Последний представляет собой плотную породу, состоящую из вулканического пепла и песка, а также из частиц и обломков осадочного происхождения.

Метаморфические горные породы. Исходным материалом для образования метаморфических горных пород являются магматические, осадочные и ранее образовавшиеся метаморфические породы. Основные наиболее распространенные метаморфические горные породы – кварциты, мраморы, сланцы и гнейсы (рисунок 1.7).

Кварциты, представляющие собой плотные породы с массивной текстурой, состоят из зерен кварца. Структура полнокристаллическая, обычно мелкозернистая. Цвет белый светло- и красновато-серый. Залегают в виде пластов. Образуются при региональном метаморфизме из кварцевых песчаников.

Таблица 1.1 – Классификация магматических горных пород по содержанию кремнезема (SiO_2)

Тип пород	Группы пород по содержанию SiO_2			
	Кислые (> 65%)	Средние (65-52%)	Основные (52-45%)	Ультраосновные (< 45%)
Интрузивные (плутонические)	Гранит 	Диорит 	Габбро 	Перидотит 
	Риолит 	Андезит 	Базальт 	Пикрит 

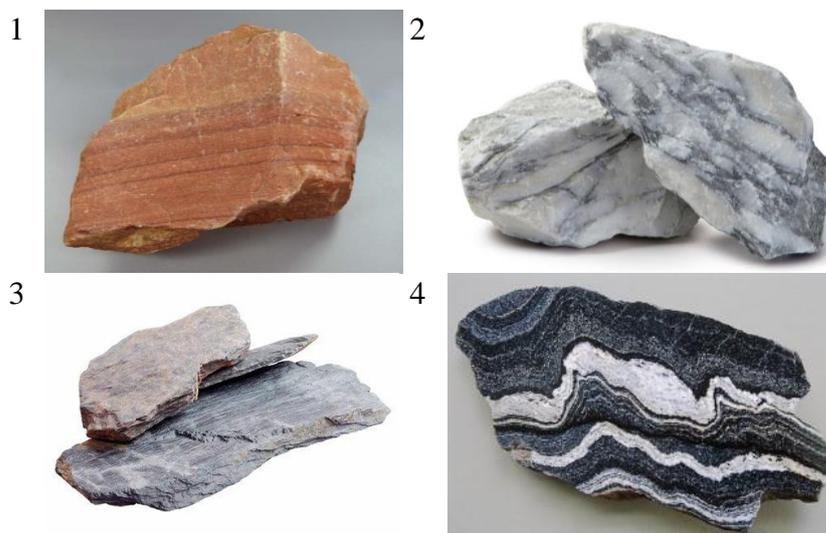


Рисунок 1.7 – Метаморфические горные породы
1 – кварцит; 2 – мрамор; 3 – сланец; 4 – гнейс

Мраморы – преимущественно карбонатные горные породы, образовавшиеся в результате перекристаллизации карбонатных и карбонатно-силикатных осадочных пород (известняков, доломитов, мергелей и др.). Структура мраморов гранобластовая мелко-, средне-, крупнокристаллическая; текстура массивная, пятнистая, полосчатая.

Сланцы – общее название разнообразных горных пород с параллельным расположением сростаний низко- или среднетемпературных минералов, входящих в их состав. Например, в составе слюдяных сланцев преобладают слюды. Структура их полнокристаллическая. Текстура сланцеватая (слоисто-листоватая). Окраска светлая.

Гнейсы имеют полосчатую текстуру (светлоокрашенные минералы чередуются с темноокрашенными) и кристаллическое строение. Состоят из кварца, слюды и полевых шпатов. Образуются в результате регионального метаморфизма.

3 Осадочные горные породы

Осадочные породы залегают в виде пластов, толщи их характеризуются слоистостью, могут содержать ископаемые остатки организмов, а некоторые из них целиком состоят из раковин. В осадочных породах заключено большинство скоплений нефти и газа. Осадочные горные породы по происхождению подразделяются на *обломочные, глинистые, хемогенные, органогенные и смешанные*.

Обломочные и глинистые породы. наиболее распространены среди осадочных пород (рисунок 1.8).

Обломочные (кластические) осадочные горные породы образуются за счет накопления продуктов механического разрушения ранее существовавших пород. К ним относятся породы, состоящие на 50% и более из обломочного материала крупнее 0,01 мм.



Рисунок 1.8 – Осадочные горные породы обломочного происхождения

По величине слагающих обломков различаются: *грубообломочные, песчаные, алевритовые и пелитовые* обломочные породы (таблица 1.2). Глинистые породы по происхождению занимают промежуточное положение между чисто химическими и обломочными породами. При классификации обломочных пород учитываются не только размер обломков, но и их форма (окатанные или неокатанные), а также наличие или отсутствие цементирующего материала.

Таблица 1.2 – Классификация обломочных горных пород

Группы обломочных пород	Поперечный размер обломков, мм	Рыхлые породы		Сцементированные породы	
		Сложенные обломками			
		Остроугольными и угловатыми	Окатанными	Остроугольными	Окатанными
Грубообломочные (псефиты)	>100	Глыбы	Валуны	Брекчии	Конгломераты
	100-10	Щебень	Галечник		
	10-1	Дресва	Гравий		
Песчаные (псаммиты)	1-0,1	Пески	Песчаники		
Алевритовые (алевриты)	0,1-0,01	Алевриты	Алевролиты		
Глинистые (пелиты)	<0,01	Глины	Аргиллиты		

По петрографическому составу грубообломочные породы делятся на:

- 1) породы однообразного петрографического состава – **олигомиктовые**;
- 2) породы разнообразного петрографического состава – **полимиктовые**.

Для обломочных горных пород важным с точки зрения их механических свойств являются состав и строение цементов, связывающих отдельные обломки в единое целое. По составу цементирующие вещества бывают: кремнистые (цемент из SiO_2 или $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$), известковые (цемент из CaCO_3), железистые (цемент из $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ или FeCO_3), глинистые (цемент из глинистого вещества).

Хемогенные породы образовались в результате выпадения веществ из истинных и коллоидных водных растворов. Осаждение их чаще всего происходит в лагунах, озерах. К таким породам относятся известняки, доломиты, каменную соль, ангидриты, гипс и другие мономинеральные породы, состоящие из минерала того же названия, что и порода (рисунок 1.9). Характерная их особенность – отсутствие органических остатков.



Рисунок 1.9 – Осадочные горные породы химического происхождения

Органогенные породы представлены продуктами жизнедеятельности организмов, главным образом скелетных остатков морских, реже пресноводных беспозвоночных. К ним относятся известняки-ракушечники, писчий мел, угли, горючие сланцы и др. (рисунок 1.10).

Образуются из скелетов и панцирей животных



известняк



мел

Образуются из растительных остатков



торф



уголь

Рисунок 1.10 – Осадочные горные породы органического происхождения

Породы смешанного происхождения состоят из обломочного и какого-либо другого материала (химического или органического происхождения). Они представлены мергелями, песчаными и глинистыми известняками и др.

Условия образования существенно влияют на облик (фацию) осадочных пород. Различают три группы фаций: *морские, лагунные и континентальные.*

Контрольные вопросы

1 На какие три основных класса делятся горные породы по генетическому признаку? Кратко охарактеризуйте условия формирования каждого класса.

2 Что понимается под «минеральным составом» горной породы? Перечислите основные породообразующие минералы для магматических, осадочных и метаморфических пород (по 2–3 примера для каждого класса).

3 В чем заключается принципиальное различие между понятиями «структура» и «текстура» горной породы в петрографии? Приведите по одному примеру структурной и текстурной характеристики для магматической породы (например, гранита) и осадочной породы (например, песчаника).

4 Как минеральный состав и условия кристаллизации магмы влияют на структуру магматических пород? Приведите примеры структур (полнокристаллическая, порфировая, стекловатая) и объясните, о каких условиях формирования они свидетельствуют.

5 Какие основные текстурные признаки характерны для обломочных осадочных пород? Как по текстурным особенностям (например, сортировка, окатанность, слоистость) можно судить об условиях осадконакопления и переноса материала?

6 Что такое «метаморфическая текстура»? Опишите и объясните происхождение сланцеватой и гнейсовой текстур. Какие минералы часто являются индикаторами метаморфизма?

7 Как петрографические характеристики горной породы (минеральный состав, структура, текстура) влияют на ее физико-механические свойства (прочность, пористость, устойчивость к выветриванию)? Приведите конкретные примеры такой связи.

8 Охарактеризуйте основные методы изучения петрографических характеристик горных пород? В чем заключается суть метода петрографического микроскопического исследования и какую информацию он позволяет получить?

9 Сравните основные петрографические характеристики (преобладающий минеральный состав, типичные структуры, текстуры) гранита (магматическая), песчаника (осадочная) и гнейса (метаморфическая).

10 Какие минералы называют главными породообразующими? Почему именно полевые шпаты, кварц, слюды, пироксены, амфиболы, оливин, глинистые минералы, кальцит играют ключевую роль в формировании горных пород?

ТЕМА 2 КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Лекция 1 Породы-коллекторы и флюидоупоры месторождений нефти и газа

- 1 Породы-коллекторы и их классификации.
- 2 Породы-флюидоупоры месторождений нефти и газа.

1 Породы-коллекторы и их классификации

Порода-коллектор – это геологическое тело различных форм, состава и происхождения, способное содержать в некоторой своей части воду или различные объемы нефти и газа, сохранять их и отдавать при возникновении перепада давления независимо от геологической природы возникающего градиента давлений. Такое свойство коллектора обуславливается наличием в нем пористости и проницаемости. Первое свойство определяет объем коллектора, который может быть наполнен флюидами. Наличие сообщающегося пустотного пространства обеспечивает проницаемость.

Породы-коллекторы кроме пористости и проницаемости характеризуют еще следующими параметрами: трещиноватостью, остаточной водо-, газо- и нефтенасыщенностью, смачиваемостью, внутренней удельной поверхностью пор и трещин, пластичностью, плотностью, величинами капиллярного давления, удельным электрическим сопротивлением, акустическими свойствами и содержанием органических веществ и битумов.

Коллекторы нефти и газа классифицируются в основном по трем группам признаков: *общие*, *петрографические* и *оценочные* (рисунок 1.1).

Среди коллекторов *по преобладающему типу пустот*, слагающих поровое пространство чаще всего, выделяют поровые (обусловленные гранулярной пористостью), кавернозные, трещиноватые и смешанные (кавернозно-трещиноватые, трещиновато-поровые, кавернозно-трещиновато-поровые) коллекторы (рисунок 1.2, 1.3).

К *пористым (гранулярным)* относятся коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. В чисто *трещиноватых коллекторах* пустотное пространство слагается системой трещин, окруженных плотными блоками пород. На практике чаще встречаются коллекторы смешанного трещиновато-пористого типа, пустотное пространство которых слагается как системами трещин, так и поровым пространством, и кавернами.

По типу горных пород (петрографическая классификация) выделяют коллекторы: *терригенные*, *карбонатные* и *нетрадиционные*.

Терригенные коллекторы – это, в основном, песчаники, состоящие из зерен кварца, полевого шпата, слюды и других минералов.

Карбонатныколлекторы – это, в основном, известняки и доломиты.



Рисунок 1.1 – Группы классификаций коллекторов и их авторы

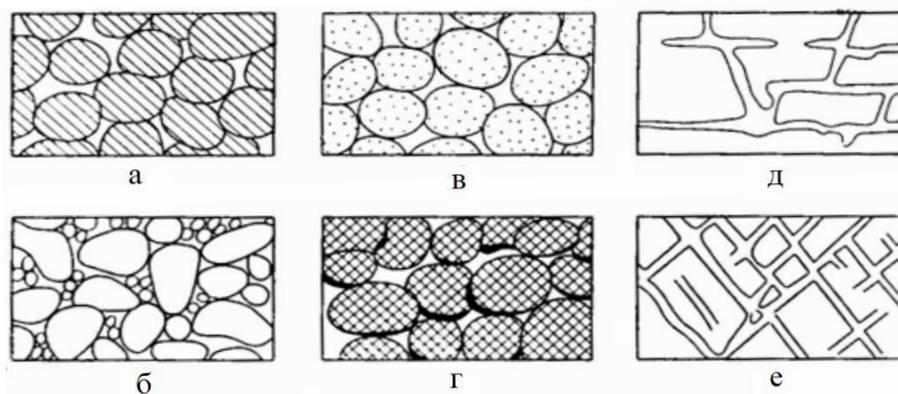


Рисунок 1.2 – Виды коллекторов

а, б, в, г – поровые коллекторы: а – высокопористый, образованный хорошо отсортированными частицами; б – плохо отсортированная, низкопористая порода; в – хорошо отсортированная, высокопористая порода, сложенная проницаемыми частицами; г – хорошо отсортированная сцементированная порода пониженной пористости; д – каверновые поры (поры растворения); е – трещинные поры

К нетрадиционным коллекторам нефти и газа относятся:

1. Вулканогенные породы: нефть и газ в туфах, лавах и других разностях связаны с пустотами, которые образовались при выходе газа из лавового материала или с вторичным выщелачиванием. Нефтеносность этих пород всегда вторична.

2. Метаморфические и интрузивные породы также могут быть нефтегазонаосны. Природные резервуары в них возникают за счет выветривания, проработки гидротермальными растворами и других вторичных изменений.

3. Глинистые и биогенные кремнистые толщи. В них нефтегазонаосность обычно сингенетична. Природные резервуары возникают в процессе катагенеза, а возникновение или увеличение пустот связано с генерацией нефтяных и газовых углеводородов и перестройкой минеральной матрицы породы. При преобразовании органического вещества возрастает объем флюидов (жидкости, в том числе углеводороды, газы). Возросшее давление способствует образованию сети трещин в основном по наслению вдоль ослабленных уровней. Формирование коллекторских свойств и генерация нефтяных углеводородов совпадают по времени. Повышению трещиноватости породы способствуют и тектонические процессы.



Рисунок 1.3 – Долomit водорослевый, порово-каверновый

По характеру проницаемости Г.И. Теодорович выделяет три группы коллекторов нефти и газа: *равномерно-проницаемые*; *неравномерно-проницаемые* и *трещиноватые*. По величине проницаемости все породы-коллекторы он разделяет на пять классов (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Классификация пород-коллекторов по величине проницаемости (по Г.И. Теодоровичу)

Класс	Коллекторы	Коэффициент проницаемости, мкм ²
I	Очень хорошо проницаемые	>1
II	Хорошо проницаемые	0,1–1
III	Среднепроницаемые	0,01–0,1
IV	Слабопроницаемые	0,001–0,01
V	Непроницаемые	<0,001

Практическое значение с точки зрения нефтенакпления и нефтеотдачи имеют коллекторы первых трех классов, а для газов также и IV класс.

П.П. Авдусиной и М.А. Цветковой была предложена классификационная схема коллекторов по величине открытой пористости и выделено пять классов (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Классификация пород-коллекторов по величине открытой пористости (П.П. Авдусиной и М.А. Цветковой)

Класс	Открытая пористость, %
A	>20
B	15–20
C	10–15
D	5–10
E	<5

Коллекторы указанных классов, в свою очередь, делились на подклассы. Практическое значение имеют коллекторы первых четырех классов.

А.А. Ханин среди песчано-алевритовых пород выделяет пять классов коллекторов нефти и газа (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Классификация обломочных песчано-алевритовых коллекторов нефти и газа с межзерновой пористостью (по А.А. Ханину)

Класс	Название породы по преобладанию гранулометрической фракции	Пористость эффективная (полезная емкость), %	Проницаемость по газу, мД (мкм ²)	Проницаемость коллектора
I	Песчаник среднезернистый	>16,5	>1000 (>1)	очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	>20	>1000 (>1)	очень высокая
	Алевролит среднезернистый	>23,5	>1000 (>1)	очень высокая
	Алевролит мелкозернистый	>29	>1000 (>1)	очень высокая
II	Песчаник среднезернистый	15–16,5	500–1000 (0,5–1)	высокая
	Песчаник мелкозернистый	18–20	500–1000 (0,5–1)	высокая
III	Алевролит среднезернистый	21,5–23,5	500–1000 (0,5–1)	высокая
	Алевролит мелкозернистый	26,5–29	500–1000 (0,5–1)	высокая
	Песчаник среднезернистый	11–15	100–500 (0,1–0,5)	средняя
	Песчаник мелкозернистый	14–18	100–500 (0,1–0,5)	средняя
	Алевролит среднезернистый	16,8–21,5	100–500 (0,1–0,5)	средняя
	Алевролит мелкозернистый	20,5–26,5	100–500 (0,1–0,5)	средняя
IV	Песчаник среднезернистый	5,8–11	1–100 (0,01–0,1)	пониженная
	Песчаник мелкозернистый	8–14	1–100 (0,01–0,1)	пониженная
	Алевролит среднезернистый	10–16,8	1–100 (0,01–0,1)	пониженная
	Алевролит мелкозернистый	12–20,5	1–100 (0,01–0,1)	пониженная
V	Песчаник среднезернистый	0,5–5,8	1–10 (0,001–0,01)	низкая
	Песчаник мелкозернистый	2–8	1–10 (0,001–0,01)	низкая
	Алевролит среднезернистый	3,3–10	1–10 (0,001–0,01)	низкая
	Алевролит мелкозернистый	3,6–12	1–10 (0,001–0,01)	низкая
VI	Песчаник среднезернистый	<0,5	<1 (<0,001)	весьма низкая, коллектор обычно не имеет промышленного значения
	Песчаник мелкозернистый	<2	<1 (<0,001)	
	Алевролит среднезернистый	<3,3	<1 (<0,001)	
	Алевролит мелкозернистый	<3,6	<1 (<0,001)	

Наиболее универсальной классификацией, учитывающей основные литологические различия пород-коллекторов и, как следствие, часто используемой на практике, является классификация И.А. Конюхова (табл. 1.4).

Таблица 1.4 – Классификация пород-коллекторов нефти и газа (по И.А. Конюхову)

Группы	Эффективная пористость, %	Проницаемость, мД	Класс коллектора	Литологический тип пород
А – высшей емкости	> 15	>1000	I	Пески и рыхлые песчаники, средне- и крупнозернистые, хорошо отсортированные и окатанные. Известняки рифовые, биоморфные, водорослевые, крупнокаверновые
		500–1000	II	Пески и рыхлые песчаники, мелко- и среднезернистые, хорошо отсортированные и алевриты песчаные. Известняки биоморфные, кавернозные
		300–500	III	Песчаники рыхлые, средне- и крупнозернистые, хорошо отсортированные и окатанные. Известняки органогенно-обломочные, кавернозные
Б – средней емкости	5–15	100–300	IV	Песчаники мелко- и среднезернистые, алевролиты крупнозернистые, средне-сортированные. Известняки крупнооолитовые, пористо-каверновые
		50–100	V	Алевролиты мелко- и среднезернистые, среднесортированные, карбонатные. Известняки оолитовые, пористо-каверновые
В – малой емкости	< 5	10–50	VI	Песчаники глинисто-алевритовые, алевролиты мелко- и тонкозернистые, глинистые, плохо отсортированные, карбонатные. Известняки мелкооолитовые, пористые
		1–10	VII	Песчаники глинисто-алевритовые, алевролиты глинисто-песчаные, плохо сортированные, сильно карбонатизированы. Известняки мелкодетритовые, слабопористые

И.А. Конюховым аналогичная оценочная классификация разработана и для карбонатных коллекторов (табл. 1.5).

Таблица 1.5 – Классификация карбонатных пород-коллекторов (по И.А. Конюхову)

Группа, эффективная пористость	Класс	Проницаемость, 10^{-15} м^2 , эффективная пористость, %	Литологические различия
А. Классы высшей емкости. Эффективная пористость >15%	I	$\frac{>1000}{>25}$	Известняки биоморфные, скелетные (рифовые), крупнокаверновые
	II	$\frac{1000-500}{25-20}$	Известняки биоморфные, каверновые
	III	$\frac{500-300}{20-15}$	Известняки каверновые и органогенно-обломочные
Б. Классы средней емкости. Эффективная пористость от 15 до 5%	IV	$\frac{300-100}{15-10}$	Известняки крупнозернистые пористо-каверновые, крупнооолитовые
	V	$\frac{100-50}{10-5}$	Известняки и доломиты средне- и мелкозернистые поровокаверновые, мелкооолитовые
В. Классы малой емкости. Эффективная пористость <5%	VI	$\frac{50-25}{-}$	Известняки оолитовые, мелкодетритовые, биоморфные, инкrustированные
	VII	$\frac{25-10}{-}$	
	VIII	$\frac{10-1}{-}$	

Для карбонатных пород К.И. Багринцевой разработана оценочно-генетическая классификация, которая выделяет также 3 группы: А, Б, В – с высокими, средними и низкими коллекторскими свойствами. В основу классификации положены абсолютная проницаемость, открытая пористость, остаточная водонасыщенность, относительная газопроницаемость, потенциальный коэффициент газонасыщенности с учетом текстурно-структурных характеристик пород и типа коллектора.

Породы-коллекторы первых четырех классов, обладающие значительной емкостно-фильтрационной способностью, представляют промышленный интерес. Коллекторы V класса проницаемостью менее $0,01 \text{ мкм}^2$ для нефти не могут иметь практического значения, хотя для газов такие породы-коллекторы представляют определенный промышленный интерес, в особенности при высоких пластовых давлениях.

По характеру и природе порового пространства Н.Б. Вассоевич и М.К. Калинко разделяют все коллекторы на две группы.

I. Коллекторы с межзерновыми (межгранулярными) порами

- 1) межзерновое пространство свободное;
- 2) в межзерновом пространстве:
 - а) цемент
 - б) заполняющее вещество
 - в) цемент и заполняющее вещество

II Коллекторы с межагрегатным поровым пространством

- 1) кавернозные:
 - а) микрокавернозные
 - б) собственно кавернозные (макрокавернозные)
- 2) трещиноватые:
 - а) микротрещиноватые
 - б) макротрещиноватые

В коллекторах I группы поры образуются за счет свободного от твердого минерального вещества пространства между зернами породы, а в коллекторах II группы – за счет пространства между агрегатами минералов, образующихся в основном при вторичных по отношению к породе процессах (растворении, тектоническом раздроблении и т.д.).

Коллекторы I группы обладают большими емкостью и проницаемостью и имеют большое практическое значение. Кавернозные и трещиноватые коллекторы II группы представлены в основном карбонатными породами – известняками, доломитами или доломитизированными известняками, в которых в силу различных причин широко развиты трещиноватость и кавернозность. Чаще повышенная кавернозность и трещиноватость приурочены к сводовым частям структур или приподнятым участкам погребенных эрозионных массивов.

Примером коллекторов II группы могут служить рифовые массивы, коллекторские свойства которых, а, следовательно, и дебиты скважин на местоскоплениях, приуроченных к рифам, резко меняются даже на незначительном

расстоянии ввиду того, что кавернозность и трещиноватость известняков часто имеют локальное распространение.

Породы-коллекторы можно классифицировать по их распространенности и выдержанности литологии (коллекторским свойствам) и мощности, т.е. по основным параметрам, характеризующим их емкость, способность содержать (собирать) и отдавать флюиды. По этим признакам можно выделить породы-коллекторы, имеющие *региональное, зональное и локальное распространение*.

Регионально распространенные породы-коллекторы широко развиты в пределах значительной площади областей генерации и аккумуляции углеводородов, где не отмечается существенных изменений их литологической характеристики и мощностей. *Зональные коллекторы* имеют относительно меньшую площадь распространения, охватывая зоны нефтегазонакопления или части нефтегазоносной области, в отличие от локальных пород-коллекторов, развитых в пределах локальных структур или группы нескольких смежных местоскоплений.

2 Породы-флюидоупоры месторождений нефти и газа

Породы-флюидоупоры – это породы, плохо проницаемые для нефти, газа и воды, способные играть роль изолирующих, экранирующих разделов, а те из них, которые непосредственно перекрывают залежи, называются *покрышками*.

Покрышка – литологическое тело, расположенное над коллектором нефти или газа и препятствующее фильтрации углеводородов (УВ) из коллектора в верхние осадочные слои разреза. Наличие покрышки является необходимым условием существования нефтяных и газовых залежей. Лучшими покрышками считаются соленосные толщи. Наиболее распространенными покрышками являются глины. Кроме глинистых пород и соленосных толщ покрышками могут служить и другие разновидности осадочных и даже магматических пород. Если экранирующие способности глинистых и соленых пород объясняются их пластичностью, то другие разновидности пород обладают изолирующей способностью вследствие своей плотности (прочности, крепости) и рассматриваются как *плотностные покрышки*.

Изолирующая способность пород-экранов, перекрывающих залежи в природном резервуаре, обеспечивается низкой диффузионной проницаемостью их для нефти и газа, при перепадах давления, возникающего при формировании залежей. Скорость фильтрации через вышележащие покрышки значительно меньше скорости накопления УВ при образовании залежей.

Если избыточное давление УВ в залежи будет больше давления прорыва покрышки, УВ, преодолевая капиллярные силы, развивающиеся на границе коллектор – покрышка, внедрятся в нее. Даже весьма малые значения проницаемости пород покрышки способны обеспечить фильтрационные потоки, приводящие к быстрому разрушению залежи УВ. Поэтому залежь может сохраняться только в том случае, если давление в ней будет меньше, чем давление прорыва

покрышки, экранирующей эту залежь. Давление прорыва покрышки практически целиком и полностью определяется структурой порового пространства, в частности эффективным радиусом пор. А.А. Ханин выделил 5 классов покрышек (табл. 1.6).

Таблица 1.6 – Оценочная шкала экранирующей способности глинистых пород (по А.А. Ханину)

Класс покрышки	А	В	С	Д	Е
Максимальный диаметр пор, мкм	<0,01	0,05	0,3	2	>10
Экранирующая способность	Весьма высокая	Высокая	Средняя	Пониженная	Низкая
Абсолютная газопроницаемость по газу, м ²	10 ⁻²¹	10 ⁻²⁰	10 ⁻¹⁹	10 ⁻¹⁸	<10 ⁻¹⁷
Давление прорыва газа, МПа	>12	8	5,5	3,3	<0,5

Постседиментационные процессы могут как улучшать, так и ухудшать экранирующие свойства отложений. Например, процессы гипсотизации в ангидрите улучшают экранирующие свойства и обуславливают переход ангидритовой покрышки ложной в истинную. Соли и сульфаты улучшают свои свойства с глубиной, так как под влиянием вышележащих толщ становятся более пластичными, менее трещиноватыми. Глины же, наоборот, их ухудшают, так как переходят в трещиноватые аргиллиты. Их свойства меняются также из-за преобразования на глубине минерального состава: монтмориллонитовые глины превращаются в хлоритовые.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение понятию «порода-коллектор». Какие два основных фильтрационно-емкостных свойства (ФЕС) определяют способность породы быть коллектором? Кратко поясните физический смысл каждого свойства и их взаимосвязь.

2. Назовите два главных литологических типа пород-коллекторов. Приведите по 2–3 характерных примера пород для каждого типа и объясните, почему именно эти породы чаще всего выступают в роли коллекторов.

3. На какие три основных класса подразделяются коллекторы по типу пустотного пространства? Дайте краткую характеристику каждому классу (какие пустоты преобладают) и приведите примеры пород, типичных для каждого класса.

4. Чем карбонатные коллекторы принципиально отличаются от терригенных (песчано-алевритовых) по характеру пустотного пространства и изменчивости свойств?

5. Как классифицируют коллекторы по качеству на основе значений пористости и проницаемости? Как знание типа коллектора (литология, тип пор) и

его ФЕС влияет на выбор методов разведки, подсчета запасов и разработки месторождения?

6. Дайте определение породе-флюидоупору (покрышке). Какие две основные функции она выполняет в природном резервуаре для обеспечения сохранности скоплений УВ? Объясните физический смысл каждой функции.

7. Какими основными свойствами должна обладать порода, чтобы эффективно выполнять роль флюидоупора? Объясните механизмы удержания флюидов: а) капиллярное запираение и б) механическое сопротивление (пластичность).

8. Перечислите основные литологические типы пород-флюидоупоров. Какой тип является наиболее распространенным и эффективным в качестве региональной покрышки? Приведите примеры конкретных пород для каждого типа.

9. Какие минимальные требования предъявляются к толщине и выдержанности (распространенности) породы-флюидоупора для обеспечения надежного экранирования залежи? Почему эти параметры критически важны?

10. Какие геологические процессы или особенности строения флюидоупора могут привести к его неэффективности и разрушению залежи? Приведите примеры.

11. Чем принципиально отличаются требования к свойствам пород-флюидоупоров от требований к свойствам пород-коллекторов?

Лекция 2 Гранулометрический состав и удельная поверхность горных пород как факторы их фильтрационно-емкостных свойств

- 1 Гранулометрический состав горных пород.
- 2 Удельная поверхность горных пород и методы ее определения.

1 Гранулометрический состав горных пород

Гранулометрическим (механическим) составом горных пород называется количественное содержание в породе частиц различной величины.

Гранулометрический состав обломочных пород является одной из важнейших характеристик, которая изучается с различными целями, к которым относятся: 1) классификация обломочных пород, 2) оценка песчано-алевритовых пород как коллекторов нефти, газа, воды и россыпных минералов, 3) выявление генезиса осадков при палеодинамических реконструкциях, 4) выделение определенных размерных фракций для минералогического анализа, 5) оценка структуры песков в качестве полезного ископаемого.

Методика гранулометрического анализа для различных пород различна:

- в рыхлых породах распределение по размерам зерен проводят путем рассеивания на ситах, для частиц размером от 0,05 до 10 мм. (*ситовой анализ*).
- в более мелких (коллоидно-дисперсных) породах – по скорости оседания частиц в жидкости (*седиментационный* или *седиментометрический анализ*).
- в сцементированных породах изучаются шлифы породы под микроскопом.

Результаты гранулометрического анализа выражаются в форме таблиц или наглядно графически в виде интегральных (кумулятивных) или дифференциальных кривых содержания частиц, гистограмм распределения частиц по фракциям, а также в виде круговых циклограмм и треугольных диаграмм (треугольника Ферре) (рисунок 2.1) и др.

Форма кривых на этих графиках отражает все особенности распределения частиц в грунте по размеру, включая и его отсортированность. Неравномерное (или равномерное) содержание различных фракций в грунте характеризуется его *неоднородностью*, или отсортированностью. Пологий характер интегральных кривых свидетельствует о плохой отсортированности фунта, а крутой наклон – о хорошей. Наиболее часто гранулометрический состав графически изображают в виде *интегральных графиков* (рисунок 2.2).

Количественно неоднородность грунта оценивается по результатам гранулометрического анализа коэффициентом неоднородности (по А. Газену) $K_n = d_{60}/d_{10}$, где d_{60} и d_{10} – диаметры частиц, меньше которых в грунте содержится соответственно 60 и 10% по массе частиц.

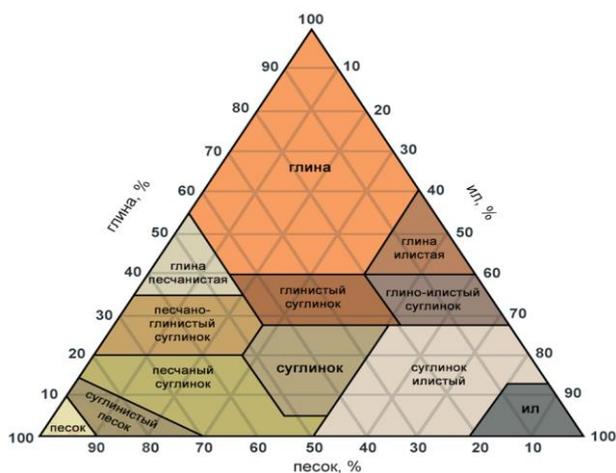


Рисунок 2.1 – Треугольник Ферре

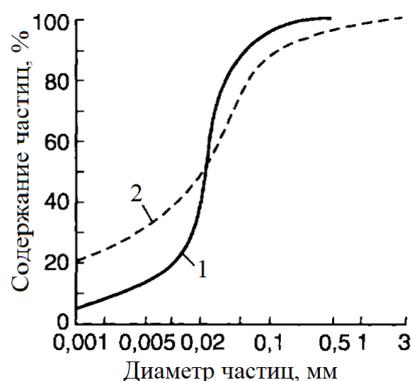


Рисунок 2.2 – Интегральные кривые гранулометрического состава лёсса (1) и лёссовидного суглинка (2)

Эффективным или *действующим* называют диаметр d_{10} , а d_{60} – *контролирующим*. Для грунта, состоящего из частиц одной фракции, $d_{60} = d_{10}$ и, следовательно, $K_n = 1$. Но чем разнороднее грунт по размерам частиц, тем больше значение коэффициента неоднородности. При $K_n > 3$ для песков и $K_n > 5$ для глин грунты считаются неоднородными. Возможные изгибы и горизонтальные участки на интегральных кривых свидетельствуют о неравномерном содержании или даже отсутствии каких-либо фракций в грунте. Количественной мерой отсортированности песчаных грунтов также являются, по П.И. Фадееву, **коэффициент отсортированности**: $K_{оф} = d_{90}/d_{10}$, где d_{90} и d_{10} – диаметры частиц, составляющих в данном грунте соответственно по массе менее 90 и 10%, и, по П.Д. Траску, так называемый **квартальный коэффициент**: $K_{от} = d_{75}/d_{25}$, где d_{75} и d_{25} – соответственно диаметры частиц менее 75 и 25%. Чем больше величины этих показателей, тем хуже отсортирован грунт.

В США по «Унифицированной системе классификации» (USC) для характеристики отсортированности грунтов используется коэффициент, который основан на учете содержания частиц трех характерных диаметров d_{40} , d_{70} и d_{90} :

$$K_{usc} = (d_{70}/d_{40}) \times (d_{70}/d_{90}) = (d_{70}^2/d_{40} \times d_{90}),$$

О степени неоднородности грунта можно судить по *дифференциальным кривым гранулометрического состава*. Например, монодисперсные грунты характеризуются дифференциальными кривыми с одним высоким максимумом (рисунок 2.3, кривая 1), тогда как полидисперсные, или неоднородные, грунты имеют пологие дифференциальные кривые, иногда с несколькими максимумами. В соответствии с этим к монодисперсным относятся грунты, в которых содержание одной фракции превышает 70%, к бидисперсным – грунты с содержанием двух смежных фракций более 70% и т.д.

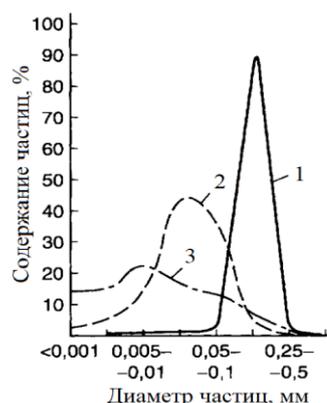


Рисунок 2.3 – Дифференциальные кривые гранулометрического состава монодисперсного (1), бидисперсного (2) и полидисперсного (3) грунта

2 Удельная поверхность горных пород и методы ее определения

Удельная поверхность горной породы (УП) – общая поверхность порообразующих зерен, частиц скелета или общая поверхность пор, каверн и трещин в единице объема или массы пласта.

Зерна скелета и цемента породы могут иметь самые различные размеры, размеры пор также могут меняться в очень широком диапазоне. Соответственно УП будет зависеть от выбранного для анализа диапазона размеров частиц и пор (рисунок 2.4).

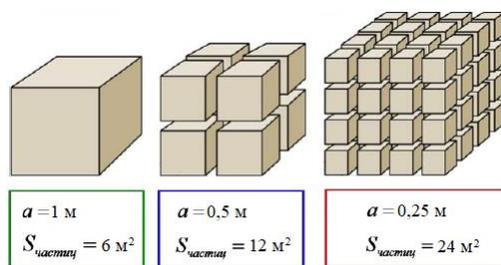


Рисунок 2.4 – Изменение удельной поверхности в зависимости от размера частиц

Проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и т.д. зависят от УП нефтеносных пород. Важно знать ее величину в связи с большим влиянием молекулярно-поверхностных сил на процес-

сы фильтрации нефти. Знание УП пласта необходимо при обосновании технологий первичных (истощение), вторичных (поддержание пластового давления путем закачки воды и газа) и третичных (физико-химических, тепловых и термохимических) методов извлечения нефти.

Свойство пород иметь разную поверхность порового пространства оценивается *объемной* S_v и *массовой* S_m *удельной поверхностью*. Первая ограничивает поровое пространство единицы объема, а вторая – единицы массы породы:

$$S_v = \frac{S_{ч.п.}}{V}; S_m = \frac{S_{ч.п.}}{m}$$

УП S_v измеряется в $\text{м}^2/\text{м}^3$ (или м^{-1}) [либо – $\text{см}^2/\text{см}^3$ (или см^{-1})], а S_m $\text{м}^2/\text{кг}$ и чаще в $\text{м}^2/\text{г}$.

УП осадочных и обломочных пород зависит от минерального и гранулометрического составов, формы зерен, содержания и типа цемента. Она уменьшается с увеличением среднего диаметра зерен и снижением содержания глинистого цемента. Значения S определяются в основном глинистостью обломочных пород. УП возрастает с увеличением остаточного водонасыщения. Чем старше породы и глубже их залегание, т.е. значительнее действие на них давления и температуры, тем меньше обычно УП.

Наибольшую УП имеют природные адсорбенты: глины, трепелы, отдельные разновидности бокситов, туфовые пеплы и некоторые другие породы аналогичного типа. В их гранулометрическом составе преобладают очень мелкие частицы от $(18-19) \cdot 10^{-4}$ до $0,1-0,2$ мкм, а S_m находится в пределах $(10-400) \cdot 10^5$ $\text{м}^2/\text{кг}$.

Гораздо меньше $(0,5-2) \cdot 10^3$ $\text{м}^2/\text{кг}$ УП у относительно хорошо отсортированных, окатанных, слабо сцементированных, средне- и крупнообломочных пород.

Нефтегазовые коллекторы имеют частицы как тех, так и других названных выше радиусов, и нередко у них преобладают обломки (поры) больших размеров. В связи с этим пределы изменения их S_m близки к $(0,5-2) \cdot 10^3$ $\text{м}^2/\text{кг}$.

В модели фиктивного грунта $S_{ч.п.} \approx S_{п.}$ полная геометрическая УП ($S_{уд.}$) определяется выражением:

$$S_{уд.} = \frac{12(1-m)}{r} \quad (2.1)$$

где $S_{уд.}$ – полная удельная поверхность $\text{м}^2/\text{м}^3$, m – коэффициент пористости, доли единицы, r – радиус шаров, м.

Из соотношения (2.1) следует, что с уменьшением размера гранул УП поверхность растет. В связи с этим крупнозернистые, хорошо отсортированные песчаники при прочих равных условиях обладают минимальной геометрической УП, которая тем не менее может составлять десятки квадратных сантиметров на один кубический сантиметр. С увеличением в составе скелета породы доли мелких частиц УП растет.

При анализе сыпучих пористых сред с различными размерами сферических зерен в соотношении (2.1) радиус шара (r) заменяется на эквивалентный массовый радиус, вычисляемый по соотношению:

$$r_{\text{экр}} = \frac{P}{\sum \frac{P_i}{r_i}}$$

где P – исследуемая масса породы, кг; P_i – масса фракции, кг; r_i – радиус частиц исследуемой фракции, м.

Для хорошо окатанных кварцевых песчаников существуют корреляционные связи УП со средним диаметром зерен (рисунок 2.5).

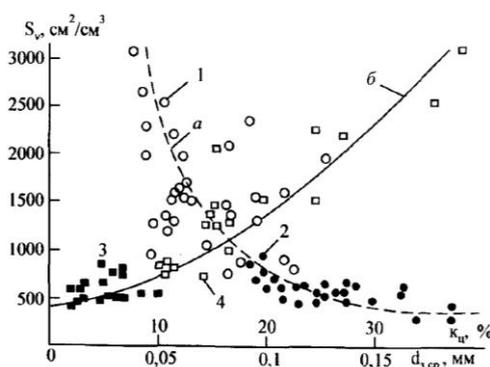


Рисунок 2.5 – Зависимости удельной поверхности S_v от среднего диаметра $d_{z,sp}$ зерен (а) и содержания $k_{ц}$ глинистого цемента (б) (по О.А. Черникову и А.И. Куренкову)

Средний диаметр зерен (в мм): 1 – 0,1; 2 – >0,1; содержание цемента (в %): 3 – до 10; 4 – >10

Для слабосцементированных осадочных пород, сложенных частицами неправильной формы по общей площади их поверхности, площадь контактов частиц становится значимой и увеличивается с усложнением формы контактирующих зерен, достигая максимума при фрактальном типе контактов. Протяженность контактов обычно увеличивается с уменьшением пористости пласта.

УП можно определять на дезинтегрированном образце, путем разрушения его скелета на отдельные зерна (гранулы) и без разрушения последних, а также и на ненарушенном образце. В первом случае УП характеризует общую поверхность частиц ($S_{ч}$) в единице объема или массы пласта. При определении УП ненарушенного образца на основе изучения адсорбции химически нейтральных веществ, искусственно вводимых в поровое пространство, получают общую поверхность по данному веществу сообщающихся по поровым каналам открытых пор в единице объема или массы пласта ($S_{п}$).

Не все пустоты породы могут быть заполнены жидкостью, т.е. при определении объема пустот насыщением жидкостью часть пор внутри образца остается незаполненной (поры изолированы от поверхности образца). Кроме того,

есть непроточные пустоты – это *тупиковые* и *субкапиллярные поры*. Поэтому УП пород разделяют на 3 группы: *полную, открытую, эффективную*.

Полная УП определяется для абсолютно всех пустот в породе. *Открытая УП* определяется для пустот, связанных с поверхностью образца, в т.ч. тупиковых и непроточных пор. *Эффективная УП* определяется только для проточных пор.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение гранулометрического (механического) состава горной породы. Почему его изучение имеет важное практическое значение в геологии и инженерной практике?

2. Какие основные генетические типы обломочных пород выделяют по размеру обломков? Назовите породы, соответствующие каждой группе.

3. Опишите суть ситового (гранулометрического) анализа. Какие основные параметры определяются по его результатам и что они характеризуют?

4. Что такое кривая распределения частиц по крупности (суммарная кривая) и как по ее виду можно оценить степень сортированности материала и симметричность распределения?

5. Какими способами выражаются результаты гранулометрического анализа? Какую информацию можно из них получить?

6. Как гранулометрический состав влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллектора, такие как пористость и проницаемость?

7. Какие еще методы, кроме ситового анализа, используются для определения размеров частиц (например, для тонкодисперсных фракций)?

8. Дайте определение удельной поверхности горной породы. Объясните, почему этот параметр является важной характеристикой, особенно для коллекторов нефти и газа, и как он влияет на процессы фильтрации и адсорбции.

9. По какому принципу построены и как проводятся методы определения удельной поверхности? В чем заключаются их основные преимущества и ограничения?

10. Опишите суть адсорбционного метода определения удельной поверхности. Какие газы чаще всего используются для этого и почему? От каких свойств породы зависит точность этого метода?

11. Как удельная поверхность связана с другими параметрами породы-коллектора, такими как гранулометрический состав, пористость и проницаемость? Объясните, почему мелкодисперсные породы (глины, алевролиты) имеют наибольшие значения удельной поверхности.

Лекция 3 Пустотность и пористость горных пород

- 1 Пустотность горных пород.
- 2 Поровая пустотность.
- 3 Распределение пор по размерам. Кривые «капиллярное давление – насыщенность пор смачивающей фазой».

1 Пустотность горных пород

Пустотность горных пород – пространство грунта, не заполненное твердой компонентой, но заполненное газовой и жидкой компонентами или (и) биотической составляющей. По форме пустоты в грунтах могут быть *каверновые*, *поровые*, *трещинные* и *смешанные* (рисунок 3.1). Характер пустотного пространства контролирует тип и величину пористости пласта.

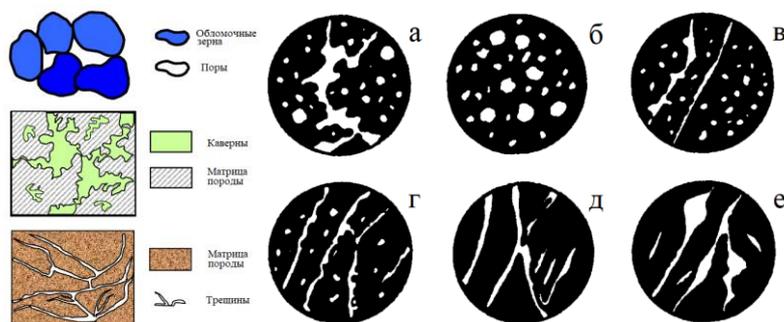


Рисунок 3.1 – Типы пустот в горных породах и строение пустотного пространства:

а – каверново-поровое; б – поровое; в – трещинно-поровое; г – порово-трещинное; д – трещинное; е – каверново-трещинное

Поры – пространство между отдельными зернами, слагающими горную породу, а также биопустоты.

Каверны – сравнительно крупные пустотные пространства, образовавшиеся в результате действия процессов выщелачивания.

Трещины – разрывы сплошности горных пород.

Каверновая пустотность образована пустотами неправильной формы, в виде отдельных или сообщающихся каверн различного размера. Такая пустотность характерна для карстующихся и подверженных выщелачиванию грунтов. Каверновая пустотность развивается и за счет процессов растворения.

Поровая пустотность образована отдельными или сообщающимися порами – пустотами в частицах, агрегатах, между частицами или структурными агрегатами грунта. Это наиболее характерная пустотность для осадочных дисперсных грунтов.

Трещинная пустотность образована отдельными или сообщающимися трещинами разной протяженности, ориентации и раскрытости. Она характерна для скальных грунтов любого генезиса.

Смешанная пустотность образована разными сочетаниями отдельных видов пустотности. Выделяют каверново-поровую, каверново-трещинную, порово-трещинную, трещинно-поровую, трещинно-каверновую пустотности и др. При этом в названии на первое место ставится подчиненная пустотность. Смешанная пустотность характерна для разных типов скальных грунтов.

2 Поровая пустотность

Количественно поровая пустотность характеризуется двумя основными показателями: *пористостью* и *коэффициентом пористости*.

Пористость какого-либо материала – это наличие в нем между твердыми частицами, образующими этот материал, пустот – пор (трещин, каверн). Отнесение различных горных пород к пористым обычно производится на основе значений *коэффициента их общей пористости*.

Коэффициент общей (физической) пористости (m) – это отношение объема всех присутствующих в объекте (пласте) пор (трещин, каверн) ($V_{\text{п}}$) к изучаемому объему пласта (образца) (V) (рисунок 3.2):

$$m = \frac{V_{\text{п}}}{V} = 1 - \frac{V_{\text{ск}}}{V}$$

где $V_{\text{ск}}$ – объем скелета (матрицы) пласта.

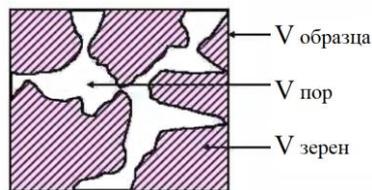


Рисунок 3.2 – Количественная оценка пористости

Измеряется коэффициент общей пористости в процентах от объема пласта или в долях единицы.

Выделяют **открытые** (сообщающиеся друг с другом) и **закрытые** (изолированные друг от друга) природные поры. Пористость минералов и некоторых магматических пород обусловлена процессами образования и последующими изменениями минералов и пород (включениями газов или химически изменяющихся компонентов), может составлять несколько процентов. Образовавшиеся при этом поры являются изолированными и не формируют полезной емкости. Полезную емкость формируют сообщающиеся между собой открытые поры.

Открытая пористость характерна для несцементированных и слабо сцементированных, отсортированных терригенных и карбонатных пород. Закрытая пористость у магматических пород с пузырьчатыми и ячеистыми порами (например, пемза).

Поры различают по *происхождению, взаимосвязи, форме и размеру*.

По происхождению поры бывают *первичные* и *вторичные* (рисунок 3.3).

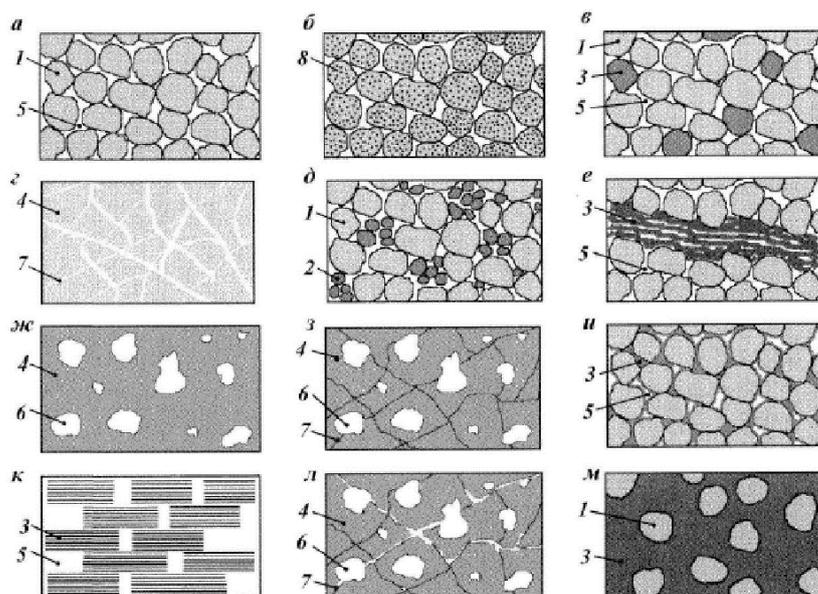


Рисунок 3.3 – Примеры первичной (а, б, в) и вторичной (г, д, е) пористости в обломочных, глинистых и карбонатных породах:

Тип коллектора: поровый (я, б, в, д); трещинный (г); каверновый (ж); листоватый (к); тип пористости: по генезису – первичная (я, б, д); вторичная (г, д, ж, л); по отсортированности зерен – отсортированные (я, б, в); неотсортированные (д); тип распределения глинистого материала: структурный (в); слоистый (е); дисперсный (и); тип цемента: пленочно-поровый (и); базальный (м); 1 – зерна песчаные; 2 – зерна алевролитовые; 3 – глинистый материал; 4 – карбонатный материал; 5 – пора; 6 – каверна; 7 – трещина; 8 – пористая матрица

Первичные поры возникают при образовании породы и изменяются по величине и форме при ее уплотнении, цементации, метаморфизации.

Первичные (сингенетические) – это структурные поры между гранулами обломочных (песчаных, алевритовых, глинистых, известково-магнезиальных) пород, межкристаллические поры плотных магматических, метаморфических, осадочных пород, поры известковых, кремнистых туфов, пеплов и др.

Вторичные (эпигенетические, новые) поры – каверны, трещины, каналы в теле пород образуются при их растворении, выветривании, кристаллизации, перекристаллизации, доломитизации известняков, тектонических и биохимических процессах. Вторичные поры характерны для карбонатных пород – известняки, доломиты и некоторых метаморфических и магматических пород.

Тип связности пор является определяющим фактором при формировании технологической полезной емкости пласта. **Полезная емкость пласта** – объем порового пространства, который может содержать и отдавать углеводороды при данной технологии разработки.

Связность пор зависит от условий формирования породы, структуры порового пространства, от типа флюидов, заполняющих поровый объем, и от воздействия на пласт физических полей.

В процессе литогенеза для сцементированных осадочных пород взаимосвязь между отдельными порами часто ухудшается вследствие перекрытия части пор цементом и их механического уплотнения (рисунок 3.4, 3.5).

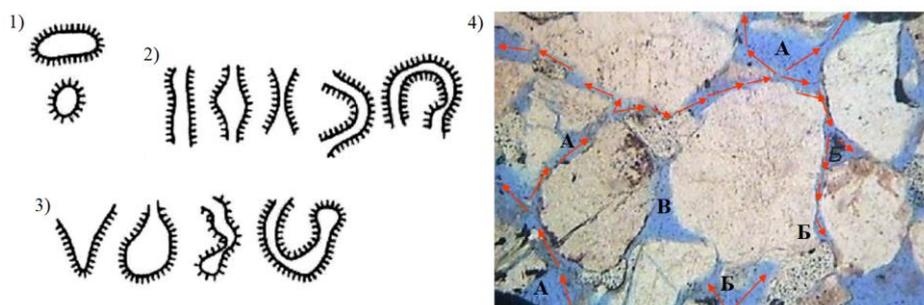


Рисунок 3.4 – Типы связности пор

1 – закрытые поры; 2 – открытые проницаемые поры; 3 – открытые тупиковые поры;
4 – открытые (А), тупиковые (Б), изолированные (В) межзерновые поры

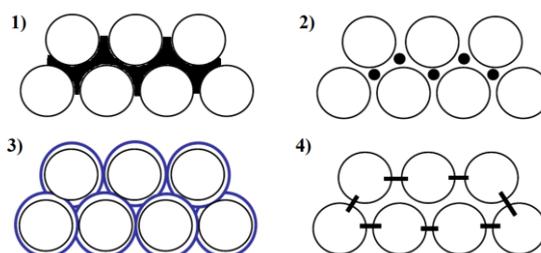


Рисунок 3.5 – Виды цемента горных пород

1 – базальный (изверженный), $m = 3-7\%$; 2 – поровый, $m = 7-12\%$; 3 – пленочный, $m = 12-16\%$; 4 – соприкасающийся, $m = 16-26\%$

Обычно выделяют 4 типа цемента:

1. *Базальный* – зерна не соприкасаются друг с другом, а погружены в цемент.

2. *Заполнения пор (поровый)* – зерна соприкасаются друг с другом, а цемент заполняет лишь поры между ними.

3. *Пленочный* – цемент покрывает зерна пленкой (иногда не сплошной), а остальная часть пор остается пустой; цементация большей частью непрочная. В некоторых случаях (например, в метаморфизованных породах) эти поры могут быть заполнены цементом другого типа (заполнения пор или регенерации).

4. *Соприкосновения, или контактовый* – цемент присутствует только в местах соприкосновения зерен, а основная часть пор остается незаполненной.

В карбонатных пластах поры растворения (каверны) часто оказываются не связанными друг с другом из-за закупорки связывающих их путей фильтрации вторичными минеральными выделениями (кальцит, гипс и др.).

Общая пористость нефтяных и газовых пластов формируется межгранулярными порами, трещинами и кавернами. Таким образом общую пористость можно представить в виде:

$$m = \frac{V_{\text{п гран}} + V_{\text{т}} + V_{\text{кав}}}{V} = m_{\text{гран}} + m_{\text{т}} + m_{\text{кав}},$$

где $V_{\text{п гран}}$, $V_{\text{т}}$, $V_{\text{кав}}$ – объемы гранулярных (межзерновых) пор, трещин и каверн, $m_{\text{гран}}$, $m_{\text{тр}}$, $m_{\text{кав}}$ – коэффициенты гранулярной, трещинной и кавернозной пористости.

Для промышленной практики выделение преобладающего типа пористости имеет большое значение, так как технологии разработки пластов с различными типами пористости различны.

Величины $m_{\text{гран}}$, $m_{\text{тр}}$ и $m_{\text{кав}}$ используют для идентификации пластов по преобладающему типу пористости. Чисто гранулярные коллекторы характеризуются значениями m близкими к $m_{\text{гран}}$; трещинные $m \sim m_{\text{тр}}$; трещинно-кавернозные $m \sim m_{\text{кав}}$; трещинно-гранулярные $m \sim (m_{\text{тр}} + m_{\text{гран}})$.

Типичным для промышленной практики является «двойная» пористость, предполагающая наличие двух емкостных поровых сред. Одна из них – пористость межзерновой среды блоков (блочная или матричная пористость), вторая трещинная пористость – емкость самих трещин.

Наличие трещинной пористости накладывает ограничения на применение некоторых технологий добычи. Так, газовые, тепловые и термохимические методы добычи нефти при определенных условиях не могут быть применены из-за возможных прорывов, вытесняющих агентов по системе трещин и низкой эффективности воздействия на блоки.

Пористость большинства коллекторов составляет от 5 до 30%, но, как правило, находится в пределах 10–20% (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Характерный диапазон и значения пористости пород-коллекторов и некоторых осадочных пород

Характеристика	Пористость, %	Горная порода	Пористость, %
Плохая	10	Глинистые сланцы	0,54–1,4
Удовлетворительная	20	Глины	6,0–50,0
Хорошая	20–30	Пески	6,0–52
Очень хорошая	30	Песчаники	3,5–29,0
		Известняки	до 33
		Доломиты	до 39

Для количественной оценки относительной доли сообщающихся между собой пор используется **коэффициент открытой пористости**:

$$m_o = \frac{V_{\text{по}}}{V},$$

где $V_{\text{по}}$ и V – объемы открытых пор и пласта.

В соответствии с общепринятым стандартом коэффициент открытой пористости определяется на экстрагированных образцах, высушенных при температуре 105°C. Для заглинизированных пластов сушку проводят при температуре около 70°C. Открытая пористость определяется методом насыщения образца жидкостью (пористость насыщения) по разности масс сухого и насыщенного жидкостью образца, его внешнего объема (по разности масс насыщенного жидкостью образца в воздухе и в насыщающей жидкости) и вычислении пористости путем деления первого объема на второй.

Наряду с коэффициентами общей и открытой пористости существуют еще понятия *статической (эффективной) и динамической емкости пласта*, определяемые коэффициентами *эффективной и динамической пористости*.

Коэффициент эффективной пористости ($m_{эф}$) – это отношение объема пор, занятых нефтью или газом ($V_{эф}$) до разработки залежи к общему объему пласта (V) в природных условиях. Эффективный объем пор определяется как разница между объемом открытых пор и объемом пор, занятых остаточной (водой V_v):

$$m_{эф} = \frac{V_{эф}}{V} = \frac{V_{по} - V_v}{V}$$

В продуктивных пластах $m_{эф}$ всегда меньше m_o . Значения эффективной пористости используются для оценки промышленной значимости отдельных пластов, их объединения в эксплуатационные объекты, обоснования систем разработки залежи.

При разработке залежей углеводородов происходят техногенные изменения природной эффективной пористости и для разных технологий получаются свои (технологические) значения этого параметра. Так, при первичной добыче объем открытых пор уменьшается вследствие падения пластового давления. В процессе фильтрации объем неподвижной (остаточной) воды может существенно изменяться в зависимости от химического состава закачиваемых вод или в зависимости от содержания химических реагентов в технологических жидкостях.

Динамическая емкость пласта является оценочным физико-технологическим свойством.

Динамическая пористость характеризует относительный объем пор, через которые могут фильтроваться нефть и газ при фиксированных гидродинамических, физико-химических и термодинамических условиях вытеснения углеводородов:

$$m_d = \frac{1 - V_{во} - V_{н,г}}{V},$$

где $V_{во}$, $V_{н,г}$ – объемы гидродинамически неподвижной воды, нефти или газа.

Объемы гидродинамически неподвижных фаз – воды, нефти, газа зависят от ряда технологических параметров процесса вытеснения – режимов вытеснения, физико-химических свойств флюидов, воздействия внешних физических полей и т.д. Поэтому для различных технологий извлечения углеводородов значения динамических пористостей будут существенно различны.

Значения динамической пористости могут использоваться лишь для приближенной оценки эффективности технологий извлечения нефти и газа в условиях лабораторного эксперимента. Более точно эта задача решается на основе данных о коэффициенте вытеснения, определяемого в соответствии с отраслевым стандартом.

Для продуктивных пластов всегда имеет место следующее неравенство коэффициентов пористости:

$$m > m_o > m_{\text{эф}} > m_{\text{д}}$$

Общий объем открытых пор можно представить в виде суммы объемов проточных пор (имеющих фильтрационную характеристику связности) и объема пор, представленного тупиковыми порами, связанными с проточным диффузионным механизмом. Эффективность многих технологических процессов нефтеизвлечения и воздействия на околоскважинную зону пласта зависит от механизма тепломассопереноса, который имеет определенные отличия в проточных и тупиковых порах, поэтому целесообразно дифференцировать открытую пористость на проточную и тупиковую.

Коэффициент тупиковой пористости определяется как относительный объем тупиковых пор ($V_{\text{п туп}}$) в единице объема пор ($V_{\text{п}}$):

$$m_{\text{туп}} = \frac{V_{\text{п туп}}}{V_{\text{п}}}$$

Коэффициент проточной пористости определяется из соотношения:

$$m_{\text{пр}} = m_o - m_{\text{туп}}$$

Объем пор зависит от: формы зерен, их сортировки (чем лучше отсортирован материал, тем выше пористость); размера зерен, их укладки однородности и окатанности (рисунок 3.6, 3.7).



Рисунок 3.6 – Факторы, определяющие пористость терригенных пород

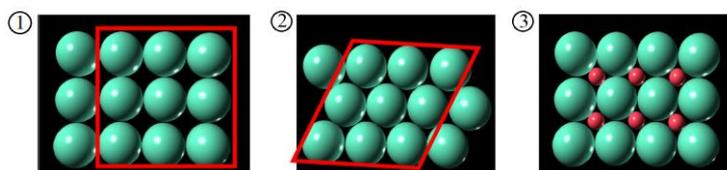


Рисунок 3.7 – Укладка зерен и форма пор:

1 – кубическая укладка, $m=48\%$; 2 – укладка ромбом, $m=26\%$; 3 – укладка с разным размером, $m=14\%$

По форме поры могут быть:

- близкие к ромбоэдральным (у рыхлых хорошо отсортированных, окатанных обломочных пород) (см. рисунок 3.7, 1);
- близкие к тетраэдрическим (у тех же, но уплотненных пород) (см. рисунок 3.7, 2);
- щелевидные (у глин, слюд, других пород с пластинчатыми структурными элементами);
- трещиновидные (у скальных магматических, метаморфических, плотных осадочных пород),
- каверновизные (у карбонатных разностей и гипсов) и др.

Наименьшие значения пористости (доли %) характерны для невыветрелых интрузивных и метаморфических пород, а наибольшие (до 80% и более) – для высокодисперсных осадочных пород – илов, набухших глин и др.

Количественную оценку пор дают линейные характеристики их поперечного сечения и оценивается таким параметром, как **эквивалентный (эффективный) поровый диаметр** ($d_{\text{эф}}$) (рисунок 3.8).

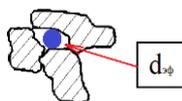


Рисунок 3.8 – Схематическое изображение эквивалентного порового диаметра

Значения эквивалентных поровых диаметров лежат в основе классификации пор **по размерам** (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Подразделение пор по размеру (по Е.М. Сергееву)

Название пор	Размер пор	Генетическая принадлежность пор	Движение воды в порах	В каких породах преобладают
Макропоры	более 1 мм	межгранулярная, пузырчатая, выщелачивания	свободное движение гравитационной воды; капиллярное поднятие воды практически отсутствует	крупнообломочные, биогенные эффузивные
Мезопоры	1–0,01 мм	межгранулярная, межкристаллическая, межагрегатная	движение гравитационной воды происходит при наличии определенного градиента; капиллярное поднятие происходит быстро и на небольшую высоту	песчаные, лёссовые, биогенные, некоторые эффузивные
Микропоры	10–0,1 мкм	внутриагрегатная, внутригранулярная, частично межагрегатная	капиллярное поднятие воды происходит медленно и на большую высоту; движение гравитационной воды происходит только при больших градиентах напора	глинистые, органикохимические, биогенные, некоторые обломочные сцементированные
Ультракапиллярные поры	менее 0,1 мкм	внутриагрегатная, внутригранулярная	передвижение гравитационной и капиллярной воды отсутствует, поры заполнены связанной водой	глинистые

В нефтяной геологии **по размеру** поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы, в зависимости от эффективного (среднего) диаметра (или поперечного сечения):

1) **сверхкапиллярные поры** с диаметром более 10^{-1} мм. Их много у отсортированных, слабосцементированных крупно- и среднеобломочных пород (галечников, гравия, крупно- и среднезернистых песков, обломочных карбонатных разностей), у выщелоченных карбонатных пород, где они достигают очень больших размеров и называются **мегапорами** (это карстовые пещеры в толще карбонатные породы и гипсов). В сверхкапиллярных порах доля воды, связанной с твердой компонентой, небольшая, и основной ее объем движется согласно гидродинамическим законам для труб по направлению действия силы тяжести. По сверхкапиллярным каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно;

2) **капиллярные поры** с эффективными диаметрами в пределах 10^{-4} – 10^{-1} мм характерны для менее отсортированных и крупнозернистых, более сцементированных пород (мелкозернистых песков, песчаников, обломочных карбонатных и других подобных образований). В капиллярных порах содержание связанной воды больше. Смачивающая жидкость поднимается по капилляру при значительном участии капиллярных сил. При этом чем меньше радиус капилляра, тем на большую высоту поднимается в ней жидкость. Подъем смачивающей жидкости по капилляру объясняется действием сил поверхностного натяжения;

Сверхкапиллярные и капиллярные поры объединяют под названием **макропор**.

3) **субкапиллярные** (мезо- или переходные) малые по размерам поры, эффективный диаметр которых изменяется от $2 \cdot 10^{-6}$ до 10^{-4} мм, свойственны природным адсорбентам (глинам, микрокристаллическим, мелоподобным известнякам, диатомитам, трепелам, пепловым туфам и др.). В субкапиллярных каналах жидкости настолько сильно удерживаются силой притяжения стенками каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала стенок), что в природных условиях перемещаться в них практически не могут.

3 Распределение пор по размерам. Кривые «капиллярное давление – насыщенность пор смачивающей фазой»

Достоверно определить истинные геометрические параметры всех пор практически не возможно в силу нерегулярности структур и неправильности поровой геометрии. Поэтому при оценке распределения пор по размерам делаются априорные допущения о форме пор и структуре порового пространства. То есть заранее предполагается известная модель поровой структуры (например, модель параллельных капиллярных трубок и др.). Большинство существующих методов определения распределения пор по размерам являются косвенными и требуют априорных модельных представлений о поровой структуре. В основе определения распределения пор по размерам лежит непосредственное измерение некоторой физической величины, находящейся в определенной (модельной) зависимости от параметра, определяемого в ходе эксперимента. Так,

при использовании капиллярных методов: ртутной порометрии, полупроницаемой мембраны, капиллярной пропитки размер пор определяется по уравнению Лапласа для капиллярного давления в круглом цилиндрическом капилляре постоянного сечения с гладкими стенками. Пористая структура в этих методах представляется в виде пучка капиллярных трубок различного радиуса. Эффективный радиус по уравнению Лапласа соответствует радиусу «идеальной» поры:

$$r_{\text{эф}} = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{p_{\text{к}}} \quad (3.1)$$

где σ – поверхностное натяжение, Н/м; θ – краевой угол смачивания, град; $p_{\text{к}}$ – капиллярное давление, Па.

Наиболее часто относительное содержание в пористой среде пор различного размера определяют методом вдавливания ртути в образец или методом «полупроницаемых перегородок».

При ртутной порометрии отмытый от нефти сухой образец помещают в камеру, заполняемую ртутью после вакуумирования (рисунок 3.9). Ртуть вдавливается в поры образца специальным прессом при ступенчатом повышении давления. Радиус пор, в котором при этом вдавливается ртуть, определяется по формуле 3.1.

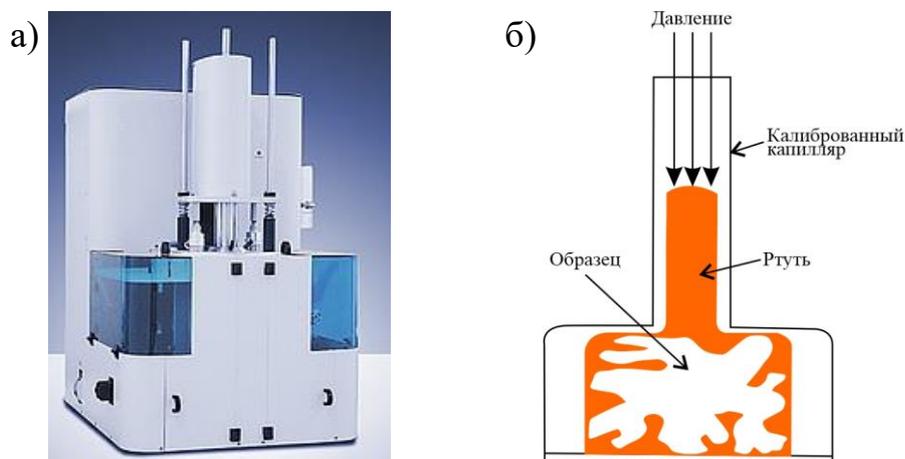


Рисунок 3.9 – Автоматический ртутный анализатор размеров пор (а) и принцип определения методом вдавливания ртути в образец (б)

С повышением давления от p_1 до p_2 в камере прибора ртуть вдавливаются только в те поры, в которых приложенное давление преодолело капиллярное давление менисков ртути, т.е. ртуть входит в поры, радиус которых изменяется от $r_1 = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{p_1}$ до $r_2 = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{p_2}$. Суммарный объем этих пор будет равен объему ртути, вдавленной в образец, при повышении давления от p_1 до p_2 . Повышая постепенно давление в камере прибора, образец заполняют ртутью до тех пор, пока он не перестанет ее принимать. При этом регистрируют объемы ртути, вдавленной в образец, и соответствующие им давления.

При изучении распределения пор по размерам методом полупроницаемых (или малопроницаемых) перегородок обычно пользуются прибором, схема которого изображена на рисунке 3.10.

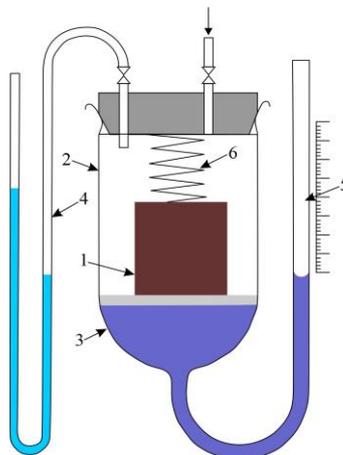


Рисунок 3.9 – Прибор для изучения распределения пор по размерам методом «полупроницаемых мембран»

1 – образец; 2 – камера; 3 – мембрана (полупроницаемая перегородка); 4 – манометр; 5 – градуированная ловушка; 6 – пружина

Образец 1, насыщенный жидкостью (водой или керосином), устанавливают в камере 2 на полупроницаемую перегородку (мембрану) 3, также насыщенную жидкостью. В качестве полупроницаемой перегородки используют керамические, фарфоровые или другие плитки, размеры пор которых значительно меньше средних пор образца. Жидкость из керна вытесняется азотом, давление которого создается внутри камеры 2, и регистрируется манометром 4. При повышении давления азот вначале проникает в крупные поры образца и жидкость из них уходит через поры мембраны 3 в градуированную ловушку 5. Азот из камеры 2 через мембрану 3 может прорваться только тогда, когда давление в ней превысит капиллярное давление менисков в порах мембраны. Повышая степенями давление в камере 2 и регистрируя соответствующие объемы жидкости, вытесненные в ловушку при различных давлениях, по формуле (3.1) определяют состав пор по размерам.

Результаты анализа обычно изображают в виде дифференциальных кривых распределения пор по размерам (рисунок 3.10), откладывая по оси абсцисс радиусы поровых каналов в микрометрах, а по оси ординат $F(r)=dV/dr$ – изменения объема пор, приходящиеся на единицу измерения их радиуса.

Согласно данным Ф.И. Котяхова, по методу полупроницаемых перегородок получают несколько заниженные результаты. Это, по-видимому, происходит потому, что при расчетах по формуле (3.1) угол смачивания принимается равным нулю. Если предположить, что при вытеснении керосина воздухом или азотом из образца угол $\theta = 45^\circ$, результаты опытов совпадают в большей степени. Измерения показывают, что радиусы пор, по которым в основном происходит движение жидкостей, находятся в пределах 5–30 мкм.

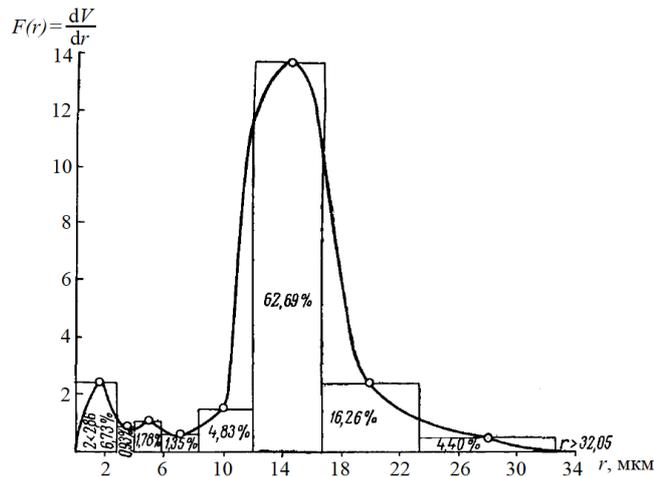


Рисунок 3.10 – Дифференциальная кривая распределения пор по их размерам (по Ф.И. Котяхову)

Распределение пор по размерам можно также исследовать центробежным методом. Сущность его заключается в том, что при вращении насыщенного жидкостью образца развиваются центробежные силы, способствующие истечению из пор жидкой фазы. При вращении зерна в центрифуге с возрастающей скоростью жидкость удаляется из пор меньшего размера. В процессе опыта регистрируют объемы жидкости, вытекающей из образца при соответствующей скорости вращения. По значению скорости рассчитываются центробежная сила и капиллярное давление, удерживающее оставшуюся жидкость в образце. По значению капиллярного давления устанавливается размер пор, из которых вытекла жидкость при данной скорости вращения. Так получают кривую распределения пор по размерам. По данным, полученным в процессе опыта по изучению распределения пор, можно построить кривые капиллярное давление – водонасыщенность пор жидкостью (рисунок 3.11).

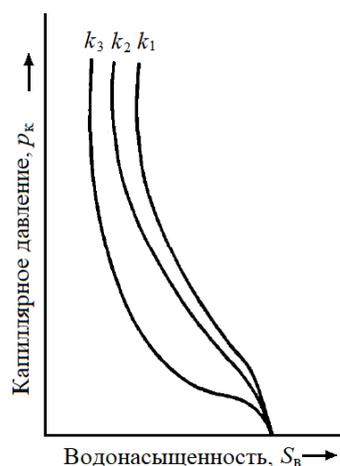


Рисунок 3.11 – Типичные кривые зависимости капиллярное давление водонасыщенность для пород различной проницаемости

По оси абсцисс откладывается водонасыщенность породы (в долях единицы или в процентах), а по оси ординат – капиллярное давление p_k , соответствующее данной водонасыщенности.

Контрольные вопросы

1. Дайте определения терминам «пустотность» и «пористость» горной породы. Являются ли эти понятия тождественными?
2. Какие виды пористости выделяют по условиям формирования порового пространства (генетической классификации пор)? Приведите примеры процессов, ведущих к образованию каждого вида.
3. Что характеризуют и чем отличаются друг от друга полная (абсолютная), открытая и эффективная (динамическая) пористость? Какая из них имеет наибольшее практическое значение для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллектора и почему?
4. Опишите суть одного из лабораторных методов определения полной и эффективной пористости.
5. По каким признакам классифицируют поры по их размерам? Как размер пор влияет на движение и характер удержания в них флюидов?
6. Какие выделяют типы связанности пор и как они влияют на проницаемость горной породы?
7. Какие выделяют типы цемента в горных породах, в каком виде он присутствует и как влияет на проницаемость горной породы?
8. От каких основных факторов зависит величина пористости обломочных (терригенных) и карбонатных пород? Объясните, почему пористость карбонатных коллекторов часто более неоднородна.
9. Как связаны между собой пористость и проницаемость горной породы? Всегда ли высокая пористость означает высокую проницаемость? Приведите пример-объяснение.
10. Почему определение пористости является одним из ключевых этапов при оценке запасов месторождения полезных ископаемых (нефти, газа)? Какие экономические и технологические решения зависят от этого параметра?
11. Что такое капиллярное давление в пористой среде? Объясните, какую информацию о структуре порового пространства (распределении пор по размерам) можно получить, анализируя форму кривой капиллярного давления.
12. Какие методы используются для определения пор по размерам? Как представляются результаты и интерпретация этих анализов?
13. Какое практическое применение кривые капиллярного давления находят при оценке нефтегазовых коллекторов?

Лекция 4 Трещиноватость и кавернозность горных пород

- 1 Геометрическая и генетическая классификация трещин.
- 2 Трещинные свойства пластов.
- 3 Параметры единичных трещин.
- 4 Параметры системы трещин.
- 5 Кавернозность горных пород.

1 Геометрическая и генетическая классификация трещин

Трещинами называют разрывы в горных породах, перемещения по которым совершенно отсутствуют или незначительны.

Трещина представляет плоскость, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления между частицами, слагающими пласт. Трещиноватость горных пород имеет в основном тектоническое происхождение, развиваясь при складкообразовании или в связи с возникновением разломов и обособлением отдельных блоков.

Разрывы сплошности формируют в породах трещины различных видов, размеров и происхождения. Наличие трещин обуславливает особые свойства пород, которыми не обладают те же породы при отсутствии трещин. Это касается фильтрационных и тепловых, деформационных и волновых свойств. Особые трещинные свойства пластов формируют и необычные отклики этих пластов на технологические воздействия.

Трещины могут формировать особый *трещинный тип коллектора*. Трещинные коллекторы отличаются высокими дебитами при малых значениях пористости и проницаемости матрицы пород; частыми провалами бурового инструмента; взаимодействием скважин, находящихся на значительном расстоянии друг от друга, а иногда наоборот.

Трещиноватость или **сеть трещин** – это совокупность всех трещин, совместно развитых в конкретном объеме горной породы.

Испытываемое горными породами всестороннее сжатие или последующая цементация приводят к некоторому восстановлению связности по поверхностям разрыва сплошности, поэтому они чаще всего обладают определенным сцеплением и сопротивлением отрыву и называются уже не трещинами, а **поверхностями ослабления**. Однако уже в начальной стадии деформирования массива горных пород по поверхностям ослабления возникают новые разрывы сплошности – трещины.

Система трещин – это совокупность трещин, совместно развитых в конкретном объеме породы и имеющих близкую пространственную ориентировку. Как правило, одновременно бывает развито несколько систем трещин. Но встречаются массивы горных пород с одной системой трещин или бессистемной (хаотичной) трещиноватостью.

Отдельность – это характерная форма блоков (глыб, кусков) горной породы, образующаяся при раскалывании породы. Размеры блоков различны – от

нескольких сантиметров до сотен метров в поперечнике. Отдельность обусловлена наличием пересекающихся систем трещин. Поэтому вид отдельности и размеры блоков пород определяются ориентировкой, интенсивностью и частотой систем трещин (рисунок 4.1). В осадочных породах и, в частности, в угленосных толщах распространены кубическая, параллелепипедальная, плитчатая, призматическая, сферическая, чешуйчатая отдельности.

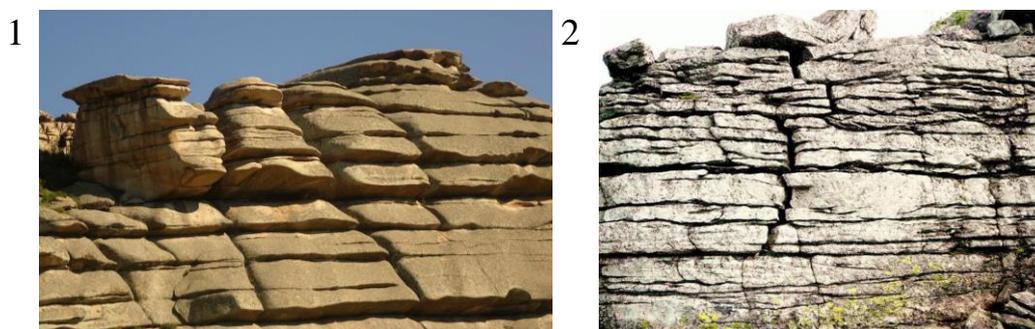


Рисунок 4.1 – Матрацевидная (1) и плитчатая (2) отдельности

Трещины в породах можно классифицировать либо относительно тектурных особенностей (слоистость, сланцеватость, ориентировка линейных и пластинчатых минералов), либо относительно сторон света, либо исходя из условий их образования. В первом случае классификация отражает лишь ориентировку в пространстве и называется *геометрической*. Во втором случае отражает обстановку их возникновения и носит *генетический* характер. Классификации дополняют друг друга.

Геометрическая классификация трещин. В осадочных и метаморфических породах трещины обладают ясно выраженной слоистостью или имеют неясную слоистость, но четко ориентированную текстуру. Выделяют:

- 1) поперечные трещины, секущие в плане слоистость, в разрезе либо вертикальные, либо наклонные;
- 2) продольные трещины – параллельные линии простирания, но секущие слоистость (в вертикальных разрезах);
- 3) косые трещины, секущие слоистость или сланцеватость под углом относительно простирания и направления падения;
- 4) согласные трещины, параллельные слоистости как в плане, так и в разрезах.

В массивных, слоистых и сланцеватых породах нередко трещины удобнее классифицировать по углу наклона:

- а) вертикальные ($80-90^\circ$); б) крутые ($45-80^\circ$); в) пологие ($10-45^\circ$); г) слабонаклонные и горизонтальные ($0-180^\circ$).

По генезису все трещины земной коры подразделяются на два типа: *нетектонические* и *тектонические*.

Нетектонические трещины по своему происхождению подразделяются на несколько видов:

- 1) **контракционные трещины** – возникают в связи с уменьшением объема при остывании магматических пород. Контракционные трещины обычно

располагаются перпендикулярно и параллельно к поверхности охлаждения магматических пород, разбивая их на отдельности кубической, параллелепipedальной, матрацевидной, столбчатой, шаровой и других форм (см. рис. 4.1);

2) **литогенетические (диагенетические) или трещины усыхания** формируются при диагенезе осадков. Проявляются в тонкозернистых и глинистых породах. По отношению к слоистости эти трещины могут располагаться: перпендикулярно, косо, параллельно. Положение трещин зависит от состава осадочных пород (рисунок 4.2);

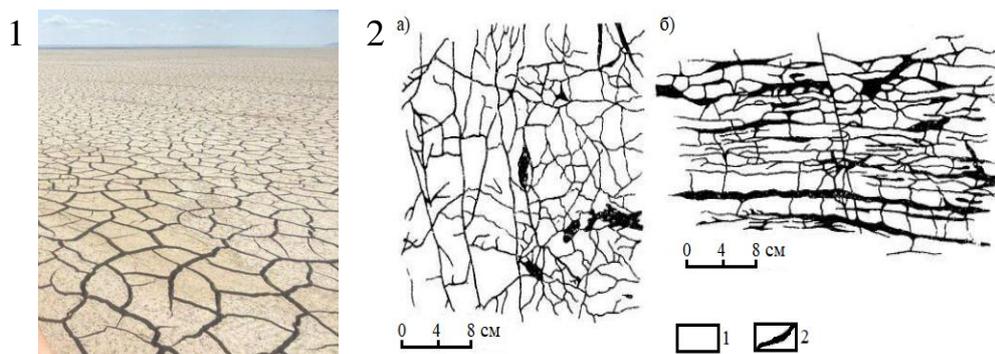


Рисунок 4.2 – Трещины усыхания

1 – такыры; 2 – трещины усыхания в тонкослоистых известняках рифея-нижнего кембрия: а – план (в плоскости пласта известняков), б – разрез; 1 – известняки, 2 – аргиллиты

3) **трещины выветривания** образуются в результате разрушения пород при выветривании под действием колебаний температуры, воды и водных растворов, корней растений и организмов. Особенно интенсивное растрескивание пород происходит при их замерзании и оттаивании, в результате чего возникают так называемые *морозобойные трещины* (рисунок 4.3);



Рисунок 4.3 – Трещины выветривания

4) **трещины разгрузки** возникают при увеличении объема пород при их гидратации или в результате упругой отдачи при вскрытии пород глубокими котлованами, подземными выработками или эрозионными процессами (в бортах рек, оврагов и др.). Развитие таких трещин у поверхности земли нередко наблюдаются вдоль крутых и высоких склонов речных долин, поэтому их часто называют *трещинами бортового отпора* (рисунок 4.4).

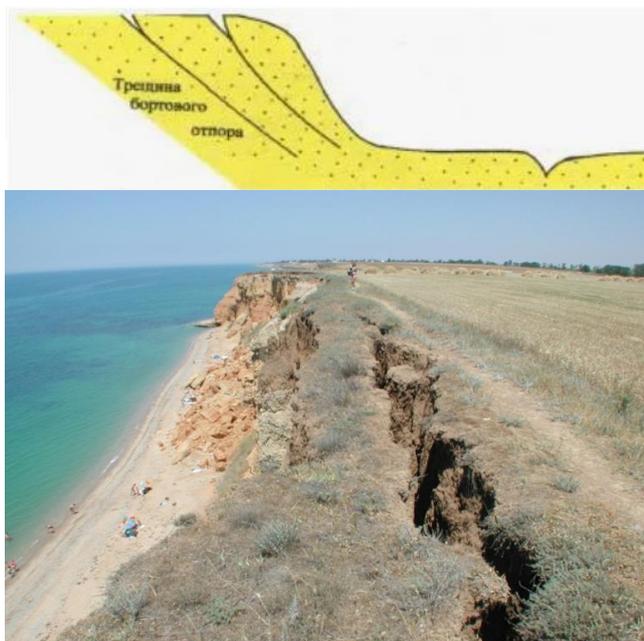


Рисунок 4.4 – Трещины бортового отпора

5) **трещины оползней, обвалов, провалов и просадок** проявляются вследствие перераспределения напряжений в горных породах и нарушения их равновесия, ориентируются обычно параллельно контурам целиков;

б) **искусственные трещины** возникают при взрывах, подработке горных пород подземными выработками и др.

Тектонические трещины развиваются в магматических, метаморфических и осадочных сцементированных породах под влиянием тектонических сжимающих и растягивающих усилий, превышающих предел прочности пород (рисунок 4.5). В соответствии с этим тектонические трещины подразделяются на **трещины скалывания**, развивающиеся под влиянием касательных сдвигающих – скалывающих усилий, и **трещины отрыва**, развивающиеся под влиянием растягивающих усилий. Тектонические трещины, вдоль которых не происходило перемещение горных пород, иногда называют **диаклазами**, а тектонические трещины, вдоль которых происходило перемещение горных пород (сбросы, сдвиги) – **параклазами**.



Рисунок 4.5 – Тектонические трещины

1 – трещины скалывания; 2 – зеркало скольжения с трещинами отрыва

2 Трещинные свойства пластов

Трещиноватый пласт характеризуется дискретностью свойств или параметров каналов вследствие наличия двух видов пустотности (рисунок 4.6). Матрица обладает более мелкими порами (пустотами) и отличается значительной вмещающей способностью, но низкими фильтрационными свойствами. Трещинная система, наоборот, характеризуется низкими емкостными, но высокими фильтрационными свойствами.



Рисунок 4.6 – Пример трещиноватой породы продуктивного пласта
1 – трещина; 2 – матрица; 3 – каверны

Трещины различного размера могут формировать трещинные системы. Трещинные свойства пласта определяются как свойствами отдельных трещин, так и свойствами групп трещин, формирующих трещинную систему.

К *параметрам единичных трещин* относятся такие характеристики, как *раскрытость* (ширина), *размер* и *природа* (рисунок 4.7).

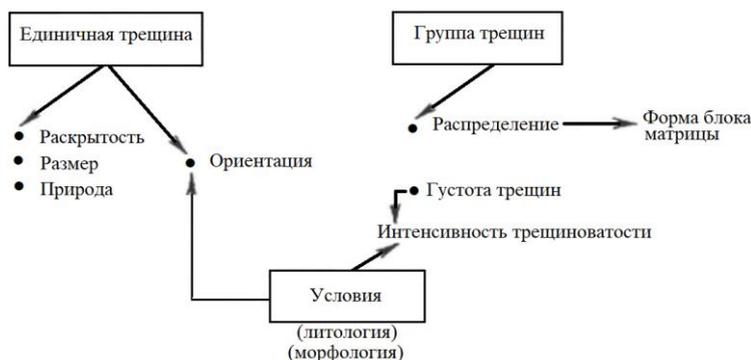


Рисунок 4.7 – Основные параметры единичных трещин и их систем

Если единичная трещина связана с условиями формирования пласта, то наиболее существенной характеристикой будет ее ориентация.

Параметры групп трещин (их геометрия) характеризуют выделение определенных единичных объемов породы, называемых *блоками матрицы*. Количество трещин и их ориентация непосредственно связаны с распределением и густотой трещин. Если густота трещин обусловлена литологией – такой параметр называется *интенсивностью трещиноватости*.

3 Параметры единичных трещин

Раскрытость трещин, или ее ширина, определяется расстоянием между стенками трещины. Величина ее в пластовых условиях зависит от глубины залегания пласта, порового давления и типа породы. Раскрытость трещин изменяется в пределах 10–200 мкм, но наиболее часты трещины с раскрытостью 10–40 мкм.

Раскрытость трещины зависит от литолого-петрографической характеристики породы, природы напряжений и условий формирования пласта-коллектора.

Размер трещин определяется соотношением длины трещины с толщиной пласта. В этом случае трещины подразделяются на три группы: *малые*, *средние* и *большие*: а) малые трещины имеют длину меньше толщины единичного продуктивного пласта; б) средние трещины пересекают несколько пластов; в) большие трещины характеризуются значительной протяженностью, часто достигая десятков и даже сотен метров.

Малые трещины обычно характеризуются меньшей раскрытостью и часто заполнены минеральными осадками, тогда как большие трещины имеют большую раскрытость и редко бывают заполнены осадками.

А.В. Черницкий по размеру предлагает выделять две категории трещин: *микротрещины* и *макротрещины* (рисунок 4.8).

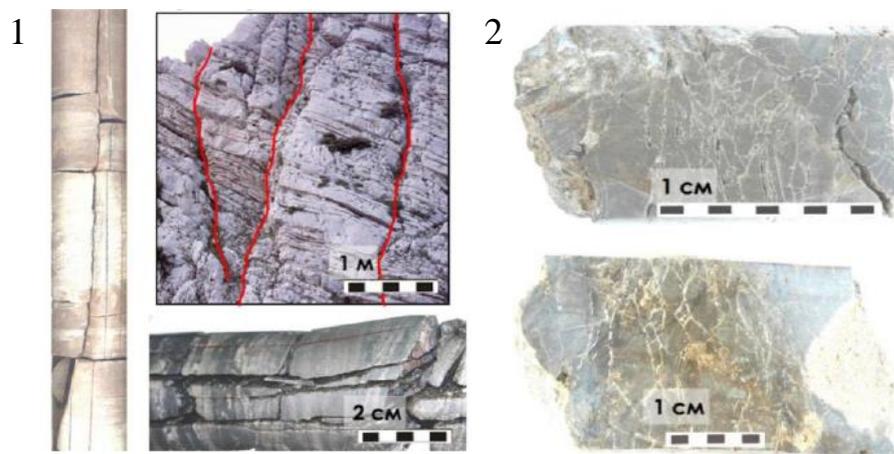


Рисунок 4.8 – Примеры классов трещин в керне скважин
1 – макротрещины; 2 – микротрещины

Микротрещины характеризуются малыми протяженностью и раскрытостью, бессистемной ориентацией, сильной извилистостью. В основном являются затухающими и оперяющими по отношению к макротрещинам. Раскрытость не превышает 20 мкм, емкость – доли процента к объему породы, проницаемость – единицы и первые десятки миллидарси.

Макротрещины имеют среднюю и большую протяженность (десятки метров и более) и раскрытость более 20 мкм, проницаемость более $100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а также системную ориентацию, определяют гидродинамическую связанность резервуара и направления фильтрации флюидов.

Природа трещин определяет раскрытость, заполнение минералами и характеристику плоскостей (стенок) трещин, при этом используются следующие понятия: а) раскрытость – трещины открытые (зияющие, являющиеся плоскостями нарушения целостности) или закрытые (рисунок 4.9); б) заполнение трещин – мономинеральное или различными минералами; в) закрытые трещины – заполненные однородным или диффузионно рассеянным материалом; г) стенки трещин – шероховатые, гладкие, отполированные, оползающие.

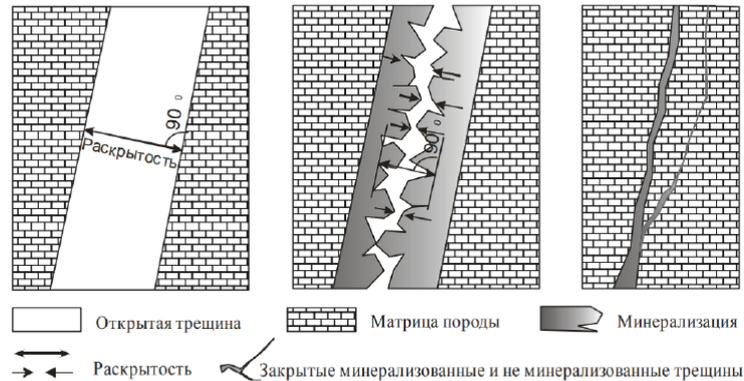


Рисунок 4.9 – Раскрытость трещин

Ориентация трещин – параметр, связывающий единичную трещину и вмещающую среду. Положение трещины может быть определено двумя углами: *азимутом падения* и *углом падения*.

Если единичные трещины параллельны друг другу, значит имеет место *система параллельно ориентированных трещин*. Если системы (большая их часть) трещин в коллекторе связаны между собой, значит эти системы образуют *сеть трещин*.

4 Параметры системы трещин

В сети трещин, включающей две системы или более, появление каждой из них обычно вызвано определенным напряженным состоянием. Распределение трещин в этом случае будет характеризоваться величиной *коэффициента трещиности*. Этот коэффициент будет более высоким, если системы трещин достаточно равномерно связаны между собой и, если эти системы эквивалентны друг другу. Степень трещиности будет невысокой, если связи между системами прерывистые или одна система преобладает над другой.

На рисунке 4.10 показаны две взаимно перпендикулярные системы трещин. Пример (1) иллюстрирует взаимосвязанные, эквивалентные системы, обуславливающие высокую степень трещиности породы. Прерывистая связь между системами трещин в примере (4) соответствует невысокой степени трещиности. В примерах (2) и (3) одна из двух систем явно преобладает, причем в примере (3) связь между ними частично прерывистая. В этих случаях степень трещиности породы считается средней.

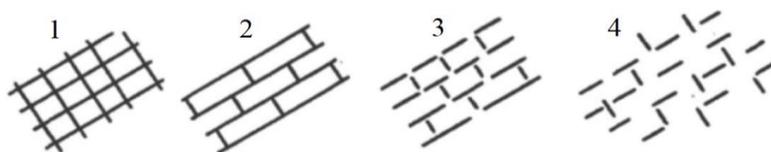


Рисунок 4.10 – Различные сочетания ортогональных систем трещин и качественная оценка степени трещинности
1,4 – эквивалентные системы трещин; 2,3 – одна из систем трещин преобладает; степень трещинности: 1 – высокая; 2, 3 – средняя; 4 – невысокая

Блоки матрицы (вмещающая емкость) формируются трещинами, пересекающими породы-коллекторы в различных направлениях. Ограниченные ими объемы называются *блоками матрицы*. Блоки матрицы могут быть пористыми. Характеристика блоков имеет большое значение, так как часто именно в пористых блоках содержатся основные запасы нефти и газа, которые дренируются через систему разветвленных трещин. Схема строения такого коллектора показана на рисунке 4.11. Каждый блок в такой системе гидродинамически не связан с соседними блоками, связь осуществляется через систему трещин.

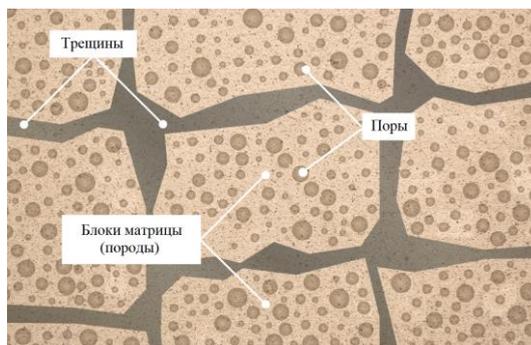


Рисунок 4.11 – Схематическое строение порово-трещинного коллектора

Представленная на рисунке 4.11 схема называется *трещинно-пористой средой* или *средой с двойной пористостью*. Специфика такой среды заключается в том, что трещины имеют два измерения на несколько порядков больше третьего, и в результате даже при незначительном объеме трещин они могут оказывать определяющее влияние на процессы фильтрации.

Между трещинами часто имеются участки не нарушенных пород – *трещинные мостики*. В зависимости от соотношения между размерами трещинных мостиков степень связанности трещинной системы будет различной. Чем меньше размеры не нарушенных породных мостиков, тем ближе система к совокупности отдельных геологических тел, ограниченных трещинами.

Обычно считают, что каждый блок как бы обособлен внутри сети трещин. В действительности эти блоки контактируют в некоторых точках соприкосновения, но гидродинамические связи между ними остаются затрудненными.

Блоки матрицы характеризуются *формой*, *объемом* и *высотой*, а системы трещин – *падением*, *простираем* и *распределением* трещин. Как правило, блоки матрицы имеют неправильную форму, но при решении некоторых инженерных задач эти формы часто стараются упростить и привести к правильным

геометрическим объемам (телам), таким как кубы, вытянутые или плоские параллелепипеды (рисунок 4.12).

Качественное описание формы в этом случае сводится к определению основных размеров каждого блока.

Пространственная ориентация блоков связана с тектоникой и с преобладанием одного вида напряжений над другим: а) блоки в виде колонн (рисунок 4.12, модели 1, 2) – действие основных напряженных параллельно напластованию обусловило высокую степень трещиности; б) плоские блоки (4, 5) – действие основных напряжений перпендикулярно к напластованию стало причиной высокой степени трещиности; в) кубические блоки (3) образуются в тех случаях, когда действуют эквивалентные взаимно-перпендикулярные напряжения.

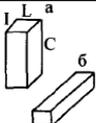
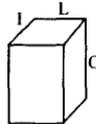
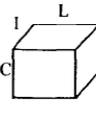
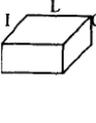
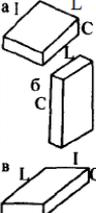
Номер модели	Форма блоков	Соотношение	Геометрические модели блоков матрицы с размерами, см		
			100	100–10	10
1		а) $\frac{1}{5}; \frac{1}{5}; 1$ б) $\frac{1}{5}; 1; \frac{1}{5}$	Колонна	Малая колонна	Карандаш Спичка
2		$\frac{1}{5}-\frac{1}{2}; 1$ ($I=L$)	Большой параллелепипед	Средний параллелепипед	Малый параллелепипед
3		1 ($I=L=C$)	Метровый куб	Дециметровый куб	Сантиметровый куб
4		2–5; ($I=L$)	Плита	Средняя плита	Малая плита
5		а) $>5; 1$	Пластина	Средняя пластина	Малая пластина
		б) $1; \frac{1}{5}; 5$		Средняя пластина	Пластиночка
		в) $>5; \frac{5}{2}; 2$	Доска	Средняя доска	Линейка

Рисунок 4.12 – Типизация блоков в виде правильных геометрических тел

Если известна ориентация трещин, можно установить структурно-тектонические условия образования трещин.

Густота трещин выражает степень трещиности пород (коллектора) с помощью различных отношений. Густота трещин внутри объема называется **объемной**. Если рассматривается густота трещин относительно площади или длины, то она называется соответственно **площадной** или **линейной**.

Объемная густота трещин – отношение общей площади трещин в блоке $S_{тр}$ к объему матрицы (блока) $V_{бл}$:

$$V_{г.тр} = \frac{S_{тр}}{V_{бл}}$$

Площадная густота трещин – отношение суммарной длины трещин $L_{тр}$ к площади матрицы (общая площадь блока $S_{бл}$ в сечении, перпендикулярном к потоку):

$$A_{г.тр} = \frac{n_{тр}l}{S_{бл}} = \frac{L_{тр}}{S_{бл}},$$

где $L_{тр} = \sum_1^n l_i = n_{тр}l$

Линейная густота трещин – отношение числа трещин ($n_{тр}$), секущих прямую линию (в направлении, перпендикулярном к потоку), к длине этой прямой линии $L_{бл}$:

$$L_{г.тр} = \frac{n_{тр}}{L_{бл}}$$

Линейную густоту называют также *уровнем трещиности*, *частотой трещин* или *линейной частотой*.

Все три вида плотности трещин определяются длиной рассматриваемого элемента.

Объемная густота трещин – статический параметр (аналог пористости), тогда как площадная и линейная густота связаны с направлением движения жидкости (аналог просветности – отношение просветной площади (площади проходов) в некотором сечении среды ко всей площади этого сечения).

Межтрещинный интервал – выражает длину тела (элемента, блока) матрицы между двумя соседними трещинами:

$$e = \frac{1}{L_{г.тр}}$$

Этот параметр является обратной величиной линейной густоты и часто используются вместо него.

Интенсивность трещин – отношение частоты трещин $F_{тр}$ и частоты изменения толщины слоя $F_{толщ}$:

$$I_{тр} = \frac{F_{тр}}{F_{толщ}}$$

Параметр позволяет определить роль основных характеристик каждого пласта – проницаемости, пористости, сцементированности и т.д., а также толщины слоев и их структурной приуроченности (свод, центр, подошва) в про-

цессе трещинообразования. Интенсивность трещин в случае одного продуктивного пласта практически равна линейной густоте трещин.

Параметр интенсивности трещин можно применять в случае открытых или закрытых трещин, а также при определенных специфических условиях для оценки общей трещинности:

$$\begin{aligned} & \text{– общая интенсивность трещин: } I_{\text{тр. общ}} = \frac{F_{\text{тр. общ}}}{F_{\text{толщ}}} \\ & \text{– интенсивность открытых трещин: } I_{\text{тр. о}} = \frac{F_{\text{тр. о}}}{F_{\text{толщ}}} \\ & \text{– интенсивность закрытых трещин: } I_{\text{тр. з}} = \frac{F_{\text{тр. з}}}{F_{\text{толщ}}} \end{aligned}$$

5 Кавернозность горных пород

Кавернозность горных пород обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн и свойственна карбонатным коллекторам. Различают породы *микрокавернозные* и *макрокавернозные*. К первым относятся породы с большим количеством мелких пустот, с диаметром каверн (пор выщелачивания) до 2 мм, ко вторым – с рассеянными в породе более крупными кавернами – до нескольких сантиметров (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Классификация каверн по размеру (по М.К. Калинин)

Тип каверн	Размер, мм
<i>Микрокаверны (поры выщелачивания)</i>	<2
<i>Макрокаверны</i>	
Мелкие	2–20
Средние	20–100
Крупные	100–200

Средняя пустотность микрокавернозных пород обычно не превышает 13–15%, но может быть и больше.

Макрокавернозные коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность достигает не более 1–2%.

Коэффициент кавернозности равен отношению объема каверн к объему образца:

$$K_k = \frac{V_k}{V_{\text{обр}}}$$

Контрольные вопросы

1. Дайте определения терминам «трещиноватость» и «кавернозность». В чем заключается принципиальное генетическое и морфологическое различие между этими типами пустотного пространства?
2. По каким основным признакам классифицируют трещины в горных породах? Приведите примеры каждого типа.
3. Опишите основные геологические процессы, ведущие к образованию вторичной кавернозности в карбонатных породах. Какой процесс является ключевым и почему?
4. Какие основные параметры используются для количественного описания трещиноватости? Дайте их определения и единицы измерения.
5. Что такое «трещинный коллектор»? Как совместно существуют поровое, трещинное и каверновое пространства в сложных коллекторах? Приведите примеры моделей таких коллекторов.
6. Чем отличаются понятия «коэффициент трещинной пустотности» и «коэффициент трещинной проницаемости»? От каких факторов зависит каждый из них?
7. Какие методы используются для изучения трещиноватости и кавернозности на керне? Каковы их основные ограничения?
8. Как данные геофизических исследований скважин, кавернометрия и данные по расходу бурового раствора, помогают выявить и оценить трещины и каверны в разрезе?
9. Какой вклад в изучение трещинно-кавернового пространства вносят гидродинамические исследования скважин и современные методы, такие как компьютерная томография керна?
10. Объясните, почему наличие развитой системы трещин и каверн кардинально меняет фильтрационные свойства горной породы. Почему проницаемость трещиноватого коллектора может быть на порядки выше, чем проницаемость его матрицы?
11. С какими основными технологическими проблемами сталкиваются при разработке месторождений с трещинно-каверновыми коллекторами?
12. Почему при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений в трещинно-каверновых карбонатных коллекторах необходим особый подход, отличный от подхода для терригенных коллекторов?

ТЕМА 3 МЕХАНИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Лекция 1 Механические и тепловые свойства горных пород

- 1 Напряженное состояние горных пород.
- 2 Деформационные и прочностные свойства горных пород.
- 3 Тепловые свойства горных пород.

1 Напряженное состояние горных пород

Нефтегазовые пласты, залегающие на больших глубинах, подвергались в течение длительного геологического времени действию сил различной природы – сил тяжести, давления флюидов, тектонических сил, связанных с динамикой земной коры, сил, обусловленных проявлением естественных физических полей – теплового, магнитного, электрического и др. Под действием всех этих сил сформировалось естественное напряженно-деформированное состояние пластовых систем. При разработке залежей нефти и газа происходит нарушение естественного напряженно-деформированного состояния и возникают силы, стремящиеся вернуть пластовую систему в ее природное состояние. Эти силы характеризуют горное давление.

Горное давление – сумма всех сил, действующих на пластовую систему как в естественных пластовых условиях, так и при техногенном воздействии на нее.

Существует два основных источника сил, формирующих горное давление: *силы сжатия* пород пластовой системы и *силы, вызывающие тектонические движения* крупных участков геологической среды.

Характер проявления горного давления кроме сил, формирующих это давление, зависит от свойств пород, слагающих пласт, и от свойств пород в окружающей геологической среде – механических свойств, трещиности, блочности структуры, флюидонасыщения и др.

Продуктивные нефтяные и газовые пласты, залегающие на глубинах 3–5 км, могут испытывать действие горного давления до 75–125 МПа.

Горные породы находятся в постоянном напряженном состоянии, и на породы в недрах Земли действуют следующие основные силы:

- *Горное давление, обусловленное весом пород;*
- *Тектонические силы и внутрислоежное давление;*
- *Термические силы, возникающие под влиянием теплового поля Земли.*

До нарушения условий залегания пород скважиной внешнее давление от собственного веса вышележащих пород и возникающие в породе ответные напряжения находятся в условиях равновесия (рисунок 1.1).

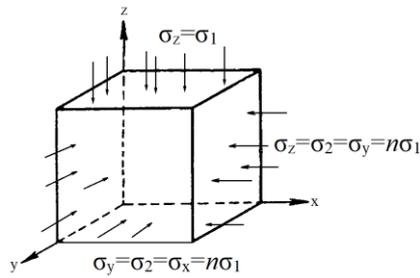


Рисунок 1.1 – Компоненты напряжений на элементарном объеме породы

Составляющие этого нормального поля напряжений имеют следующие значения.

По вертикали:

$$\sigma_z = \rho g H,$$

где σ – вертикальная составляющая напряжений; ρ – плотность породы; g – ускорение силы тяжести; H – глубина залегания пласта.

По горизонтали (в простейшем случае):

$$\sigma_y = \sigma_x = n \rho g H,$$

где n – коэффициент бокового распора.

Величина n для пластичных и жидких пород типа пльвунов равна единице (и тогда горизонтальное напряжение определяется гидростатическим законом), а для плотных и крепких пород в нормальных условиях, не осложненных тектонически, коэффициент бокового распора выражается во многих случаях долями единицы (0,3–0,7). Коэффициент бокового распора принимают $0 < n < 0,5$.

Нормальные и касательные напряжения, действующие на элемент породы, вызывают соответствующие деформации его граней. Нормальные составляющие напряжений вызывают деформации сжатия элемента или растяжения, а касательные напряжения – деформации сдвига граней.

Для элементарного объема горной породы относительная деформация, которую это тело получило бы, например, вдоль оси x при сжатии его тремя взаимно перпендикулярными, равномерно распределенными силами, выраженными главными напряжениями ($\sigma_z = \sigma_1$; $\sigma_y = \sigma_2 = \sigma_x = n\sigma_1$), была бы равна (рисунок 1.1):

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)], \quad (1.1)$$

где E – модуль Юнга; ν – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

Если принять, что в процессе осадконакопления происходило только сжатие пород в вертикальном направлении, а в горизонтальном направлении деформаций не происходило, то:

$$\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0$$

Тогда, исходя из уравнения (1.1), получим:

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_z, \quad (1.2)$$

т. е. коэффициент бокового распора:

$$n = \frac{\nu}{1-\nu}$$

Если принять для пород значение коэффициента Пуассона равным $\nu=0,3$, получим:

$$\sigma_x = 0,43\sigma_z$$

Формула (1.2) выведена для условий, когда справедливо предположение об отсутствии деформаций пласта в горизонтальном направлении и когда не учитывается пластичность горных пород. В условиях реальных пластов эти предположения не всегда справедливы, и в них поэтому возможны более сложные напряженные состояния горных пород.

2 Деформационные и прочностные свойства горных пород

Почти все породы при различных условиях приложения нагрузки могут вести себя как хрупкие, и как пластичные тела. При растяжении, изгибе и одноосном сжатии пластические свойства горных пород почти не проявляются, разрушение пород происходит без заметной пластической деформации. При всестороннем сжатии многие горные породы, хрупкие при простых деформациях, приобретают пластические свойства.

Прочность (МПа) – это способность вещества не разрушаться под действием механических сил. Прочность измеряется напряжением, при котором вещество разрушается.

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, например, 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 на забое скважины связан с использованием деформации растяжения.

Прочность минералов на сжатие значительна 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. Она зависит от ее минерального состава, структуры и текстуры породы, глубины залегания и др. факторов.

Прочность породы уменьшается с ростом влажности, например, прочность песчаников и известняков снижается при насыщении их поровой водой на 25–45%, что и происходит в пластовых условиях. Особенно сильно можно снизить прочность пород, используя поверхностно-активные вещества.

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. У изотропных, однородных пород, например, известняков или гранитов он равен 1.

Прочность пород растет с глубиной, 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.

Упругость – это свойство тел восстанавливать свою форму без остаточной деформации после снятия напряжения.

Упругость горной породы оценивается упругими модулями (статические условия):

Модуль Юнга (E) (модуль упругости) – это коэффициент пропорциональности между действующим продольным напряжением (σ_y) и соответствующей продольной относительной деформацией, (кгс/см², МПа) (таблица 1.1):

$$E = \frac{\sigma_y}{(\Delta h_y / h)},$$

где Δh_y – абсолютная продольная деформация, соответствующая пределу упругости горной породы при сжатии; σ_y – предел упругости; h – высота образца горной породы.

Таблица 1.1 – Модули Юнга для некоторых горных пород (одноосное сжатие)

Горная порода	Модуль Юнга, $E \cdot 10^{-4}$, МПа	Горная порода	Модуль Юнга, $E \cdot 10^{-4}$, МПа
Глины	0,03	Мрамор	3,9–9,2
Глинисты сланцы	1,5–2,5	Доломиты	2,1–16,5
Алевриты	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

Коэффициент Пуассона (μ) – это коэффициент пропорциональности между упругими продольными и поперечными деформациями при одноосном нормальном напряжении (отношение относительных поперечных деформаций к продольным):

$$\mu = \frac{(\Delta d_y / d)}{(\Delta h_y / h)},$$

где Δd_y – абсолютная поперечная деформация, соответствующая пределу упругости горной породы при сжатии; Δh_y – абсолютная продольная деформация, соответствующая пределу упругости горной породы при сжатии; d – диаметр образца горной породы; h – высота образца горной породы.

Модуль сдвига (G) – характеризует упругость породы при касательных напряжениях, (кгс/см², МПа):

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1 + \mu)},$$

где E – модуль Юнга, кгс/см²; μ – коэффициент Пуассона.

Модуль всестороннего сжатия (K) – характеризует упругость породы в условиях всестороннего сжатия, (кгс/см², МПа):

$$K = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2 \cdot \mu)},$$

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 он достигает 0,07.

Большинство минералов подчиняются закону Гука – деформация, возникающая в упругом теле, прямо пропорциональна силе упругости, возникающей в этом теле. Кристаллы ведут себя как упругие тела и разрушаются без пластической деформации, когда напряжение достигнет предела прочности.

Породы одинакового минералогического состава, но разной степени уплотнения имеют разную упругость (чем больше уплотнение, тем больше упругость). Т.к. уплотнение горных пород растет с глубиной их залегания, их модуль упругости также увеличивается с глубиной. Как правило модуль упругости уменьшается с увеличением пористости и увлажненности пород. Обычно в породах с явно выраженной слоистостью или сланцеватостью (глинистые сланцы) в направлении перпендикулярном к сланцеватости модуль Юнга меньше, чем в направлении параллельном ей. Чем меньше размер кристаллов в горных породах, тем больший модуль упругости они имеют.

С увеличением глубины залегания горных пород возрастает температура и давление всестороннего сжатия. Под их действием такие упруго-хрупкие породы как граниты, кристаллические сланцы приобретают пластические свой-

ства. В результате для объемного разрушения горной породы требуется большее время контакта зубца с породой, а, следовательно, меньшая частота вращения долота.

Пластичность – свойство твердых пород сохранять остаточную деформацию, возникшую под воздействием внешних сил, после прекращения их действия.

Пластичность проявляется тогда, когда напряжение превысило предел упругости, и предшествует разрушению. Пластические деформации в отличие от упругих непропорциональны величине деформирующего напряжения, а растут быстрее, например, влажная глина. Если пластические деформации растут без роста давления, то тело идеально пластично и деформируется в режиме ползучести.

Ползучесть грунта – деформирование во времени минерального скелета грунта при действующем на него неизменном давлении. Если рассматривать поведение вещества за долгий промежуток времени, то текучим оказывается «твердый» битум, а за геологическое долгое время текучими оказываются многие горные породы.

Процесс ползучести в зависимости от величины нагрузки и вида грунта может быть *затухающим* или *незатухающим*. В первом случае скорость деформации стремится к нулю, во втором – возрастает или сохраняет постоянное значение.

Скорость развития деформаций, а, следовательно, и величина деформаций в любой момент времени зависят от величины напряжения. Незатухающая ползучесть включает начальную условно-мгновенную деформацию, стадию неустановившейся ползучести с уменьшающейся скоростью и стадию установившейся ползучести (пластично-вязкого течения) с почти постоянной скоростью деформирования. Эта стадия для структурированных грунтов переходит в стадию прогрессирующего течения с увеличивающейся скоростью и приводит к хрупкому или вязкому разрушению: для слабоструктурированных грунтов эта стадия может (при небольших напряжениях) продолжаться неограниченно долго. Начальная деформация является упругой или упругопластической.

Деформации установившегося (пластично-вязкого) и прогрессирующего течения полностью необратимы. При незатухающей ползучести и различных постоянных нагрузках, чем меньше нагрузка, тем больше времени необходимо на разрушение.

Горные породы по пластичности разделены на шесть категорий. К первой отнесены *упруго-хрупкие породы*. Ко второй – пятой категориям *пластично-хрупкие породы*, а шестую составляют *высоко-пластичные* горные породы (таблица 1.2).

В недрах пластичными оказываются породы хрупкие на поверхности, потому что пластичность пород возрастает при растущих давлениях и температурах за геологически большие промежутки времени. Например, сухая глина – хрупкая на поверхности, на глубине несколько сот метров становится пластичной. Галит на глубине более 500 м выдавливается, образуя соляные купола и штоки.

Таблица 1.2 – Коэффициент пластичности для категорий некоторых горных пород

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

Пористые породы пластичны за счет деформации пор и выдавливания порового флюида.

На глубинах в несколько километров, пластичность появляется у перекристаллизующихся в мрамор известняков. Пластическая деформация может скомпенсировать внешнее давление, а если нагрузку снять, то деформация сохранится.

Пластичность также проявляется в релаксации напряжений в горных породах.

Твердость – способность тела (горной породы) оказывать сопротивление внедрению в него другого тела.

При бурении породоразрушающий инструмент контактирует с горной породой не по всей поверхности забоя, а лишь на отдельных участках. Через зубья долота на породу действует локальное давление, которое породу деформирует и разрушает. Происходит вдавливание зубца и скалывание породы. Поэтому в науке о бурении под **твердостью** понимают способность горной породы сопротивляться внедрению в нее цилиндрического штампа с плоским основанием, т.е. это давление, при котором происходит разрушение породы.

Различные типы горных пород характеризуются различными деформационными зависимостями (зависимость деформации от нагрузки) (рисунок 1.2).

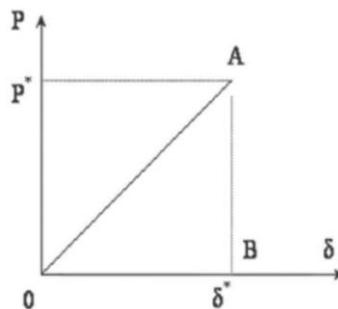


Рисунок 1.2 – Диаграмма разрушения упрямо-хрупких пород
P – нагрузка на штамп; δ – деформация

Горные породы проходят стадию упругих напряжений (ОА) и сразу разрушаются (рисунок 1.2). Площадь треугольника ОАВ характеризует работу упругих сил достаточных для разрушения породы. Разрушение упруго-хрупких происходит в области пластических деформаций (АВ) в точке (В). Эта область граничит с областью упругих деформаций в точке (А). Напряжение в этой точке называется **пределом текучести**. К этой категории пород относятся, например, алевролиты, известняки, ангидриты, доломиты и песчаники.

Все породы по твердости делятся на 12 категорий (таблица 1.3). В категориях 1–4 находятся высокопластичные глины и аргиллиты, в 5–8 – пластично-хрупкие алевролиты, песчаники и известняки и в 9–12 – упруго-хрупкие кварциты, кремнистые и изверженные породы.

Таблица 1.3 – Категории твердости горных пород

Породы	Категории	Твердость, МПа
Глина, глинистые мергели и сланцы	1	<100
	2	100–250
Аргиллиты, гипсы, ангидриты	3	250–500
	4	500–1000
Алевролиты, песчаники, известняки, доломиты	5	1000–1500
	6	1500–2000
	7	2000–3000
	8	3000–4000
Кварциты, кремнистые породы	9	4000–5000
	10	5000–6000
	11	6000–7000
	12	>7000

3 Тепловые свойства горных пород

В нефтепромысловом деле необходимо знать тепловые свойства пород при осуществлении различных методов теплового воздействия на пласт (введение в пласт горячей воды или других теплоносителей для увеличения количества извлекаемой нефти; обработка забоев и стволов скважин горячими агентами для удаления парафина и др.).

Распределение температуры в земной коре. Состояние теплового поля поверхностных слоев Земли определяется как естественными геологическими процессами, происходящими в ее недрах, так и воздействием на эти слои, которое оказывает процесс добычи полезных ископаемых, в том числе и разработка нефтяных месторождений. При этом в продуктивных пластах нарушаются условия термодинамического равновесия, определяемого температурным градиентом Земли данного региона.

Тепловой режим Земли изменяется по мере углубления, при этом можно выделить четыре температурные зоны:

1. Зона, в которой имеют место суточные колебания температуры, глубиной до 1 м.

2. Зона годового колебания температуры глубиной до 20 м.
3. Зона векового колебания температуры глубиной до 1000 м.
4. Зона постоянной во времени температуры глубиной свыше 1000 м.

Температура в земной коре возрастает с увеличением глубины: на равнинных территориях – в меньшей степени, в горных районах и предгорьях – в большей. На 1 км температура возрастает в пределах 10–40°C. Есть на Земле локальные участки, где температура поверхности аномально высока – Исландия, Камчатка, а в других – аномально низка. Прирост температуры на 100 м глубины называется **геотермическим градиентом** (таблица 1.4), а расстояние, на котором температура возрастает на 1°C – **геотермической ступенью**. Геотермический градиент принято считать равным 3°C, а среднюю величину геотермической ступени – 33 м. Учет величины геотермического градиента имеет значение при прогнозировании месторождений нефти и газа.

Таблица 1.4 – Значения геотермического градиента, замеренные в скважинах в различных регионах

Регион	Интервал глубин, км	Средний геотермический градиент, в °С	Регион	Интервал глубин, км	Средний геотермический градиент, в °С
Печорская синеклиза	0,5–2,5	2,7	Восточное Предкавказье	≤2,0	4,0 в аномалиях до 9
Волго-Уральская провинция	0,5–2,5	1,8	Южно-Мангышлакская впадина	≤2,5	3,75
Днепровско-Донецкая впадина	0,5–3,5	2,7	Куринская впадина	≤2,5	3,5
Прикаспийская впадина	0,5–3,0	2,0	Западно-Сибирская плита	≤3,5	3,4
Центральное Предкавказье	≤3,5	3,7			

На древних платформах температура растет с глубиной медленнее, чем на молодых, а в геосинклинальных областях температура растет с глубиной быстрее всего, поэтому, и глубина формирования залежей нефти различна в различных регионах. Определенную роль играют и местные факторы. Например, мощные толщи каменной соли, имеющие хорошую теплопроводность, являются «природными теплоотводами». Их присутствие увеличивает величину геотермической ступени и глубину, на которой могут образовываться залежи нефти.

Тепловые свойства горных пород характеризуются удельной теплоемкостью (c), коэффициентом теплопроводности (λ) или удельного теплового сопротивления и коэффициентом температуропроводности (α) (таблица 1.5).

Удельная c (или объемная c_v) теплоемкость – количество теплоты, необходимым для нагрева единицы массы (объема) породы на один градус:

$$c = \frac{dQ}{MdT}, c_v = \frac{dQ}{VdT} \text{ и } c_v = c \cdot \rho$$

Таблица 1.5 – Тепловые свойства некоторых горных пород и пластовых флюидов

Горная порода, пластовый флюид	c , кДж/(кг·К)	λ , Вт/(м·К)	α , м ² /с	α_L , 1/К
Глина	0,755	0,99	0,97	–
Глинистые сланцы	0,772	154–218	0,97	0,9
Доломит	0,93	1,1–4,98	0,86	–
Известняк	1,1	2,18	0,91	0,5–0,89
Кварц	0,692	2,49	1,36	1,36
Песок	0,8	0,347	0,2	0,5
Нефть	2,1	0,139	0,069–0,086	–
Вода	4,15	0,582	0,14	–

Используют также и понятие молярной теплоемкости:

$$c_\mu = \frac{dQ}{\mu dT},$$

где M – масса породы; dQ – количество переданной породе теплоты; dT – прирост температуры; V – объем породы; μ – молярная масса; ρ – плотность.

В Международной системе единиц (СИ) удельная теплоемкость измеряется в джоулях на килограмм на кельвин, Дж/(кг·К). Иногда используются и внесистемные единицы: калория/(кг·°С) и др.

Удельная теплоемкость пород зависит от их минералогического состава, обычно возрастает с увеличением влажности и температуры, а также с уменьшением плотности и не зависит от строения, структуры, дисперсного состояния минералов.

Значения удельной теплоемкости горных пород находятся в пределах:

$$0,4 < c < 2 \text{ [кДж/(кг·К)]}$$

объемной теплоемкости:

$$15 < c_v < 3 \cdot 10^3 \text{ [кДж/(кг·К)]}$$

Коэффициент теплопроводности λ – количество теплоты, переносимой через единицу площади породы S в единицу времени t в направлении x :

$$dQ = \lambda \frac{dT}{dx} S dt$$

Или в соответствии с 1 -м законом Фурье:

$$q = -\lambda \text{grad}T,$$

где q – тепловой поток.

Коэффициент теплопроводности измеряется в Вт/(м·К).

Коэффициент теплопроводности горных пород – это очень низкая по сравнению, например, с металлами величина и лежит в пределах Вт/(м·К): $0,1 < \lambda < 7$

Наибольшая теплопроводность:

– у кварца:	$7 < \lambda < 12$
– водонасыщенного керна:	$4 < \lambda < 7$
– песчаника:	$1,4 < \lambda < 3,2$
– воды:	0,58
– нефти:	0,14
– глинистых пород:	$1,2 < \lambda < 1,6$

Поэтому для прогрева пород на 60–70 К даже на расстояние 2–3 м нагревать нужно в течение нескольких десятков часов (мощность электрических печей для прогрева призабойной зоны скважины обычно равна 10–20 кВт).

Коэффициент температуропроводности α , м²/с характеризует скорость прогрева породы, а именно скорость распространения в ней изотермических границ, и связанным с предыдущими характеристиками следующим соотношением:

$$\alpha = \frac{\lambda}{c\rho}$$

Коэффициент температуропроводности входит во 2-й закон Фурье – уравнение теплопроводности, которое и позволяет определить тепловое поле заданной области продуктивного пласта:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \Delta T,$$

где Δ – оператор Лапласа.

Температуропроводность характеризует скорость выравнивания температуры среды при нестационарной теплопередаче и зависит от теплопроводности и теплоемкости рассматриваемой среды. Температуропроводность горных пород повышается с уменьшением пористости и с увеличением влажности. В нефтенасыщенных породах она ниже, чем в водонасыщенных, так как теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль пластования температуропроводность пород выше, чем поперек напластования. Вдоль напластования горной породы теплопроводность и температуропроводность выше, чем поперек, на 10–15%.

При нагреве породы расширяются. Способность пород к расширению характеризуется **коэффициентами линейного α_L и объемного α_V расширения:**

$$\alpha_L = \frac{dL}{LdT}, \alpha_V = \frac{dV}{VdT}$$

где L и V – длина и объем образца горной породы.

Коэффициент теплового расширения – физическая величина, характеризующая относительное изменение объема или линейных размеров тела с увеличением температуры на 1 К при постоянном давлении. Единица измерения K^{-1} .

Значение коэффициента линейного теплового расширения различных горных пород изменяется в пределах от 4 до $15-10^6 K^{-1}$.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение прочности горной породы. Чем отличаются понятия «предел прочности на одноосное сжатие» и «предел прочности на растяжение»? Для большинства пород какой из этих видов прочности значительно ниже и почему?

2. Что характеризуют модуль Юнга и коэффициент Пуассона? Объясните их физический смысл и влияние на поведение породы при механическом нагружении.

3. В чем заключается принципиальная разница между упругими и пластическими деформациями горной породы? Как это различие проявляется на диаграмме «напряжение – деформация»?

4. Охарактеризуйте методы определения абсолютной и относительной твердости горных пород? Какое практическое значение имеет это свойство, например, при бурении скважин?

5. От каких основных факторов зависят механические свойства горных пород? Объясните влияние литологического состава, пористости, трещиноватости и анизотропии.

6. Почему изучение механических свойств пород-коллекторов имеет критически важное значение для: планирования и проведения гидравлического разрыва пласта; анализа устойчивости ствола скважины и прогнозирования осложнений при бурении?

7. Дайте определение теплопроводности горных пород. От каких основных факторов зависит ее величина и как именно?

8. Что характеризует коэффициент температуропроводности? Как он связан с теплопроводностью и теплоемкостью? Объясните, почему этот параметр критически важен для оценки скорости прогрева пласта.

9. Что такое удельная теплоемкость горной породы? Как определяется эффективная теплоемкость насыщенного флюидами коллектора и почему она важна для расчетов тепловых методов увеличения нефтеотдачи?

10. Что характеризует коэффициент теплового расширения пород? Какие практические проблемы в нефтегазовой отрасли могут быть вызваны этим явлением?

11. Какие экспериментальные методы используются для определения теплопроводности и теплоемкости горных пород в лабораторных условиях?
12. Как тепловые свойства пород влияют на эффективность термических методов увеличения нефтеотдачи?
13. Почему тепловые свойства пород-флюидоупоров и вмещающих пород имеют важное значение для оценки устойчивости подземных хранилищ газа?

2 ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ ЭУМК

Методические рекомендации для выполнения практических работ по дисциплине «Физика горных пород и процессов»

Практическая работа 1 Определение гранулометрического состава нефтесодержащих пород

Практическая работа 2 Определение проницаемости горных пород

Практическая работа 3 Построение зависимостей «водонасыщенность – капиллярное давление»

Практическая работа 4 Определение флюидонасыщенности керна

Практическая работа 1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД

Теоретическая часть

Гранулометрический состав – количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины.

Гранулометрический состав песков важно знать в нефтепромысловой практике. Например, на основе гранулометрического анализа в процессе эксплуатации нефтяных месторождений определяют размер отверстий забойного фильтра для предотвращения поступления песка в скважину.

Гранулометрический состав пород определяют *ситовым, седиментационным анализом, методом отбора проб, гидростатическим методом.*

Ситовый метод гранулометрического анализа основан на том, что пробу рыхлой породы с помощью специального набора сит с различными диаметрами отверстий разделяют на фракции (рисунок 1.1).

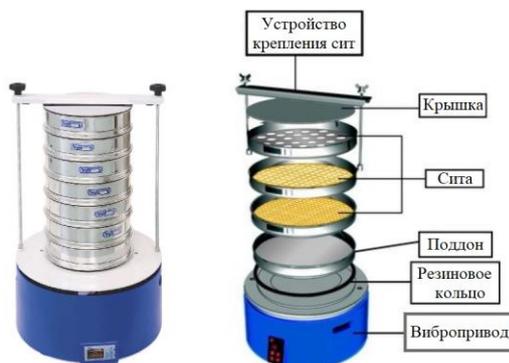


Рисунок 1.1 – Анализатор ситовой

Затем определяют массу и процентное содержание по массе каждой фракции.

Результаты гранулометрического анализа приводят в виде таблицы, в которой показывают процентное содержание в породе различных фракций. Для наглядного представления о составе породы строят различные графики: гистограммы, диаграммы – треугольники, интегральную (суммарную) кривую гранулометрического состава породы.

Седиментационное разделение частиц по фракциям происходит вследствие различия скоростей оседания зерен неодинакового размера в вязкой жидкости. Используя значения скорости оседания, рассчитывают размеры этих частиц и их удельную поверхность.

Седиментационный анализ применяется для определения гранулометрической характеристики материала крупностью не более 0,074 мм. Этот метод часто комбинируется с ситовым анализом.

Седиментационный анализ проводится с помощью торсионных весов, предназначенных для взвешивания частиц малой массы (рисунок 1.2). Метод,

основан на измерении массы осадка, осевшего на чашку специальных весов, погруженную в жидкость. По показаниям весов определяется зависимость массы осевшего на чашечку осадка от времени, которая затем изображается графически. Графическая зависимость массы осевшего осадка от времени седиментации называется *седиментационной кривой*.



Рисунок 1.2 – Торсионные весы

В связи с тем, что анализ дисперсных систем, основанный на принципах седиментации, имеет ряд ограничений (размер твердых частиц должен соответствовать значениям от 10^{-5} до 10^{-2} см, частицы должны иметь сферическую форму, частицы должны двигаться с постоянной скоростью и независимо от соседних частиц, трение должно быть внутренним явлением дисперсионной среды), применение его в чистом виде для гранулометрического исследования состава пород не обеспечивает должной достоверности и точности. Сегодня он выполняется с применением современного оборудования с использованием компьютерных программ. Они позволяют проводить изучение частиц породы из стартового слоя, непрерывно фиксируя накопление осадка, измеряют скорость осаждения напрямую. Допускают исследование седиментации частиц неправильной формы. Процентное содержание фракции того или иного размера определяется компьютером, основываясь на общей массе пробы, а значит, не требуется ее взвешивание перед анализом.

Для установки связи между естественным грунтом и эквивалентным ему фиктивным водится понятие *эффективного (действующего) диаметра частиц* (d_e). **Фиктивным грунтом** называется пористая среда, составленная из шаровидных частиц одинакового диаметра.

По способу А. Газена эффективный диаметр (d_e) определяется по кривой гранулометрического состава. **Действующий (эффективный) диаметр частиц** d_{10} или d_e – размер частиц, соответствующий ординате 10% на суммарной кривой гранулометрического состава.

Наиболее распространенным способом изображения гранулометрического состава является способ суммарной кривой гранулометрического состава (рисунок 1.3).

Кривая гранулометрического состава может быть построена в обыкновенном или в полупологарифмическом масштабе. Обыкновенный масштаб неудобен тем, что вследствие широкого диапазона диаметров частиц графики получаются слишком растянутыми по оси абсцисс. Построение кривых в полуполога-

рифмическом масштабе позволяет наносить содержание мелких фракций с достаточной точностью, не удлиняя кривую по оси абсцисс.

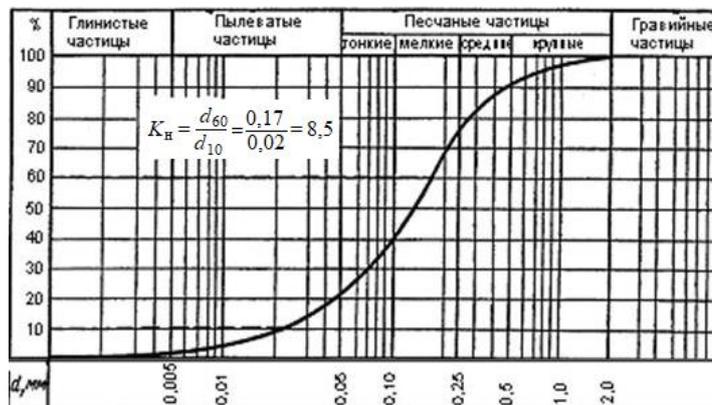


Рисунок 1.3 – Кривая гранулометрического состава в полулогарифмическом масштабе

Для построения кривой в полулогарифмическом масштабе по оси абсцисс откладывают не диаметры частиц, а их логарифмы или величины, пропорциональные логарифмам. В начале координат ставят обычно число 0,001, а затем, принимая $\lg 10$ равным произвольному отрезку, откладывают этот отрезок в правую сторону несколько раз, делая отметки и ставя против них последовательно числа 0,01; 0,10; 1,00 и 10,00. Расстояния между каждыми двумя метками делят на девять частей пропорционально логарифмам чисел 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и 9.

В первом от начала координат интервале выделенные отрезки будут отвечать диаметрам частиц от 0,002 до 0,009 мм, во втором – от 0,02 до 0,09 мм, в третьем – от 0,2 до 0,9 мм, в четвертом – от 2 до 10 мм.

Например, если принять, что $\lg 10 = 1$ соответствует отрезку длиной 4 см, то:

$\lg 2 = 0,301$ будет соответствовать отрезку $0,301 \times 4 = 1,2$ см, $\lg 3 = 0,477$ – $0,477 \times 4 = 1,9$ см, $\lg 4 = 0,602$ – $0,602 \times 4 = 2,4$ см, $\lg 5 = 0,699$ – $0,699 \times 4 = 2,8$ см, $\lg 6 = 0,778$ – $0,778 \times 4 = 3,1$ см, $\lg 7 = 0,845$ – $0,845 \times 4 = 3,4$ см, $\lg 8 = 0,903$ – $0,903 \times 4 = 3,6$ см, $\lg 9 = 0,954$ – $0,954 \times 4 = 3,8$ см.

Указанные отрезки откладывают по оси абсцисс от начала координат и от каждой метки, ограничивающей отрезок длиной 4 см.

По оси ординат откладывают суммарное содержание фракций в процентах. Для этого последовательно суммируют содержание фракций, начиная с наиболее мелкой, и по этим числам строят кривую. Каждое из полученных чисел указывает, таким образом, суммарное содержание фракций меньше определенного диаметра.

Суммарная кривая гранулометрического состава позволяет определить действующий диаметр и «диаметр шестидесяти».

Под «диаметром шестидесяти» понимается размер частиц d_{60} , соответствующий ординате 60% на суммарной кривой гранулометрического состава. Графически он определяется аналогично действующему диаметру.

Отношение d_{60}/d_{10} называется **коэффициентом неоднородности (K_H)**. Чем больше коэффициент неоднородности, тем более разнородным по гранулометрическому составу является горная порода. Для однородного песка, все зерна которого равны между собой, кривая суммарного состава выражается вертикальной прямой линией, а коэффициент неоднородности песка $K_H = d_{60}/d_{10}=1$.

При $K_H < 5$ порода является однородной, при $K_H > 5$ – неоднородной. При $K_H > 3$ для песков и $K_H > 5$ для глин грунты считаются неоднородными.

О степени неоднородности грунта можно судить и по характеру кривой гранулометрического состава. Крутая кривая указывает на однородность грунта, пологая – на неоднородность грунта.

Количественной мерой отсортированности песчаных грунтов также являются, по П.И. Фадееву, **коэффициент отсортированности**: $K_{\text{оф}} = d_{90}/d_{10}$, где d_{90} и d_{10} – диаметры частиц, составляющих в данном грунте соответственно по массе менее 90 и 10%, и, по П.Д. Траску, так называемый **квартильный коэффициент**: $K_{\text{от}} = d_{75}/d_{25}$, где d_{75} и d_{25} – соответственно диаметры частиц менее 75 и 25%. Чем больше величины этих показателей, тем хуже отсортирован грунт.

В США по «Унифицированной системе классификации» (USC) используется следующий коэффициент для характеристики отсортированности грунтов:

$$K_{\text{usc}} = (d_{70}/d_{40}) \times (d_{70}/d_{90}) = (d_{70}^2/d_{40} \times d_{90}),$$

который основан на учете содержания частиц трех характерных диаметров d_{40} , d_{70} и d_{90} .

Эффективный диаметр частиц грунта можно определить по способу Крюгера-Цункера. В этом способе исходят из того, что удельная поверхность фиктивного грунта, эквивалентного реальному, должна быть равна удельной поверхности реального грунта:

$$d_{\text{эф}} = \frac{100}{\sum \frac{\Delta g_i}{d_i}},$$

где d_i – средний диаметр частиц i -той фракции, равный полусумме крайних диаметров этой фракции;

Δg_i – вес каждой фракции (к общему весу навески), %.

Пример выполнения задания

Задача. Определить коэффициент неоднородности, используя способ суммарной кривой гранулометрического состава, эффективный диаметр песка и коэффициенты неоднородности и отсортированности нефтесодержащих пород (по А. Газену, Крюгеру-Цункеру, П.И. Фадееву, П.Д. Траску и USC). Сравнить полученные результаты и сделать вывод. Подобрать размер щелей фильтра, служащего для ограничения поступления песка из пласта в скважину.

Исходные расчетные данные представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Данные ситового и седиментационного анализа

№	Диаметр частиц, мм (d_i)		Масса навески, г m_i
	от	до	
1	0,025	0,05	0,5
2	0,05	0,1	6,5
3	0,1	0,3	14,5
4	0,3	0,5	15,5
5	0,5	0,7	10,0
6	0,7	1,0	3,0

Рассчитываем данные необходимые для построения суммарной кривой гранулометрического состава (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Расчетные данные

Диаметр частиц, мм		Средний диаметр частиц фракций, $d_{срi}$	m_i , г*	$\Delta g_i = \frac{m_i}{M} \cdot 100\%$	$\Sigma \Delta g_i$, %
от	до				
1	2	3	4	5	6
d_1 0,025	d_2 0,05	$(d_1 + d_2)/2$ 0,0375	m_1 0,5	1	1
d_2 0,05	d_3 0,1	$(d_2 + d_3)/2$ 0,075	m_2 6,5	13	14
d_3 0,1	d_4 0,3	$(d_3 + d_4)/2$ 0,2	m_3 14,5	29	43
d_4 0,3	d_5 0,5	$(d_4 + d_5)/2$ 0,4	m_4 15,5	31	74
d_5 0,5	d_6 0,7	$(d_5 + d_6)/2$ 0,6	m_5 10,0	20	94
d_6 0,7	d_7 1,0	$(d_6 + d_7)/2$ 0,85	m_6 3,0	6	100

*Примечание: m_i – вес навески фракции грунта, M – общий вес навески, г, Δg_i – вес каждой фракции (к общему весу навески), $\Sigma \Delta g_i$ – содержание совокупности фракций.

При построении кривой суммарного гранулометрического состава по оси ординат откладывают содержание совокупности фракций (в %) (данные графы 6, в табл. 1.2), а по оси абсцисс – средний диаметр частиц (графа 3, табл. 1.2).

На построенной кривой гранулометрического состава (в полулогарифмическом масштабе) по пересечению процентного содержания частиц и диаметров зерен песка d_{90} , d_{75} , d_{70} , d_{60} , d_{40} , d_{25} и d_{10} определяем эффективный диаметр частиц песка и коэффициенты неоднородности и отсортированности (по А. Газену, Крюгеру-Цункеру, П.И. Фадееву, П.Д. Траску и USC), а также размер щелей фильтра, служащего для ограничения количества песка, поступающего из пласта в скважину. Размеры отверстий различных фильтров рассчитываются по формулам:

Ширина прямоугольных щелей щелевидных фильтров, мм:

$$b_{\phi} = 2 \times d_{90}$$

Диаметр круглых отверстий фильтра, мм:

$$d_{\phi} = 3 \times d_{90}$$

Задание для самостоятельного выполнения.

Определить коэффициент неоднородности, используя способ суммарной кривой гранулометрического состава, эффективный диаметр частиц песка и коэффициенты неоднородности и отсортированности нефтесодержащих пород (по А. Газену, Крюгеру-Цункеру, П.И. Фадееву, П.Д. Траску и USC) и подобрать размер щелей фильтра, служащего для ограничения поступления песка из пласта в скважину. Сравнить полученные результаты и сделать вывод.

Ход решения:

1. Рассчитать данные необходимые для построения суммарной кривой гранулометрического состава (средний диаметр частиц фракции, вес каждой фракции, содержание совокупности фракций);

2. Построить кривую суммарного гранулометрического состава в полугарифмическом масштабе;

3. Используя кривую гранулометрического состава определить эффективный диаметр частиц песка по способу А. Газена;

4. По соотношению d_{60}/d_{10} определить коэффициент неоднородности песка. Дать характеристику однородности песка;

5. Определить эффективный диаметр песка по способу Крюгера-Цункера и коэффициенты отсортированности по П.И. Фадееву, П.Д. Траску и USC. Сравните полученные результаты и сделайте вывод.

6. Дайте название фракциям гранулометрического состава по размеру зерен, приведенных в задаче.

7. Определите размер щелей фильтра, служащего для ограничения количества песка, поступающего из пласта в скважину. Сделайте вывод.

Контрольные вопросы:

1. Что называется керном и какова цель его отбора?
2. Цель определения гранулометрического состава горной породы. От каких факторов зависит гранулометрический состав горной породы?
3. Какое влияние оказывает гранулометрический состав на свойства горной породы?
4. Что называется фиктивным грунтом, эффективным диаметром частиц и коэффициентом неоднородности? От каких факторов зависит коэффициент неоднородности? Для чего необходимо изучать неоднородность горной породы?
5. Как графически изображается гранулометрический состав?
6. Опишите методы определения гранулометрического состава горной породы.

Практическая работа 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Теоретическая часть

Проницаемость – способность горных пород пропускать сквозь себя воду. В нефтяной геологии, проницаемость – это способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями, т.е. это параметр, характеризующий проводимость коллектора.

По экспериментальным данным диаметры подавляющей части пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 мкм.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей – совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти, или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия *абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемости*.

Абсолютная проницаемость – проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Для ее оценки обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей.

Фазовая проницаемость – проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства нефтью, водой или газом и от их физико-химических свойств.

Относительная проницаемость пористой среды – отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород используется линейный закон фильтрации Дарси, согласно которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k_{\text{пр}}}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (2.1)$$

где v – скорость линейной фильтрации, см/с; Q – объемный расход жидкости в единицу времени, см³/с; μ – коэффициент динамической вязкости флюида, МПа·с; F – площадь фильтрации, см²; ΔP – перепад давления (на входе в образец и на выходе из него), Па; L – длина пористой среды (образца породы), см.

$$Q = \frac{V}{\tau},$$

где V – объем фильтруемой жидкости, см^3 ; τ – время фильтрации жидкости.

В этом уравнении (1) способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности $k_{\text{пр}}$, который называют **проницаемостью**. Для расчета коэффициента проницаемости $k_{\text{пр}}$ для жидкостей используется формула:

$$k_{\text{прЖ}} = \frac{Q\mu L}{\Delta P F}$$

$$F = \pi \left(\frac{d}{2}\right)^2,$$

где d – диаметр образца породы, см.

Уравнение для количественной оценки коэффициента проницаемости горных пород при линейной фильтрации газа выглядит следующим образом:

$$k_{\text{прГ}} = \frac{2Q_0 P_0 \mu L}{F(P_1^2 - P_2^2)},$$

где P_1 и P_2 – соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него, Па; Q_0 – расход газа при атмосферном давлении P_0 , $\text{м}^3/\text{с}$.

$$Q_0 = \frac{V_g}{\tau},$$

где V_g – объем профильтрованного сквозь образец воздуха, см^3 ; τ – время фильтрации воздуха.

В международной системе измерений *СИ* за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

В нефтепромысловой практике за единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления $1 \text{ кг}/\text{см}^2$ расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет $1 \text{ см}^3/\text{сек}$. Величина, равная $0,001 \text{ Д}$, называется миллидарси (мД). Учитывая, что $1 \text{ кг}/\text{см}^2 = \sim 105 \text{ Па}$, $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$, $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$, $1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{сек}$, получим следующее соотношение:

$$1\text{Д}(1000\text{мД}) = \frac{10^{-6}(\text{м}^3/\text{с}) \cdot 10^{-3}(\text{Па}\cdot\text{с}) \cdot 10^{-2}(\text{м})}{10^{-4}(\text{м}^2) \cdot 10^5(\text{Па})} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$$

Квадратный микрометр (мкм^2) равен $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

По значению проницаемости продуктивные пласты делятся на:

- низкопроницаемые (от 0 до 100 мД);
- среднепроницаемые (от 100 мД до 500 мД);
- высокопроницаемые (более 500 мД).

Согласно классификации А.А. Ханина, терригенные породы-коллекторы по абсолютной проницаемости подразделяются на следующие классы:

- с очень высокой проницаемостью ($k_{\text{прГ}} > 1000$ мД);
- высокой ($1000 > k_{\text{прГ}} > 500$ мД);
- средней ($500 > k_{\text{прГ}} > 100$ мД);
- пониженной ($100 > k_{\text{прГ}} > 10$ мД);
- низкой ($k_{\text{прГ}} < 10$ мД).

Горные породы с $k_{\text{прГ}} < 1$ мД, как правило, непродуктивны и не являются коллекторами.

Величина проницаемости колеблется в широких пределах для различных горных пород (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Средние коэффициенты фильтрации и водопроницаемости для некоторых горных пород

Характеристика пород	Коэффициент фильтрации K , м/сут	Коэффициент проницаемости $k_{\text{пр}}$, дарси
Очень хорошо проницаемые галечники и гравий с крупным песком, сильно закарстованные, сильно трещиноватые породы	100–1000 и более	116–1160 и более
Хорошо проницаемые галечники и гравий, частично с мелким песком, крупный песок, чистый среднезернистый песок, закарстованные, трещиноватые породы	10–100	11,6–116
Проницаемые галечники и гравий с мелким песком и частично глиной, среднезернистые и мелкозернистые пески, слабозакарстованные, малотрещиноватые породы	1–10	1,16–11,6
Слабопроницаемые тонкозернистые пески, супеси, слаботрещиноватые породы	0,1–1	0,12–1,16
Весьма слабопроницаемые суглинки, очень слаботрещиноватые породы	0,001–0,1	$1,2 \cdot 10^{-3}$ –0,12
Почти непроницаемые глины, плотные мергели и другие массивные породы с ничтожной проницаемостью	$< 0,001$	$< 1,2 \cdot 10^{-3}$

Относительная проницаемость для нефти $k_{\text{н}}'$ и воды $k_{\text{в}}'$ при определенной водонасыщенности (S_e) определяется по зависимости относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства, полученной экспериментально для данного образца породы.

Фазовая проницаемость определяется по формулам, мкм^2 :

$$\text{для нефти: } k_{\text{н}} = k_{\text{н}}' \times k_{\text{прГ}}$$

$$\text{для воды: } k_{\text{в}} = k_{\text{в}}' \times k_{\text{прГ}}$$

Водонефтяной фактор определяется из закона Дарси:

$$\frac{Q_B}{Q_H} = \frac{k_B \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_B \cdot L}}{k_H \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_H \cdot L}} = \frac{k_B \cdot \mu_H}{k_H \cdot \mu_B}$$

Проницаемость пористой среды можно определить по образцам, отобранным из пласта, или непосредственным исследованием пласта. Для оценки проницаемости кернов в основном применяются два метода.

Первый метод предусматривает использование небольших цилиндрических образцов диаметром примерно 20 мм и длиной 25 мм. Метод применим для определения проницаемости, выдержанного по составу и достаточно однородного пласта.

Второй метод применяется на керне, отобранном непосредственно из скважины. Диаметр керна обусловлен типом колонкового долота, длина 30-50 см. В обоих случаях в качестве рабочего агента можно применять газ или любую жидкость, исключая химическое взаимодействие с минералами породы.

Различаются приборы тем, что одни из них предназначены для измерения проницаемости при больших давлениях, другие – при малых, третьи – при вакууме.

Одни приборы используются для определения проницаемости по воздуху, другие – по жидкости (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Приборы для определения абсолютной газопроницаемости и пористости «ППметр» и СМП-ПП

Устройство установок для определения фазовой проницаемости более сложное, так как необходимо моделировать многофазный поток, регистрировать насыщенность порового пространства различными фазами и расход нескольких фаз (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Автоматическая установка для измерения относительной фазовой проницаемости образцов горных пород (AUTOFLOOD-700)

Установки для исследования многофазного потока обычно состоят из следующих основных частей:

- приспособление для приготовления смесей и питания керна;
- кернодержатель специальной конструкции;
- приспособление и устройство для приема, разделения и измерения раздельного расхода жидкостей и газа;
- устройства для измерения насыщенности различными фазами пористой среды;
- приборы контроля и регулирования процесса фильтрации.

Пример выполнения задания

1.1 Расчет коэффициента абсолютной проницаемости

Задача. Определить коэффициент абсолютной проницаемости породы путем пропускания воздуха сквозь образец ($P_0 = 1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$).

Исходные данные:

Наименование параметра	Значение параметра
1. Диаметр образца породы, d , см	3,0
2. Длина образца породы, L , см	4,5
3. Объем профильтрованного сквозь образец воздуха, $V_{\text{в}}$, см ³	3600
4. Время фильтрации воздуха, τ , с	180
5. Динамическая вязкость воздуха при 20 °С, $\mu_{\text{возд}}$, МПа·с	0,018
6. Давление на входе в образец, $P_{\text{вх}} \cdot 10^5$, Па	1,3
7. Давление на выходе из образца, $P_{\text{вых}} \cdot 10^5$, Па	1,0

Решение:

Для решения задачи можно воспользоваться формулой:

$$k_{\text{пр}} = \frac{2 \cdot V_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{F(P_1^2 - P_2^2) \cdot \tau}$$

ИЛИ

$$k_{\text{пр}} = \frac{2 \cdot V_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{F(P_{\text{вх}}^2 - P_{\text{вых}}^2) \cdot \tau},$$

где $F = \pi\left(\frac{d}{2}\right)^2$, тогда

$$F = 3,14 \cdot (3,0 \cdot 10^{-2} / 2)^2 = 7,065 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$k_{\text{пр}} = \frac{2 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \cdot 10^5 \cdot 0,018 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5 \cdot 10^{-2}}{7,065 \cdot 10^{-4} \cdot ((1,3 \cdot 10^5)^2 - (1,0 \cdot 10^5)^2) \cdot 180} = 0,665 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 0,665 \text{ Д}$$

1.2 Расчет коэффициента проницаемости по нефти

Задача. Определить коэффициент проницаемости образца породы по нефти (k_n) по данным лабораторных исследований.

Исходные данные:

Наименование параметра	Значение параметра
1. Диаметр образца породы, d , см	3,0
2. Длина образца породы, L , см	4,5
3. Объем профильтрованной сквозь образец нефти, V_n , см ³	313,2
4. Время фильтрации нефти, τ , с	60
5. Динамическая вязкость нефти, μ_n , МПа·с	4,5
6. Давление на входе в образец, $P_{\text{вх}} \cdot 10^5$, Па	1,4
7. Давление на выходе из образца, $P_{\text{вых}} \cdot 10^5$, Па	0,8

Решение:

Коэффициент проницаемости образца породы по нефти определяется по формуле:

$$k_n = \frac{Q\mu L}{\Delta P F}$$

$$F = \pi\left(\frac{d}{2}\right)^2$$

$$F = 3,14 \cdot (3,0 \cdot 10^{-2} / 2)^2 = 7,065 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$Q_0 = \frac{V_n}{\tau}$$

где k_n – коэффициент проницаемости, мкм²; Q – расход флюида сквозь породу, см³/с; ΔP – перепад давления на концах керна при заданном расходе, Па; F – площадь поперечного сечения породы, см²; μ – коэффициент динамической вязкости флюида, МПа·с.

$$k_{\text{пр}} = \frac{(313,2 \cdot 10^{-6} / 60) \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5 \cdot 10^{-2}}{(1,4 \cdot 10^5 - 0,8 \cdot 10^5) \cdot 7,065 \cdot 10^{-4}} = 24,936 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 24,936 \text{ мкм}^2$$

1.3 Расчет коэффициента относительной проницаемости

Задача. Сквозь образец пористой среды происходит фильтрация нефти и воды. Определить относительные проницаемости образца для фильтрующихся жидкостей и водонефтяной фактор.

Исходные данные:

Наименование параметра	Значение параметра
1. Абсолютная проницаемость, k , мкм ²	1,83
2. Динамическая вязкость нефти, $\mu_{\text{н}}$, МПа·с	3,14
3. Динамическая вязкость воды, $\mu_{\text{в}}$, МПа·с	1,11
4. Коэффициент водонасыщенности, $S_{\text{в}}$, %	62

Решение:

1. Относительная проницаемость для нефти $k_{\text{н}}'$ и воды $k_{\text{в}}'$ при водонасыщенности $S_{\text{в}}=62\%$ определяется по зависимости относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства, полученной экспериментально для данного образца породы (рисунок 2.3).

Таким образом, для нефти $k_{\text{н}}' = 0,18$, для воды $k_{\text{в}}' = 0,20$.

2. Фазовые проницаемости составят:

$$k_{\text{н}} = 0,18 \times 1,83 = 0,329 \text{ мкм}^2, \quad \text{для нефти: } k_{\text{н}} = k_{\text{н}}' \times k$$

$$k_{\text{в}} = 0,20 \times 1,83 = 0,366 \text{ мкм}^2, \quad \text{для воды: } k_{\text{в}} = k_{\text{в}}' \times k$$

3. Водонефтяной фактор в процессе течения определяют из закона Дарси:

$$\frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{k_{\text{в}} \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_{\text{в}} \cdot L}}{k_{\text{н}} \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_{\text{н}} \cdot L}} = \frac{k_{\text{в}} \cdot \mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}} \cdot \mu_{\text{в}}},$$

тогда:

$$\frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{0,366 \cdot 3,14}{0,329 \cdot 1,11} = 3,1443$$

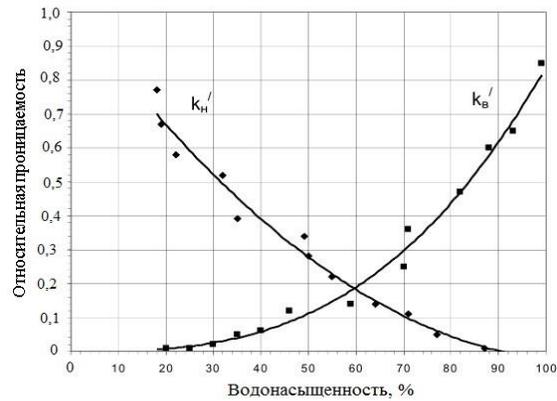


Рисунок 2.3 – Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства

Задания для самостоятельного выполнения.

1. Используя исходные данные (выдает преподаватель), определить:
 - 1) Коэффициент абсолютной проницаемости породы путем пропускания воздуха сквозь образец;
 - 2) Коэффициент проницаемости образца породы по нефти;
 - 3) Относительные проницаемости образца породы для фильтрующихся жидкостей и водонефтяной фактор.
2. Используя существующие классификации проницаемостей, сделать выводы о проницаемости образцов на основании расчетных данных и величине водонефтяного фактора.

Контрольные вопросы:

1. Приведите определение проницаемости горных пород. Перечислите виды проницаемости и дайте им определение.
2. Какими факторами определяется проницаемость горных пород и ее виды?
3. Приведите определение и формулу закона Дарси.
4. Опишите методы и приборы определения проницаемости в лабораторных условиях.

Практическая работа 3 ПОСТРОЕНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ «ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ – КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ»

Теоретическая часть

При образовании нефтяных залежей в водном бассейне откладывались пески, которые затем цементировались минеральными веществами, осаждавшимися из водных растворов. Поры, образовавшиеся в процессе осаждения и последующей цементации пород, были заполнены водой.

Появление в порах нефти должно было одновременно сопровождаться освобождением пор от содержащейся в них воды. Однако полного замещения воды нефтью не произошло вследствие различных капиллярных явлений. Часть поровых каналов (субкапилляры) от воды совсем не освобождалась, а та часть, которая заполнялась нефтью, содержала в себе остаточную воду в застойных областях и в пленочном состоянии на песчинках. Часть этой воды оставалась также в виде капелек в порах малого размера, окруженных порами большого размера. Вытеснение воды нефтью происходило только из тех пор, в которых давление вытеснения превышало капиллярное давление водонефтяных менисков. В итоге коллекторы нефтяных залежей оказались заполненными водой и нефтью одновременно. Оставшаяся в пласте вода получила название *связанной* или *остаточной*. Таким образом, нефть в пластах содержится только в тех порах, в которых происходило движение жидкостей в период формирования залежи.

Количество остаточной воды связано с генетическими особенностями формирования залежей нефти и газа. Ее величина зависит от содержания цемента в коллекторах, в частности, от содержания в них глинистых минералов: каолинита, монтмориллонита и гидрослюд.

Установление зависимости между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением является важным критерием для характеристики коллекторских свойств породы. Она позволяет косвенным путем приближенно оценить содержание остаточной (связанной) воды в нефтеносной породе, а также выяснить размеры пор (точнее радиусы менисков) и их объемное участие в общем объеме пор.

Лабораторные методы определения остаточной водонасыщенности пород-коллекторов нефти и газа должны обеспечить получение исходных данных для подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных залежей и месторождений. Значение остаточной водонасыщенности в исследуемом образце определяется отношением объема воды, содержащейся в пустотном пространстве при определенных условиях испытания к полному объему пустотного пространства в этих же условиях:

$$S_{\text{в.ост.}} = \frac{V_{\text{в.ост.}}}{V_{\text{п}}}, \quad (3.1)$$

где $S_{в.ост.}$ – водонасыщенность остаточная, доли единицы; $V_{п}$ – объем пустотного пространства образца породы, $см^3$; $V_{в.ост.}$ – объем воды в образце породы, $см^3$.

Определение остаточной водонасыщенности реализуется *прямым и косвенными методами*.

При определении остаточной водонасыщенности прямым методом объектом испытания могут быть образцы пород, отобранные из необводненного продуктивного интервала при использовании в качестве промывочных жидкостей растворов на нефтяной основе или нефилтрирующихся в пористую среду систем, надежно законсервированные (в полиэтиленовую пленку, марлю с парафином или в емкостях с промывочной жидкостью) непосредственно на буровой и доставленные в лабораторию с соблюдением соответствующих предосторожностей (при ограниченном сроке хранения).

Оценка остаточной водонасыщенности пород-коллекторов по данным прямых измерений является наиболее достоверной в зоне предельного нефтегазового насыщения и достаточно надежной в зоне недонасыщения, но при отборе керна на отметках, соответствующих интервалу притока безводной нефти.

При определении остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях косвенными методами допускается использование образцов пород, отобранных из продуктивного интервала на любой стадии разработки месторождения и при использовании любых промывочных растворов, обеспечивающих сохранение характеристики смачиваемости породы-коллектора, или после проведения тщательной их экстракции, практически не изменяющей естественную характеристику смачиваемости, присущую породам данного литологического состава.

Результаты испытания образцов косвенными методами приводятся к условиям залегания в соответствии с зависимостью водонасыщенности от величины капиллярного давления, в том числе выражаемого положением рассматриваемых точек над зеркалом воды.

Условием применимости косвенного метода для определения содержания остаточной воды в породах-коллекторах нефти и газа является возможность получения данных, достаточных для построения кривой, выражающей величину водонасыщенности в зависимости от капиллярного давления.

Определение остаточной водонасыщенности может быть выполнено прямым дистилляционно-экстракционным методом; косвенными методами: капилляриметрическим методом (полупроницаемой мембраны) и методом центрифугирования (рисунок 3.1).

Определение остаточной водонасыщенности прямым (дистилляционно-экстракционным) методом выполнять по следующей схеме.

Поместить образцы в аппараты Зака (после определения их массы на аналитических весах), залить в колбы на 2/3 их объема экстрагирующую жидкость – толуол. В отдельных случаях допускается использовать ксилол.

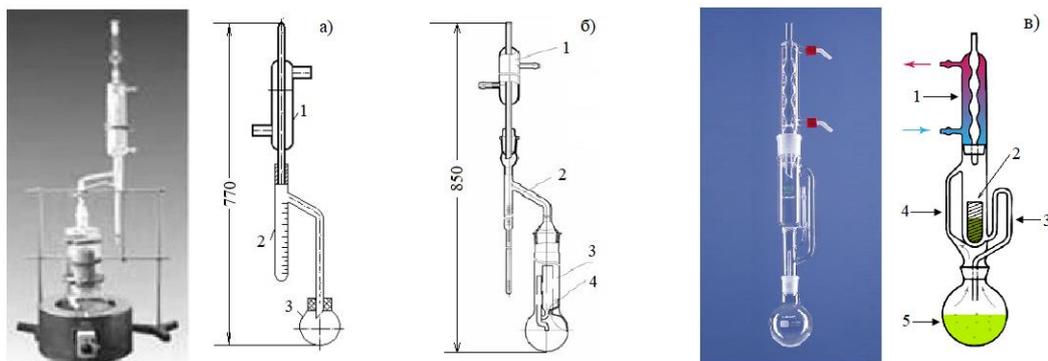


Рисунок 3.1 – Приборы для определения остаточной водонасыщенности прямым (дистилляционно-экстракционным) методом

а – прибор Дина и Старка: 1 – стеклянный холодильник; 2 – градуированная ловушка; 3 – колба; б – прибор Закса ВН-2 (ЛПП-4): 1 – стеклянный холодильник; 2 – ловушка; 3 – приемная колба; 4 – стаканчик внутри колбы; в – экстрактор Сокслета: 1 – система охлаждения; 2 – сырье; 3 – трубка сифона; 4 – паровая трубка; 5 – растворитель

Отрегулировав протекание охлаждающей воды через холодильник, включить нагревательные приборы.

Периодически фиксировать накопление воды в ловушке аппарата Закса, записывая данные.

При прекращении прибавления воды в ловушке прибора Закса поместить образец в аппарат Сокслета и экстрагировать тяжелые углеводородные и органические остатки более сильными экстрагентами (спирто-бензольная смесь, четыреххлористый углерод).

Произвести определение открытой пористости с вычислением объема пустотного пространства образца.

Определить значение остаточной водонасыщенности образца по формуле (3.1).

Ввести поправку в значения остаточной водонасыщенности, учитывающую уменьшение объема пор за счет выпадения солей при испарении воды.

Определение остаточной водонасыщенности *методом капиллярметрии* заключается в измерении содержания воды в капиллярметрической установке с полупроницаемой мембраной при вытеснении воды из образца нефтью или воздухом (рисунок 3.2). В таком опыте моделируется процесс вытеснения воды при заполнении ловушки нефтью или газом, вследствие чего способ иногда называют способом восстановления начального состояния системы.

Определение остаточной водонасыщенности *методом центрифугирования* предусматривает использование различных центрифуг с рабочими параметрами (число оборотов, радиус вращения образцов), позволяющими создавать центробежные ускорения, соответствующие значениям капиллярного давления, достаточными для достижения не снижаемой остаточной водонасыщенности для исследуемых пород при термостатировании камеры с вращающимся ротором.



Рисунок 3.2 – Капилляриметр
1 – блок регулировки давления газа; 2 – капилляриметр

Пример выполнения задания

Задача. Определить минимальную остаточную водонасыщенность и построить зависимость между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением.

Исходные данные:

Характеристика исследуемого керна: коэффициент открытой пористости, $m_0 - 21,8\%$; длина образца, $L - 2$ см; диаметр образца, $d - 2$ см.

Результаты опытных данных:

№ п/п	Капиллярное давление, P_k , мм рт.ст.	Показания бюретки, V , см ³
1	10	4,00
2	20	4,00
3	30	3,98
4	40	3,93
5	50	3,88
...

Решение:

Для построения зависимости между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением по полученным данным необходимо произвести расчеты, которые сводятся в таблицу (таблица 3.1).

Заполнение таблицы 3.1 расчетных данных сводится к следующему.

1) Заполнение графы 4 табл. 3.1: объем, вытесняемой из образца воды, получается вычитанием последующего значения из предыдущего (графа 3).

2) Заполнение графы 5 табл. 3.1: принимая первоначальное количество воды V_0 , поглощенной порами образца, равным объему открытых пор (в нашем примере $1,369$ см³), за 100% подсчитываем процентное содержание воды, соответствующее каждому значению графы 4.

При расчете первоначального количества воды, поглощенной порами образца, используется формула:

$$V_0 = m_0 \cdot \pi \cdot (d^2/4) \cdot L, \text{ см}^3 \quad (1)$$

Таблица 3.1 – Результаты расчета

№ п/п	Капиллярное давление, P_k , мм рт.ст.	Показания бюретки, V , см ³	Объем вытесненной из образца воды		Объем оставшейся в образце воды		Размеры радиусов пор, r , мкм
			см ³	% от объема пор	см ³	% от объема пор	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	10	4,00	0,00	0,00	1,369	100,0	–
2	20	4,00	0,00	0,00	1,369	100,0	–
3	30	3,98	0,02	1,46	1,349	98,5	36,0
4	40	3,93	0,05	3,65	1,299	94,9	27,0
5	50	3,88	0,05	3,65	1,249	91,2	21,6
...

Для нашего примера: $V_0=0,218 \cdot 3,14 \cdot (2,0^2/4) \cdot 2,0=1,369 \text{ см}^3$

3) Заполнение графы 6 табл. 3.1: объем оставшейся в образце воды получается последовательным вычитанием из первоначального количества поглощенной воды, равного 1,369 см³, каждого значения графы 4.

4) Заполнение графы 7 табл. 3.1: рассчитывается процентное содержание для каждого значения шестой графы.

5) Заполнение графы 8 табл. 3.1: радиусы менисков, условно отождествленные с радиусами пор, определяются по формуле Лапласа:

$$r = \frac{2\sigma \cos\theta}{P_k} \quad (2)$$

где σ – поверхностное натяжение воды на границе с воздухом, $\sigma=72$ дин/см; θ – краевой угол избирательного смачивания, град ($\theta=0^\circ$); P_k – капиллярное давление, мм рт.ст.

1 дина равна силе, которая, воздействуя на массу в 1 г, сообщает ей ускорение 1 см/с²; 1 дин=г·см/с²=10⁻⁵ Н.

Выразим P_k в дин/см² на основании соотношения: 1 техническая атмосфера = 735,6 мм рт.ст. = 981000 дин/см², тогда 1 мм рт.ст. = 981000 / 735,6 = 1333 дин/см²,

$$r = \frac{2 \cdot 72 \cdot 1}{1333 \cdot P_k} = \frac{0,108}{P_k} = \frac{0,108 \cdot 10000}{P_k} = \frac{1080}{P_k}, \text{ мкм} \quad (3)$$

По формуле (3) подсчитываем радиусы пор и заполняем графу 8:

$$r_3 = \frac{1080}{30} = 36 \text{ мкм}$$

$$r_4 = \frac{1080}{40} = 27 \text{ мкм} \text{ и т.д.}$$

б) Строим график зависимости остаточной водонасыщенности от капиллярного давления (рисунок 3.2). Для этого используем значения графы 2 табл.

3.1, откладывая их на оси ординат, и значения графы 7, откладывая их на оси абсцисс.

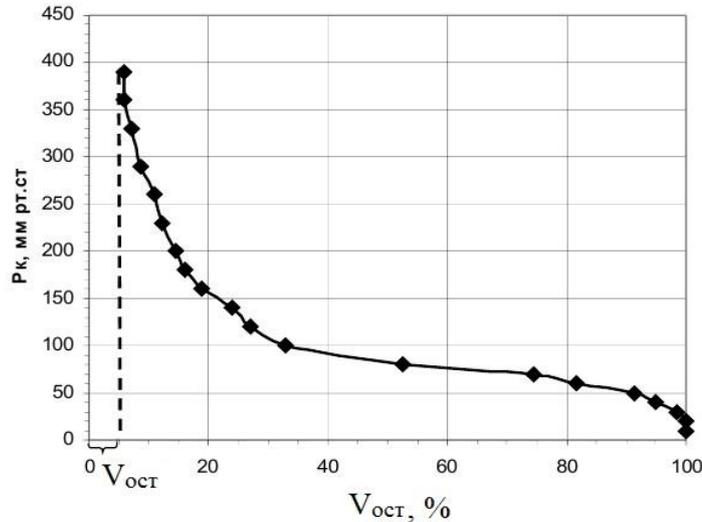


Рисунок 3.2 – График зависимости остаточной водонасыщенности от капиллярного давления

Минимальная остаточная водонасыщенность ($V_{ост}$), равная 5,8% от общего объема, характеризует содержание связанной (реликтовой) воды в данном образце.

Задание для самостоятельного выполнения. Используя исходные данные (выдает преподаватель), определить минимальную остаточную водонасыщенность и построить зависимость между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением. Сделать выводы.

Контрольные вопросы:

1. Приведите характеристику условий образования остаточной воды в горных породах. От каких факторов зависит количество остаточной воды?
2. С какой целью выполняется определение зависимости между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением?
3. С помощью каких методов реализуется определение остаточной водонасыщенности?
4. Приведите описание лабораторного оборудования и методику определения остаточной водонасыщенности прямым (дистилляционно-экстракционным) методом.
5. Приведите характеристику оборудования и методику определения остаточной водонасыщенности косвенными методами.

Практическая работа 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТИ КЕРНА

Теоретическая часть

Насыщенность – один из важных параметров продуктивных пластов, характеризует запасы нефти (газа и воды) в пласте, количественно оценивается величиной коэффициента S :

- водонасыщенностью – S_v ;
- газонасыщенностью – S_g ,
- нефтенасыщенностью – S_n .

Обычно для сформированных нефтяных месторождений остаточная водонасыщенность изменяется в диапазоне от 6 до 35%. Соответственно, нефтенасыщенность равная 65% и выше (до 90%) считается хорошим показателем залежи.

Подобная закономерность наблюдается не для всех регионов. Например, в Западной Сибири встречается много, так называемых, недонасыщенных нефтью пластов. В залежах иногда наблюдаются переходные зоны (ПЗ), в которых содержится рыхлосвязанная вода. Толщины ПЗ могут достигать десятков метров.

При создании депрессий на забоях добывающих скважин вода из этих зон попадает в фильтрационные потоки и увеличивает обводненность продукции, что осложняет выработку запасов нефти.

В пределах нефтяных залежей большая начальная нефтенасыщенность отмечается в купольной части структур. К зоне водонефтяного контакта ее величина может значительно снижаться.

Количество углеводородов, содержащихся в продуктивном пласте, зависит от насыщенности порового пространства породы нефтью, газом и водой. Остаточная водонасыщенность, обусловленная капиллярными силами, не влияет на основную фильтрацию нефти и газа.

Для подсчета запасов нефти и газа в пласте, текущего контроля за процессом разработки нефтяного месторождения необходимо иметь сведения о нефте-, водо- и газонасыщенности породы.

Коэффициент водонасыщенности породы (S_v) – отношение объема открытых пор в образце породы, занятых водой (V_v), к общему объему пор горной породы ($V_{пор}$):

$$S_v = \frac{V_v}{V_{пор}}$$

Коэффициент нефтенасыщенности породы (S_n) – отношение объема открытых пор в образце породы, занятых нефтью (V_n), к суммарному объему пустотного пространства ($V_{пор}$):

$$S_H = \frac{V_H}{V_{\text{пор}}}$$

Коэффициент газонасыщенности породы (S_G) – отношение объема открытых пор в образце породы, занятых газом (V_G), к суммарному объему пустотного пространства ($V_{\text{пор}}$):

$$S_G = \frac{V_G}{V_{\text{пор}}}$$

Параметр насыщенности нормирован и равен единице или 100%, т. е. для образцов пород, в случае фильтрации систем нефти, газа и воды, справедливы соотношения:

$$\begin{aligned} S_B + S_H + S_G &= 1; \\ S_G &= 1 - (S_B + S_H) \end{aligned}$$

Объемы содержащейся в образцах породы воды и нефти определяются в лабораторных условиях при помощи аппаратов Закса, Дина-Старка. Используя эти данные, вычисляют коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности по следующим формулам:

$$\text{– коэффициент нефтенасыщенности } (S_H): S_H = \frac{V_H \cdot \rho_{\text{п}}}{m \cdot G}; \quad (4.1)$$

$$\text{– коэффициент водонасыщенности } (S_B): S_B = \frac{V_B \cdot \rho_{\text{п}}}{m \cdot G}; \quad (4.2)$$

$$\text{– коэффициент газонасыщенности } (S_G): S_G = 1 - (S_H \cdot b_H + S_B \cdot b_B), \quad (4.3)$$

где V_H , V_B – соответственно объемы содержащейся в образце нефти и воды, м³; $\rho_{\text{п}}$ – плотность породы, кг/м³; m – коэффициент открытой пористости, доли ед.; G – масса жидкости, содержащейся в образце, кг; b_H , b_B – объемные коэффициенты нефти и воды соответственно, доли ед.

Пример выполнения задания

Задача. Определить коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности породы.

Исходные данные (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Исходные данные

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	В образце породы содержится:	
	– нефти, V_n , см ³	4,44
	– воды, V_v , см ³	4,0
2	Масса содержащейся в образце жидкости, G , г	92
3	Плотность породы, ρ_p , г/см ³	2,0
4	Коэффициент пористости, m , доли ед.	0,25
5	Объемные коэффициенты:	
	– нефти, b_n , доли ед.	1,15
	– воды, b_v , доли ед.	1,02

Решение:

Коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности определяются по формулам 4.1–4.3:

$$S_n = \frac{4,44 \cdot 2}{92 \cdot 0,25} = 0,386 \text{ или } 38,6\%;$$

$$S_v = \frac{4 \cdot 2}{92 \cdot 0,25} = 0,348 \text{ или } 34,8\%;$$

$$S_g = 1 - (0,386 \cdot 1,15 + 0,348 \cdot 1,02) = 0,2 \text{ или } 20\%$$

Задание для самостоятельного выполнения. Используя исходные данные (выдает преподаватель), определить коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности по формулам 4.1–4.3. Сделать выводы.

Контрольные вопросы:

1. Приведите характеристику условий образования нефти и воды в нефтяных залежах.
2. Дайте определение насыщенности горных пород и коэффициентов водонасыщенности, нефтенасыщенности и газонасыщенности. Приведите формулы расчетов.
3. Какие приборы применяется для количественного определения флюидонасыщенности? Опишите общие принципы выполнения лабораторных определений.

3 РАЗДЕЛ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ ЭУМК

3.1 Вопросы к зачету по дисциплине «Физика горных пород и процессов»

1. Классификация горных пород по происхождению.
2. Петрографические характеристики горных пород.
3. Магматические и метаморфические горные породы.
4. Осадочные горные породы.
5. Породы-коллекторы по происхождению и характеру пород. Свойства пород-коллекторов.
6. Классификации пород-коллекторов.
7. Гранулометрический состав горных пород и методы его определения.
8. Пустотность горных пород и ее виды.
9. Поровая пустотность: классификация пор по взаимосвязи. Виды цемен-та горных пород.
10. Поровая пустотность: классификация пор по происхождению.
11. Поровая пустотность: классификация пор по форме.
12. Поровая пустотность: классификация пор по размеру.
13. Количественная оценка пористости: коэффициенты пористости.
14. Распределение пор по размерам. Кривые «капиллярное давление – насыщенность пор смачивающей фазой».
15. Геометрическая и генетическая классификация трещин.
16. Трещинные свойства пластов.
17. Параметры единичных трещин.
18. Параметры системы трещин.
19. Кавернозность горных пород.
20. Удельная поверхность горных пород и методы ее определения.
21. Напряженное состояние горных пород.
22. Деформационные и прочностные свойства горных пород.
23. Тепловые свойства горных пород.
24. Состав нефти, газа и газоконденсата.
25. Реологические характеристики нефтей.
26. Колориметрические свойства нефти.
27. Физические свойства конденсата.
28. Сжимаемость нефти и ее зависимость от состава, температуры и дав-ления. Объемный коэффициент.
29. Растворимость газов в нефти.
30. Давление насыщения нефти газом.
31. Термодинамические свойства нефти.
32. Изменение свойств нефти в пределах залежи.
33. Влагосодержание газа и методы его определения.
34. Источники пластовой энергии.
35. Поверхностные явления в процессах вытеснения жидкостей и газов из пористой среды.
36. Поверхностное натяжение.

37. Смачивание и краевой угол.
38. Избирательное смачивание в системе «нефть – вода – твердая поверхность».
39. Капиллярные явления.
40. Роль капиллярных явлений в процессах вытеснения нефти водой.

3.2 Список учебных изданий, рекомендуемых для изучения учебной дисциплины «Физика горных пород и процессов»

ОСНОВНАЯ

1. Бескопильный, В.Н. Физика пласта / В.Н. Бескопильный. – Гомель: ГГТУ, 1999. – 127 с.
2. Букин, В.С. Физика горных пород: учебное пособие / В.С. Букин, А.С. Калганов. – Чита: ЗабГУ, 2019. – 115 с. – Режим доступа: для авториз. пользователей: <https://e.lanbook.com/book/173611>
3. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – Москва: Альянс, 2005. – 311 с.
4. Попов, А.Н. Разрушение горных пород: учебное пособие / А.Н. Попов. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 184 с. – Режим доступа: по подписке: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=617363>
5. Коновалова, Л.Н. Физика пласта / Л.Н. Коновалова, Л.М. Зиновьева, Т.К. Гукасян. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет (СКФУ), 2016 – 120 с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ

1. Городниченко, В.И. Основы горного дела: учебник / В.И. Городниченко, А.П. Дмитриев. – 3-е изд., доп. и перераб. – Москва: Горная книга, 2020. – 488 с. – Режим доступа: по подписке: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=687301>
2. Грунтоведение: учебно-методическое пособие / А.Н. Галкин [и др.]. – Гомель: ГГУ им. Ф. Скорины, 2020. – 307 с. – Режим доступа: <http://elib.gsu.by/handle/123456789/12922>
3. Гмид, Л.П. Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, Л. Г. Белоновская, Т.Д. Шибина, Н.С. Окнова, А. В. Ивановская; под ред. А.М. Жаркова. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 160 с.
4. Зеливянская, О.Е. Петрофизика / О.Е. Зеливянская. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет (СКФУ), 2015. – 111 с.
5. Михайлов, Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем) / Н.Н. Михайлов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 448 с.
6. Уфатова, З.Г. Геотехнология: учебное пособие / З.Г. Уфатова. – Норильск: ЗГУ им. Н.М. Федоровского, 2021. – 123 с. – Режим доступа: для авториз. пользователей: <https://e.lanbook.com/book/224567>
7. Физика пласта / Т.Б. Кочина, В.Н. Спиридонова, Н.Н. Родионцев, И.А. Круглов. – Нижневартовск: Нижневарт. гос. ун-т, 2017. – 214 с.
8. Шепелева, И.С. Физика горных пород, процессов и нефтегазового пласта: практикум / И.С. Шепелева. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 80 с.

4 ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ ЭУМК

Учебная программа по дисциплине «Физика горных пород и процессов» для специальности 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заочной формы получения образования

Министерство образования Республики Беларусь
Учреждение образования
«Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины»
Институт дополнительного образования



С.А. Хахомов

**УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ,
МОДУЛЮ СПЕЦИАЛЬНОСТИ ПЕРЕПОДГОТОВКИ**

«Физика горных пород и процессов»

специальности переподготовки

9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
(квалификация: горный инженер)

в соответствии с типовым учебным планом переподготовки, утвержденным
08.08.2023, регистрационный № № 25-13/215

Гомель, 2023

Разработчик программы:

О.В. Шершнев, доцент кафедры переподготовки и повышения квалификации,
к.г.н., доцент

Рекомендована к утверждению:
Советом Института дополнительного образования
Протокол заседания от 19.12.2023 № 4;

научно-методическим советом учреждения образования «Гомельский
государственный университет имени Франциска Скорины»
Протокол заседания от 20.12.23 № 5

ВВЕДЕНИЕ

Учебная программа составлена на основании образовательного стандарта Республики Беларусь ОСРБ 9-09-0724-01 и учебного плана переподготовки специальности 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», квалификация – горный инженер, заочной формы получения образования.

Учебная дисциплина «Физика горных пород и процессов» специальности переподготовки (далее – дисциплина) относится к **компоненту учреждения образования** учебного плана переподготовки.

Цель дисциплины – получение слушателями теоретических знаний по физическим свойствам горных пород-коллекторов, свойствам нефти, газа, газоконденсата, физическим основам вытеснения нефти, конденсата и газа из пористых сред.

Задачи дисциплины состоят в выработке практических навыков, реализации технологических комплексов задач разработки углеводородных месторождений.

Методы обучения: информационно-рецептивный, проблемного изложения, частично-поисковый, исследовательский, интерактивные.

Средства обучения: учебники и учебные пособия, ЭУМК по дисциплине, практикумы, словари-справочники, наглядные пособия, презентации.

Основные требования к результатам учебной деятельности слушателей

Компетенции:

В результате освоения содержания дисциплины слушатель должен овладеть базовыми профессиональными (специализированными) компетенциями.

Виды профессиональной деятельности:

- производственно-технологическая и ремонтно-эксплуатационная деятельность на нефтегазодобывающем предприятии;
- монтаж и наладка нефтегазодобывающего оборудования;
- проектно-конструкторская деятельность на нефтегазодобывающем предприятии;
- геолого-промысловый анализ разработки месторождений нефти и газа;
- проектирование разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа на различных стадиях разработки;
- научно-исследовательская и инновационная деятельность в сфере разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Функции профессиональной деятельности:

- выполнение геолого-промыслового анализа разработки месторождений нефти и газа;
- составление проекта разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа на различных стадиях разработки;
- разработка программы геолого-технических мероприятий для совершенствования систем разработки месторождений нефти и газа;

- выполнение авторского надзора за разработкой месторождений нефти и газа и мониторинг разработки;
- управление процессом разработки месторождений нефти и газа на нефтегазодобывающем предприятии;
- организация и осуществление производственно-технологической работы на нефтегазодобывающих предприятиях;
- осуществление контроля за правильностью применения и соблюдения требований актов законодательства, а также за исправным состоянием и правильной эксплуатацией оборудования, инструментов;
- планирование, организация и выполнение ремонтно-эксплуатационных работ на нефтегазодобывающих предприятиях;
- выполнение монтажных и пуско-наладочных работ на нефтегазодобывающем оборудовании;
- разработка проектно-конструкторской документации объектов и нефтегазодобывающего оборудования, выполнение технико-экономического обоснования проектных решений;
- выполнение научно-исследовательских работ в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа;
- участие в инновационной деятельности, внедрении современных достижений науки и техники в производство.

Задачи профессиональной деятельности:

- организация работ по геолого-промысловому анализу разработки месторождений нефти и газа;
- проектирование разработки месторождений нефти и газа;
- разработка перспективных и оперативных программ геолого-технических мероприятий для поддержания добычи углеводородов;
- разработка и мониторинг проектов на реализацию опытно-промысловых работ по адаптации новых технологий разработки месторождений нефти и газа;
- выполнение технико-экономического анализа эффективности перспективных и оперативных программ геолого-технических мероприятий для поддержания добычи углеводородов;
- реализация опытно-промысловых работ по адаптации новых технологий разработки месторождений нефти и газа;
- разработка инструкций, стандартов нефтегазодобывающего предприятия, обоснование стратегии доразведки и доразработки месторождения, составление соответствующих проектных документов;
- организация работ по добыче нефти и газа;
- управление технологическими процессами, подразделениями нефтегазодобывающего предприятия;
- выполнение технико-экономического анализа функционирования технологических процессов и производственной деятельности нефтегазодобывающего предприятия;
- техническая и технологическая эксплуатация нефтегазодобывающего оборудования;

- разработка и выполнение мероприятий по предупреждению и ликвидации инцидента и аварий при строительстве и эксплуатации объектов разработки, сбора и транспорта углеводородов;
- внедрение эффективной организации труда на рабочих местах;
- осуществление контроля за выполнением и соблюдением производственно-технологической, исполнительской и трудовой дисциплины, требований по охране труда и обеспечению пожарной безопасности;
- участие в организации материально-технического обеспечения подразделений нефтегазодобывающего предприятия;
- составление графиков ремонта нефтегазодобывающего оборудования и контроль их выполнения;
- определение трудовых затрат на выполнение ремонтно-эксплуатационных работ;
- монтаж, наладка, испытание, ремонт и техническое обслуживание нефтегазопромыслового оборудования;
- разработка мероприятий по повышению эффективности ремонтно-эксплуатационных работ, снижению их стоимости и повышению производительности труда;
- проектирование и строительство скважин различного назначения;
- участие в проведении экспериментальных работ по освоению новой техники и технологии, в проектировании нового нефтегазового оборудования и новых технологических процессов;
- определение капитальных затрат и эксплуатационных издержек на реализацию проектных решений, сроков окупаемости предлагаемых решений;
- выполнение патентного поиска;
- применение и использование методов математического моделирования производственных систем, процессов и нефтегазопромыслового оборудования;
- осуществление экономических расчетов технических инноваций;
- выполнение работ по внедрению прогрессивных технологий в производство.

Формируемые компетенции в рамках учебной дисциплины, модуля.

В ходе реализации учебной программы слушатели приобретают способности, необходимые для эффективного решения задач в сфере профессиональной деятельности:

СП 10. Знать строение и состав минералов в горных породах, их физико-механические свойства и физические процессы в горных породах, свойства горных пород-коллекторов, физические и химические свойства пластовых флюидов, свойства нефти, газа и воды в пластовых условиях, физические основы вытеснения пластового флюида из пористой среды.

Форма текущей аттестации слушателей по дисциплине – контрольная работа. **Форма промежуточной аттестации слушателей по дисциплине** – зачет.

ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН
учебной дисциплины, модуля
Заочная форма получения образования

Наименования разделов, модулей дисциплин, тем и форм текущей, промежуточной аттестации	Количество учебных часов						Этапы	Кафедра (цикловая комиссия)
	всего	распределение по видам занятий						
		аудиторные занятия				самостоятельная работа		
		лекции	практические занятия	семинарские занятия	лабораторные занятия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тема 1 Генезис горных пород и их классификация	4	4					1	
Тема 2 Коллекторские свойства горных пород	12	4	8				1	
Тема 3 Механические и тепловые свойства горных пород	8	2				4	1	
Тема 4 Свойства газа, конденсата, нефти и пластовых вод	6					6	1	
Тема 5 Физические основы вытеснения нефти, конденсата и газа из пористых сред	6					8	1	
Форма текущей аттестации (при необходимости с указанием раздела, темы)	Контрольная работа						1	
Форма промежуточной аттестации по учебной дисциплине (модулю)	Зачет						1	

СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОЙ ПРОГРАММЫ ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ, МОДУЛЮ СПЕЦИАЛЬНОСТИ ПЕРЕПОДГОТОВКИ

Содержание учебной дисциплины

Тема 1 Генезис горных пород и их классификация

Генезис, состав и строение горных пород. Классификация горных пород по происхождению. Магматические и метаморфические горные породы, и их классификация. Осадочные породы и их классификация. Петрографические характеристики горных пород.

Тема 2 Коллекторские свойства горных пород

Терригенные и карбонатные коллекторы. Пористые, трещиноватые, трещиновато-пористые коллекторы. Классификация пород-коллекторов. Классификация пород по коэффициенту проницаемости. Классификация коллекторов по А.А. Ханину.

Гранулометрический состав горных пород. Определение гранулометрического состава пород. Ситовый и седиментационный анализ. Изображение гранулометрического состава.

Структура порового пространства. Удельная поверхность горных пород и методы ее определения. Влияние гранулометрического состава пород на величину удельной поверхности. Пустотность и пористость горных пород. Коэффициенты полной, открытой, эффективной и динамической пористости. Распределение пор по размерам. Кривые «капиллярное давление – насыщенность пор смачивающей фазой».

Трещиноватость и кавернозность горных пород. Классификация трещиноватых пород по строению порового пространства. Параметры трещиноватости. Методы изучения трещиноватости и кавернозности.

Тема 3 Механические и тепловые свойства горных пород

Напряженное состояние пород в естественном массиве. Влияние бурения скважин на напряженное состояние горных пород. Основные механические свойства горных пород: упругость, сжимаемость, прочность на сжатие и на разрыв, пластичность, набухаемость, твердость. Деформация пород. Основные показатели механических свойств коллекторов. Коэффициент объемной упругости пористых сред. Состояние горных пород на больших глубинах. Тепловые свойства горных пород: теплоемкость, теплопроводность, температуропроводность. Методы определения тепловых свойств горных пород. Факторы, влияющие на механические и тепловые свойства нефте-, водо- и газосодержащих пород.

Тема 4 Свойства газа, конденсата, нефти и пластовых вод

Состав нефти и природных газов, газовых и газоконденсатных месторождений. Реологические характеристики нефтей. Колориметрические свойства нефти. Физические свойства конденсата. Сырой и стабильный конденсат. Закономерности изменения состава нефти и газоконденсатной смеси в зависимости от давления и температуры. Влагосодержание газа и методы его определения.

Тема 5 Физические основы вытеснения нефти, конденсата и газа из пористых сред

Источники пластовой энергии. Силы, действующие в нефтяной и газовой залежи. Поверхностные явления в процессах вытеснения жидкостей и газов из пористой среды. Поверхностное натяжение. Смачивание и краевой угол. Избирательное смачивание в системе «нефть – вода – твердая поверхность». Схема избирательного смачивания. Избирательное смачивание гидрофильной поверхности. Избирательное смачивание гидрофобной поверхности. Капиллярные явления в насыщенных пористых средах. Капиллярное давление на искривленной поверхности раздела фаз. Зависимость капиллярного давления от насыщенности смачивающей фазы. Роль капиллярных явлений в процессах вытеснения нефти водой.

Перечень тем практических занятий

1. Определение гранулометрического состава нефтесодержащих пород.
2. Определение пористости пород-коллекторов.
3. Построение зависимостей «водонасыщенность – капиллярное давление».
4. Определение флюидонасыщенности керна.

Примерный перечень вопросов к контрольной работе по текущей аттестации слушателей по дисциплине «Физика горных пород и процессов»

1. Что называется керном и какова цель его отбора?
2. Цель определения гранулометрического состава горной породы. От каких факторов зависит гранулометрический состав горной породы?
3. Какое влияние оказывает гранулометрический состав на свойства горной породы?
4. Что называется фиктивным грунтом, эффективным диаметром частиц и коэффициентом неоднородности? От каких факторов зависит коэффициент неоднородности? Для чего необходимо изучать неоднородность горной породы?
5. Как графически изображается гранулометрический состав?
6. Опишите методы определения гранулометрического состава горной породы.
7. Приведите определение проницаемости горных пород. Перечислите виды проницаемости и дайте им определение.
8. Какими факторами определяется проницаемость горных пород и ее виды?
9. Приведите определение и формулу закона Дарси.
10. Опишите методы и приборы определения проницаемости в лабораторных условиях.
11. Приведите характеристику условий образования остаточной воды в горных породах. От каких факторов зависит количество остаточной воды?
12. С какой целью выполняется определение зависимости между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением?
13. С помощью каких методов реализуется определение остаточной водонасыщенности?
14. Приведите описание лабораторного оборудования и методику определения остаточной водонасыщенности прямым (дистилляционно-экстракционным) методом.
15. Приведите характеристику оборудования и методику определения остаточной водонасыщенности косвенными методами.
16. Приведите характеристику условий образования нефти и воды в нефтяных залежах.
17. Дайте определение насыщенности горных пород и коэффициентов водонасыщенности, нефтенасыщенности и газонасыщенности. Приведите формулы расчетов.
18. Какие приборы применяется для количественного определения флюидонасыщенности? Опишите общие принципы выполнения лабораторных определений.

Требования к проверке результатов самостоятельной работы

Самостоятельная работа слушателей по дисциплине «Физика горных пород и процессов» представляет собой важный компонент познавательно-практической деятельности слушателей.

Учебный материал, представленный в разделе самостоятельной работы, направлен на закрепление и углубление знаний по основным разделам дисциплины, глубокое самостоятельное овладение теоретическим материалом, активизацию познавательной деятельности слушателей и развитие профессионально значимых умений и навыков.

Контроль самостоятельной работы слушателей осуществляется преподавателем во время проведения практических занятий, а также текущей аттестации слушателей.

Примерный перечень вопросов для самостоятельного изучения включает материалы для текущей аттестации слушателей.

Тема занятия	Вид задания	№ литер. источника в соотв. со списком реком. лит-ры	Форма контроля
Механические и тепловые свойства горных пород и методы их изучения	Составить систематизированную характеристику основных механических свойств горных пород	[1, 3–5, 12]	Представить характеристику на практическом занятии
	Охарактеризовать основные методы определения тепловых свойств горных пород	[1–3, 12]	Конспект
Свойства газа, конденсата, нефти и пластовых вод	Привести характеристику состава нефти и природных газов, газовых и газоконденсатных месторождений	[2, 3, 6–9, 12]	Представить на практическом занятии
	Составить характеристику реологических и колориметрических свойств нефтей	[1, 3, 4, 6, 12]	Представить характеристику на практическом занятии
	Изучить закономерности изменения состава нефти и газоконденсатной смеси в зависимости от давления и температуры	[2, 7, 12]	Конспект
Физические основы вытеснения нефти, конденсата и газа из пористых сред	Составить систематизированную характеристику источников пластовой энергии и сил, действующих в залежи	[6, 8, 9, 12]	Представить характеристику на практическом занятии
	Охарактеризовать поверхностные явления в процессах вытеснения жидкостей и газов из пористой среды	[1–5, 7–9]	Конспект
	Охарактеризовать схему избирательного смачивания и капиллярные явления в насыщенных пористых средах	[1–5, 7–9]	Конспект
	Составить систематизированное описание зависимости капиллярного давления от насыщенности смачивающей фазы. Охарактеризовать роль капиллярных явлений в процессах вытеснения нефти водой.	[1–5, 7–9]	Представить характеристику на практическом занятии

МАТЕРИАЛЫ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ СЛУШАТЕЛЕЙ

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой переподготовки
и повышения квалификации
_____ Ю.В. Кравченко

Вопросы для проведения зачета

1. Классификация горных пород по происхождению.
2. Петрографические характеристики горных пород.
3. Магматические и метаморфические горные породы.
4. Осадочные горные породы.
5. Породы-коллекторы по происхождению и характеру пород. Свойства пород-коллекторов.
6. Классификации пород-коллекторов.
7. Гранулометрический состав горных пород и методы его определения.
8. Пустотность горных пород и ее виды.
9. Поровая пустотность: классификация пор по взаимосвязи. Виды цемента горных пород.
10. Поровая пустотность: классификация пор по происхождению.
11. Поровая пустотность: классификация пор по форме.
12. Поровая пустотность: классификация пор по размеру.
13. Количественная оценка пористости: коэффициенты пористости.
14. Распределение пор по размерам. Кривые «капиллярное давление – насыщенность пор смачивающей фазой».
15. Геометрическая и генетическая классификация трещин.
16. Трещинные свойства пластов.
17. Параметры единичных трещин.
18. Параметры системы трещин.
19. Кавернозность горных пород.
20. Удельная поверхность горных пород и методы ее определения.
21. Напряженное состояние горных пород.
22. Деформационные и прочностные свойства горных пород.
23. Тепловые свойства горных пород.
24. Состав нефти, газа и газоконденсата.
25. Реологические характеристики нефтей.
26. Колориметрические свойства нефти.
27. Физические свойства конденсата.
28. Сжимаемость нефти и ее зависимость от состава, температуры и давления. Объемный коэффициент.
29. Растворимость газов в нефти.
30. Давление насыщения нефти газом.

31. Термодинамические свойства нефти.
32. Изменение свойств нефти в пределах залежи.
33. Влагосодержание газа и методы его определения.
34. Источники пластовой энергии и силы, действующие в нефтяной и газовой залежи.
35. Поверхностные явления в процессах вытеснения жидкостей и газов из пористой среды.
36. Поверхностное натяжение.
37. Смачивание и краевой угол.
38. Избирательное смачивание в системе «нефть – вода – твердая поверхность».
39. Капиллярные явления.
40. Роль капиллярных явлений в процессах вытеснения нефти водой.

Перечень необходимых учебных изданий

1. Бескопыйный, В.Н. Физика пласта / В.Н. Бескопыйный. – Гомель: ГГТУ, 1999. – 127 с.
2. Букин, В.С. Физика горных пород: учебное пособие / В.С. Букин, А.С. Калганов. – Чита: ЗабГУ, 2019. – 115 с. – Режим доступа: для авториз. пользователей: <https://e.lanbook.com/book/173611>
3. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – Москва: Альянс, 2005. – 311с.
4. Гмид, Л.П. Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, Л. Г. Белоновская, Т.Д. Шибина, Н.С. Окнова, А. В. Ивановская; под ред. А.М. Жаркова. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 160 с.
5. Городниченко, В.И. Основы горного дела: учебник / В.И. Городниченко, А.П. Дмитриев. – 3-е изд., доп. и перераб. – Москва: Горная книга, 2020. – 488 с. – Режим доступа: по подписке: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=687301>
6. Грунтоведение: учебно-методическое пособие / А.Н. Галкин [и др.]. – Гомель: ГГУ им. Ф. Скорины, 2020. – 307 с. – Режим доступа: <http://elib.gsu.by/handle/123456789/12922>
7. Зеливянская, О.Е. Петрофизика / О.Е. Зеливянская. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет (СКФУ), 2015. – 111с.
8. Коновалова, Л.Н. Физика пласта / Л.Н. Коновалова, Л.М. Зиновьева, Т.К. Гукасян. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет (СКФУ), 2016 – 120 с.
9. Михайлов, Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем) / Н.Н. Михайлов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 448 с.
10. Попов, А.Н. Разрушение горных пород: учебное пособие / А.Н. Попов. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 184 с. – Режим доступа: по подписке: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=617363>
11. Уфатова, З.Г. Геотехнология: учебное пособие / З.Г. Уфатова. – Норильск: ЗГУ им. Н.М. Федоровского, 2021. – 123 с. – Режим доступа: для авториз. пользователей: <https://e.lanbook.com/book/224567>
12. Физика пласта / Т.Б. Кочина, В.Н. Спиридонова, Н.Н. Родионцев, И.А. Круглов. – Нижневартовск: Нижневарт. гос. ун-т, 2017. – 214 с.
13. Шепелева, И.С. Физика горных пород, процессов и нефтегазового пласта: практикум / И.С. Шепелева. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 80 с.

Источники информации, рекомендуемые слушателям, с указанием объемов для самостоятельного изучения

Указаны в разделе «Содержание программы»: «Требования к проверке результатов самостоятельной работы».