

Системный подход к изучению нефтегазоносных пластов

**Петрофизическая оценка. Микроскопические свойства горной породы
(характеристики системы пор, минералогия, методы исследования).
Размер зерен и отсортированность, Пористость (определение по керну,
каротажу).**

Лекция 7

**Казахский Национальный Исследовательский Технический
Университет,
Кафедра “Геофизики”**

Свойства горных пород

Движение флюидов в пласте происходит по взаимосвязанной сети пор, характеристики которой определяют объем УВ, содержащихся в этом пласте, их распределение относительно других флюидов пласта, а также насколько легко и в каких соотношениях все эти флюиды текут по направлению к забою добывающих скважин.

Характеристики и свойства системы пор определяются первоначальным гранулометрическим составом коллектора, который, в свою очередь, зависит от первичных процессов осадконакопления. Изменения исходной сети пор происходят после погружения и нередко связаны с вторичными процессами седиментогенеза, такими как диагенез, цементирование, растворение, трещинообразование и т.д.

Понимание тесной взаимосвязи, существующей между системой пор, свойствами породы и движением флюидов является краеугольным камнем в изучении коллекторских свойств пласта.

Таким образом, корректное описание петрологических и петрофизических свойств коллектора является неременным условием для точного представления динамических характеристик месторождения численным моделированием.

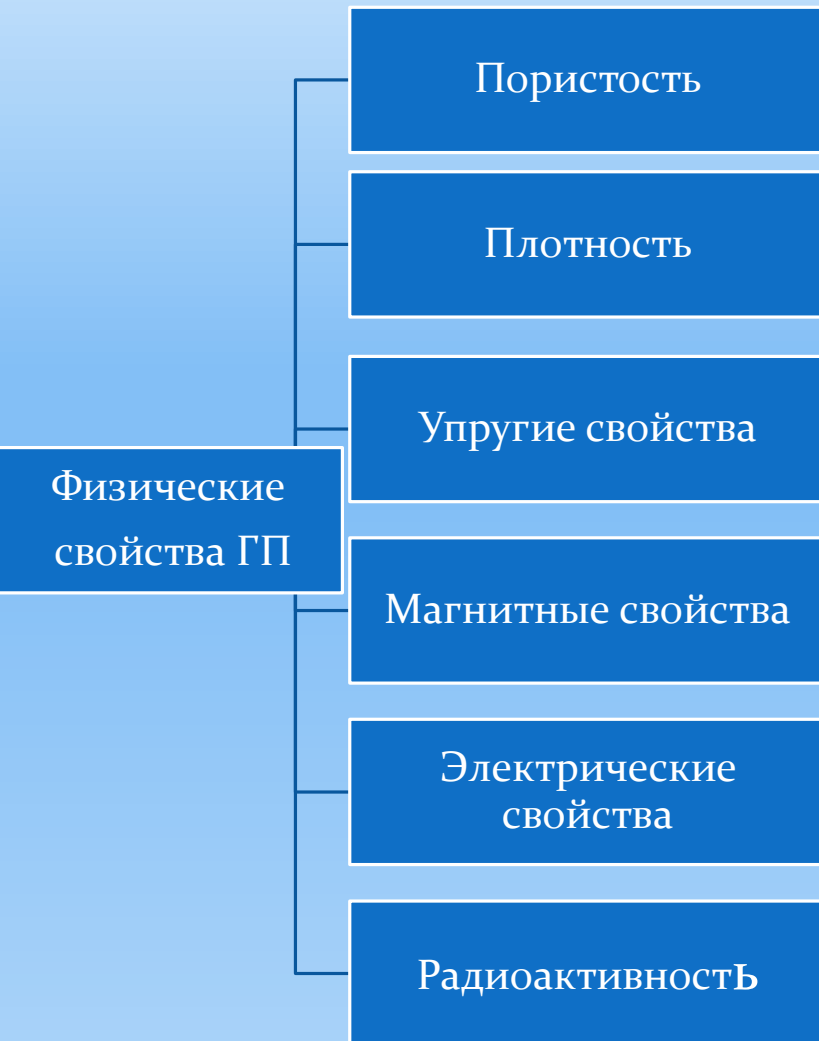
7.1. Петрофизическая оценка

Основной задачей петрофизической оценки является формирование вертикальных профилей свойств геологического разреза. В идеале эти профили должны получаться из прямых измерений образцов керна, так как эти данные являются наиболее достоверными. Однако в мире очень мало месторождений со скважинами, пройденными со сплошным отбором керна.

На самом деле в подавляющем большинстве случаев единственной доступной для каждой скважины информацией является некоторый набор каротажных диаграмм, поэтому зачастую эти диаграммы ложатся в основу любой петрофизической модели. Другие источники информации необходимо использовать для проверки и улучшения качества интерпретации профилей, полученных на основе каротажных диаграмм.

Петрофизические свойства горных пород

1. Физические и механические процессы, происходящие в горных породах, при которых проявляются такие физические свойства горных пород как:



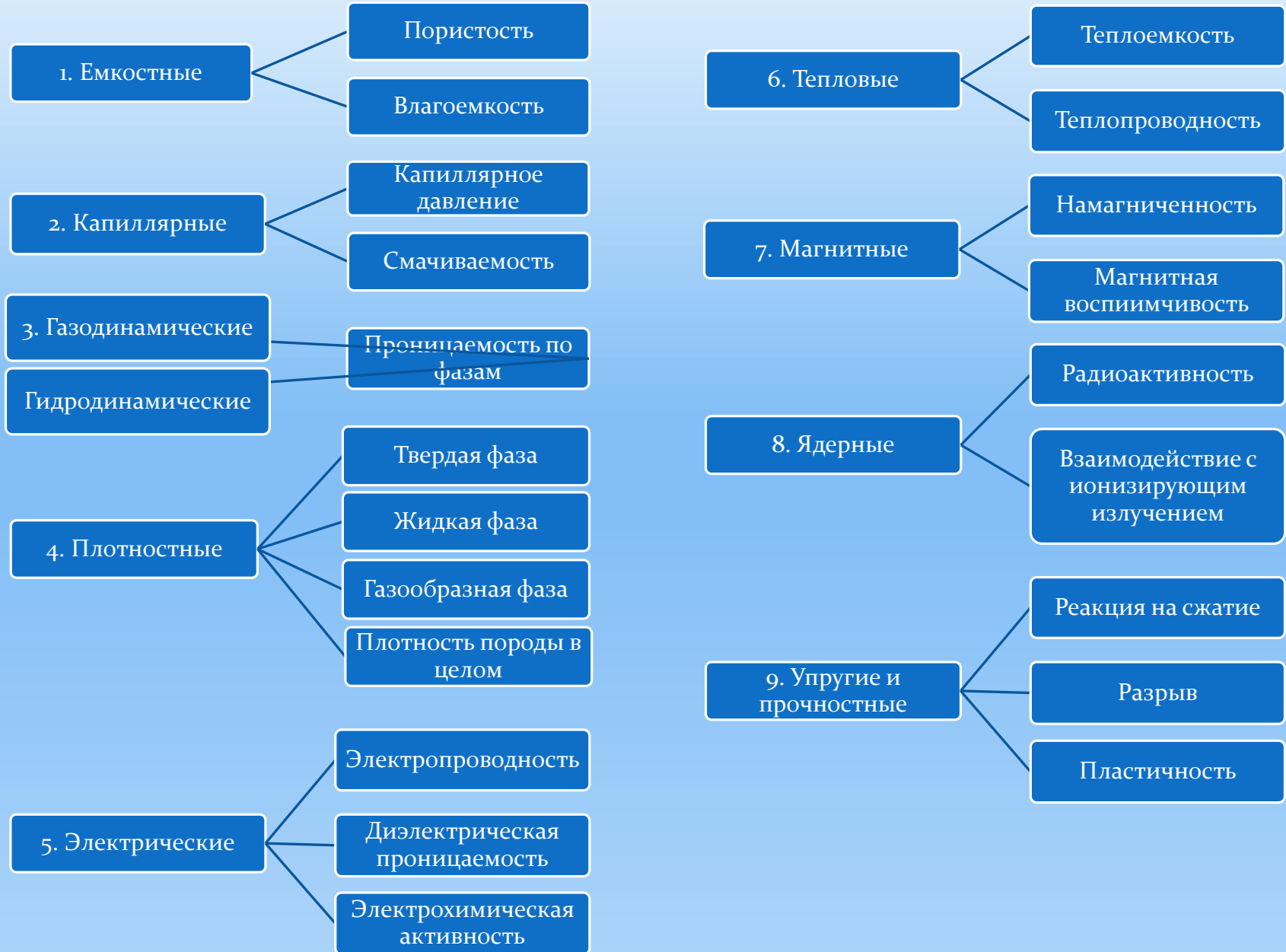
2. Петрофизические величины отдельных образцов пород



Петрофизические свойства горных пород

3. Вариация петрофизической величины в зависимости от условий залегания, геологические особенности породы;
4. Связь петрофизических величин между собой для построения корреляционных зависимостей;
5. Локальные и региональные особенности изменения петрофизических параметров породы;
6. Причины и законы изменения петрофизических величин по разрезу вертикально и горизонтально;
7. Петрофизическое районирование – установка границ по особенностям петрофизических величин горных пород;
8. Лабораторные и прямые методы оценки петрофизических величин.

Результаты изучения классифицируются со следующими свойствами:



Результаты изучения петрофизических величин и их коэффициентов используется для:

- Классификаций горных пород по свойствам;
- Определение зоны распространения отдельного типа горной породы и изменчивость его параметров как по вертикали так и по простиранию;
- Установление межпараметрических связей, позволяющих по результатам измерения отдельных параметров в скважине, например электропроводности и скорости упругих волн, оценить коэффициент пористости;
- Оценка возможного содержания углеводородов в поровом пространстве и перспектива их добычи.

Таким образом, создание адекватной петрофизической модели — непростая задача, в особенности в условиях нехватки данных и/или их плохого качества. Однако в любом случае корректное объединение всех доступных источников данных позволяет использовать их наиболее эффективно.

Петрофизическая оценка

7.1.1. Микроскопические свойства горной породы

Изучение характеристик системы пор важно для понимания механики движения флюидов, процесса вытеснения и в конечном итоге — наблюдаемого поведения пласта.

Несмотря на то, что в большинстве случаев информация, полученная в масштабе пор, не может использоваться с количественной точки зрения и не может быть экстраполирована на весь пласт, качественное понимание микроскопических характеристик систем пор в горной породе обеспечивает прочное основание для последующей работы по созданию общей характеристики коллекторских свойств пласта.

7.1.1.1. Характеристики системы пор

Свойства системы пор, их типы, геометрия и взаимосвязи определяют распределение флюидов и их взаимодействия на микроуровне.

Всего несколько лет назад исследования систем пор проводились исключительно на основе анализа шлифа, причем полученные результаты почти не находили практического применения. За последние годы достижения в области исследовательских методик и в особенности — появление мощных инструментов, таких как сканирующий электронный микроскоп, позволили глубже заглянуть в структуру системы пор.

Наблюдения, основанные на исследовании шлифов и применении электронной микроскопии, позволяют выделить несколько параметров, которые могут использоваться для характеристики системы пор:

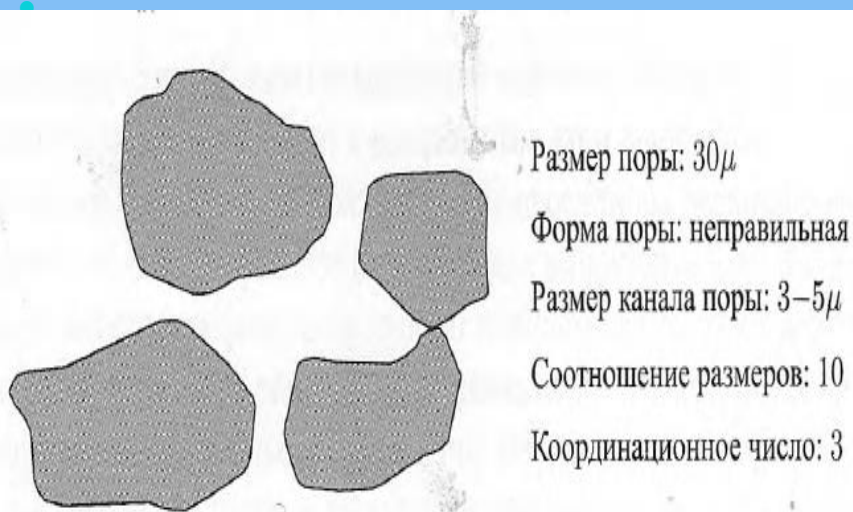
- **Размер пор.** Этот параметр определяет среднюю величину пор, выражаемую в микрометрах.
- **Форма пор.** Этот параметр качественно описывает преобладающую форму пор, которая может быть треугольной, многогранной, неправильной...

Петрофизическая оценка

- **Размер поровых каналов.** Это контролирующий фактор с точки зрения общей проводимости поровой сети. Он выражается в микронах.
- **Соотношение размеров.** Соотношение размеров поры и ее каналов. Не имеет специальной единицы измерения.
- **Координационное число.** Этот параметр определяет среднее количество каналов, которые пересекают пору.

На рисунке 7.1 изображена окруженная четырьмя фрагментами породы идеальная пора, на примере которой представлены описанные выше параметры.

В некоторых случаях наличие достаточно большого числа анализов делает возможной классификацию коллекторов на основании комплексной характеристики системы пор.



Хотя в большинстве случаев количество анализов не позволяет провести исчерпывающую характеристику, контроль и оценка имеющихся данных нередко дают полезные сведения о геометрии системы пор, что затем может найти применение при построении петрофизической модели пласта.

7.1.1.2. Минералогия

Из тысяч минералов, которые были найдены в природе, в коллекторах обычно содержится только сравнительно небольшое количество их разновидностей, благодаря отбору, обусловленному различными седиментационными и постседиментационными процессами.

Рис.7.1. Характеристика системы пор

Петрофизическая оценка

Тем не менее, выявление основных разновидностей минералов и понимание их взаимозависимостей представляет большой интерес при определении характеристик коллектора.

При описании минералогического комплекса пород можно выделить две генетические группы минералов — аллогенные и аутигенные.

Первые представляют собой зерна минералов, которые образуют скелет породы, сформировавшейся в ходе первичного седиментационного процесса. Вторые - формируются уже после осаждения внутри самой этой породы в результате диагенетических процессов, связанных с изменением физических или химических условий.

При изучении типичных минералогических ассоциаций коллекторов выделяются два момента:

Влияние на интерпретацию каротажных диаграмм. Минералогический состав коллектора оказывает влияние на интерпретацию каротажных диаграмм так как она осуществляется с опорой на априорные знания о литологии пласта. Поэтому ошибочное определение литологического состава приводит к серьезному искажению интерпретации.

Также следует обратить внимание на присутствие тяжелых минералов, таких как сидерит и пирит. Последний влияет не только на плотность, но также и на диаграммы сопротивлений, поскольку он отличается высокой электрической проводимостью. Его присутствие приводит к более низким, чем ожидалось, показателям удельного электрического сопротивления и, соответственно когда это не принимается в расчет, слишком высоким показателям водонасыщенности.

И наконец, присутствие и характер глинистых минералов оказывает влияние на показания почти всех каротажных приборов, так что априорные знания о типах и особенностях распределения глинистых минералов оказываются очень полезным на стадии количественной интерпретации.

Влияние на петрофизические характеристики. Распределение минералов внутри горной породы и их взаимосвязь с поровым пространством оказывает прямое влияние на петрофизические свойства горной породы.

Петрофизическая оценка

Типичным примером в этом отношении является наличие рассеянных аутигенных глин в коллекторе. Даже когда объемное процентное содержание этих глин является пренебрежимо малым, их влияние на добывные характеристики коллектора может быть значительным.

На рис. 7.2 показано типичное распределение рассеянных глин в системе пор коллектора и их относительное влияние на

петрофизические свойства. Другие примеры относятся к процессу диагенеза, который оказывает влияние на один или несколько исходных минералов.

Так, растворение первичного кремнистого известняка приводит к возникновению широко разветвленной **системы микропор, которая накладывается на первоначальную межзерновую систему.**

Эта микропористость составляет в среднем 40 %, но вследствие малых размеров пор она заполнена углеводородами только на значительной высоте над зеркалом свободной воды.

Как следствие, возникает система двойной пористости, которая, в свою очередь, влияет на нефтеотдачу продуктивного пласта.

И наконец, в карбонатных системах даже в большей степени, чем в терригенных коллекторах, изучение истории диагенеза, оказавшего влияние на породу, часто оказывается ключом к пониманию поведения месторождения в ходе эксплуатации.

Минералогическую информацию, полученную при анализе образцов керна или шлама, также следует

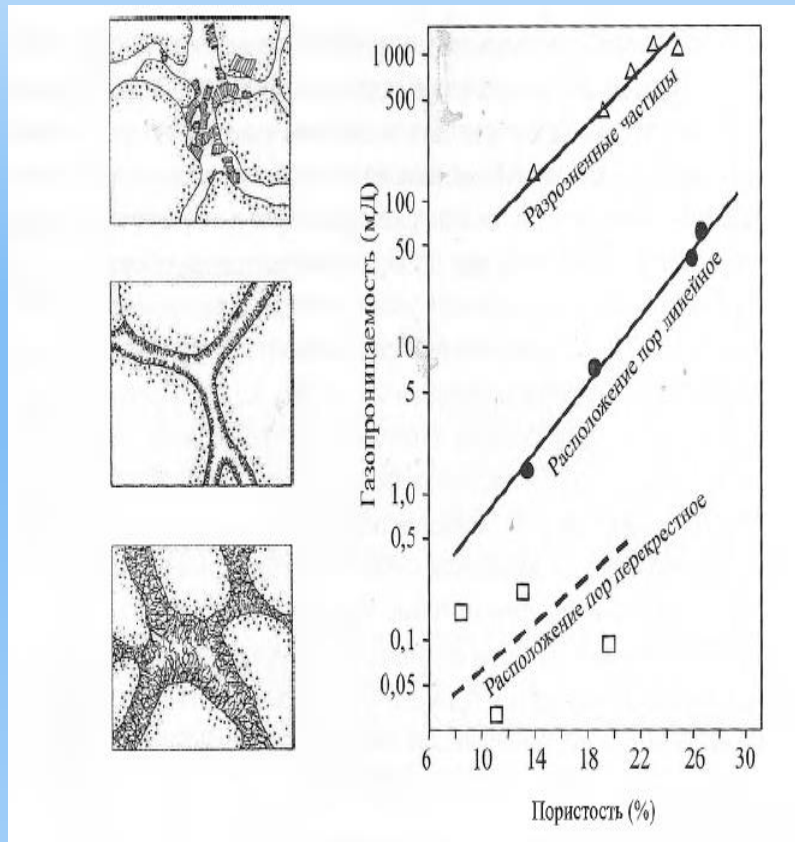


Рис. 7.2. Аутигенные глины и их влияние на петрофизическое свойство

Петрофизическая оценка

использовать для настройки методики интерпретации каротажа, в пересчете на объем.

Большинство из доступных программных пакетов для интерпретации позволяют проводить мульти- минеральные расчеты, так что полученная в результате литологическая колонка может дать достоверное представление о распределении основных минералов по стволу скважины.

Правильная интерпретация объемного состава породы является лучшей гарантией достоверности петрофизической интерпретации, а также может оказать большую помощь геологам на стадии геологической корреляции.

7.1.1.3. Методы исследования

Существует много лабораторных методов изучения характеристик системы пор, а также типа, распространенности и местоположения минералов в коллекторе.

Петрография шлифа. Этот метод до сих пор используется чаще всего. Анализ проводится на образцах шлифа, керна, отбираемого при бурении и боковыми керноотборниками.

По результатам анализа получают *сведения по строению, текстуре, сортировке и диагенетической истории осадка. Оценивают различных типы систем пор и их взаимосвязи с аутигенными минералами или цементом.*

Сканирующий электронный микроскоп (SEM). Этот относительно новый метод дает возможность детально исследовать систему пор и особенности минералогического состава, что позволяет получить точную информацию о количестве, размере и морфологии присутствующих в коллекторе пор. Вместе с петрографией шлифа этот метод делает возможным всесторонний анализ процессов осадконакопления и диагенетических процессов, оказавших влияние на формирование коллектора.

Дифракционный рентгеновский анализ (XRD). Это наиболее распространенный метод определения общего минералогического состава образцов керна, который отличается быстротой и достоверностью, а также позволяет точно выявить глинистые фракции.

Петрофизическая оценка

Другие лабораторные методы, которые успешно применяются в этой области, — это послойная томография (CT scanning) и ядерный магнитный резонанс (ЯМР).

7.1.2. Характеристики системы пор

7.1.2.1. Размер зерен и отсортированность

Структурный анализ, является важнейшим источником информации, необходимой для понимания структуры порового пространства. Размеры зерен, из которых состоит коллектор, и их распределение являются одними из самых значимых факторов, влияющих на такие параметры коллектора, как емкость и гидропроводность.

Несмотря на то что петрофизические характеристики коллектора зависят от размера и распределения *порового пространства*, выяснилось, что они также связаны с аналогичной твердой составляющей, то есть размером

зерен и их распределением.

Размеры зерен и сортировка, как правило, измеряются в лаборатории путем ситового анализа, который позволяет узнать размеры и распределение зерен, слагающих коллектор (рис. 7.3).

Форма интегральной функции распределения позволяет быстро оценить среднее значение размера зерен, а также определить форму гранулометрического распределения, которое, в свою очередь, является показателем сортировки осадочных пород.

Среди других методов измерения следует выделить рассеяние лазерного излучения при воздействии на измельченные образцы.

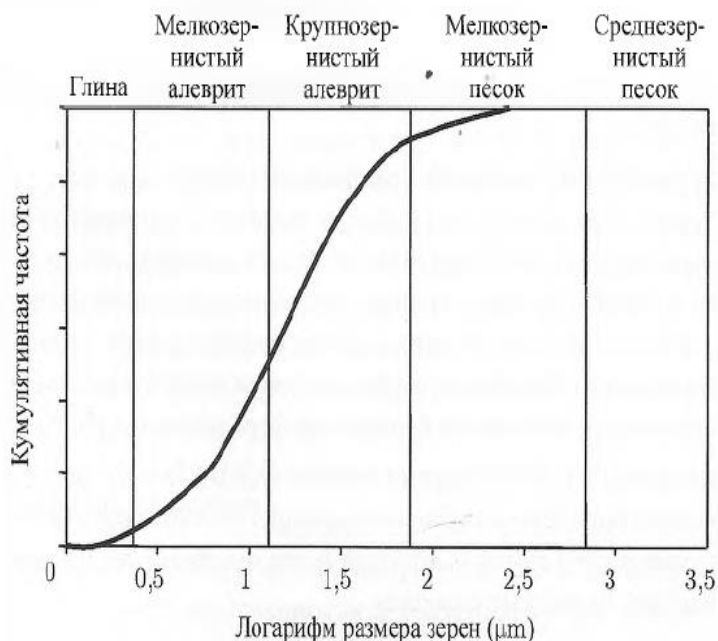


Рис.7.3. Типичная кривая ситового анализа

Петрофизическая оценка

Недавно были сделаны попытки получить структурные параметры, основываясь на скважинных измерениях с применением ядерного магнитного резонанса. При этом были получены эмпирические соотношения времени релаксации T_2 и зернистости, которые в некоторых случаях могут успешно конкурировать с данными кернового анализа.

Смысл изучения структурных параметров породы-коллектора состоит в том, что они нередко связаны с петрофизическими свойствами пласта и могут обеспечить достоверную количественную оценку ряда самых важных свойств.

Классическое отношение, которое связывает пористость, проницаемость и строение горной породы, — это уравнение Козени-Кармана. Это уравнение исходит из предпосылки, что поток жидкости через пористую среду можно представить как ламинарный поток, протекающий через пучок трубок различного радиуса, что позволяет определить проницаемость K данного образца как функцию пористости ϕ и других структурных параметров горной породы:

$$k = \phi^3 / K_0 \tau s^2, \quad (7.1.)$$

где s — это площадь поверхности пор на единицу объема порового пространства, τ — это извилистость порового пространства образца, равная $(La/L)^2$, соотношение между фактической длиной пути движения флюидов и длиной образца, а K_0 — это коэффициент формы, который принимает значения от 2 до 3 и обычно равен 2,5.

Альтернативная форма уравнения (4.1) может быть получена, **если параметр s определяется как отношение площади поверхности пор к объему зерен породы:**

$$k = \phi^3 / K_0 \tau s^2 (1 - \phi^2). \quad (7.2)$$

Петрофизическая оценка

Дальнейшее преобразование этого уравнения, основанное на простых геометрических преобразованиях, предполагает определение эквивалентного сферического диаметра d :

$$k = \phi^3 d^2 / K_0 \tau (1 - \phi^2) 6^2. \quad (7.3)$$

В таком виде уравнение Козени-Кармана может применяться для *расчета проницаемости с опорой на гранулометрические данные и имеет преимущества, когда речь заходит о хорошо отсортированных осадочных породах.*

Также были разработаны другие теоретические модели, которые связывают размер зерен и отсортированность с проницаемостью. Эти модели могут использоваться для определения проницаемости при наличии замеров пористости и размеров зерен. К числу наиболее интересных принадлежат модели Берга и Ван Баарена, в которых параметры зернистости и пористости, используются для прогноза проницаемости.

Диапазон распределения гранулометрического состава (параметр отсортированности) объясняет уменьшение проницаемости, которое вполне естественно ожидать, когда небольшие зерна породы занимают поровое пространство, таким образом увеличивая показатель отношения площади поверхности к объему, как следует из уравнения Козени-Кармана.

В области экспериментального анализа одно из самых значительных исследований, в котором связываются структурные и петрофизические параметры, было проведено Биардом и Вейлом. Они просеяли множество песчаных образцов и обнаружили **общее увеличение проницаемости и пористости по мере улучшения отсортированности.**

С физической точки зрения это может объясняться закупориванием все более мелких пор по мере уменьшения размеров зерен породы, что приводит к уменьшению и пористости и проницаемости. Кроме того, они отметили регулярное увеличение проницаемости по мере увеличения размеров зерен от очень мелких до крупных, тогда как пористость оставалась неизменной.

Петрофизическая оценка

Это вполне соответствует известной концепции, согласно которой, если речь идет о хорошо отсортированных образцах, пористость не зависит от размера зерен, а проницаемость зависит.

Что касается карбонатных пород, исследования, проведенные на материале некавернозных пород, дали результаты, сходные с теми, которые были получены для рассмотренных выше терригенных пород. На рис. 7.4 легко проследить фундаментальную зависимость проницаемости от размеров зерен породы. Наличие каверн способствует увеличению общей пористости, предположительно не оказывая значительного влияния на проницаемость.

7.1.3. Пористость

Пористость определяется как отношение объема порового пространства к общему объему коллектора. Этот параметр является безразмерным и может выражаться в долях единицы или в процентах.

Однако, несмотря на такое простое определение, пористость может оказаться сложным параметром для количественного измерения, потому что объем поровой части коллектора представляет собой сложную сеть различной формы, размера и происхождения. Вследствие такой сложности существуют несколько систем классификации.

Самая общая и простая классификация системы пор может основываться на генетическом процессе, ответственном за формирование пористости. С этой точки зрения мы можем выделить два основных типа пористости, первичную и вторичную.

Первичная пористость — это начальная пористость, сохранившаяся в осадочных породах после их отложения и первоначального уплотнения. Она сильно зависит от

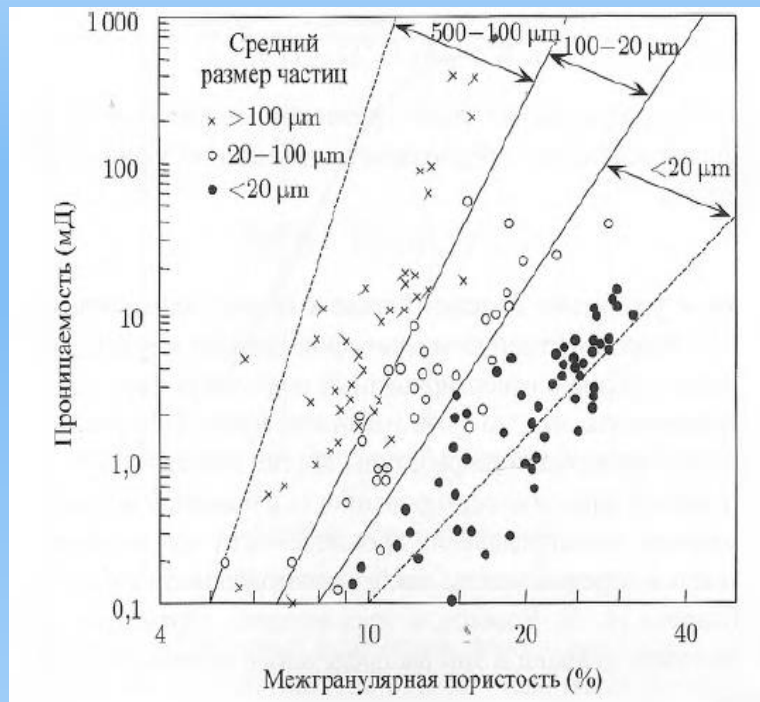


Рис. 7.4. Отношения K — ϕ на коллекции некавернозных карбонатных пород

Петрофизическая оценка

структурных характеристик отложений (размер, форма и сортировка зерен) и имеет тенденцию уменьшаться в зависимости от возраста и глубины залегания. Иногда она сохраняется при ранней миграции углеводородов.

Вторичная пористость связана с тектоническими напряжениями, которые оказывали влияние на отложения после погружения, и/или с циркуляцией подземных вод. Первые процессы обычно создают трещины и стилолиты, а вторые ответственны за растворение, осаждение, вторичную кристаллизацию, выщелачивание и доломитизацию, которые могут оказывать влияние на коллектор.

Вторичная пористость обычно более значима в карбонатных породах, чем в терригенных осадках вследствие хрупкости этих пород и их относительно высокой растворимости.

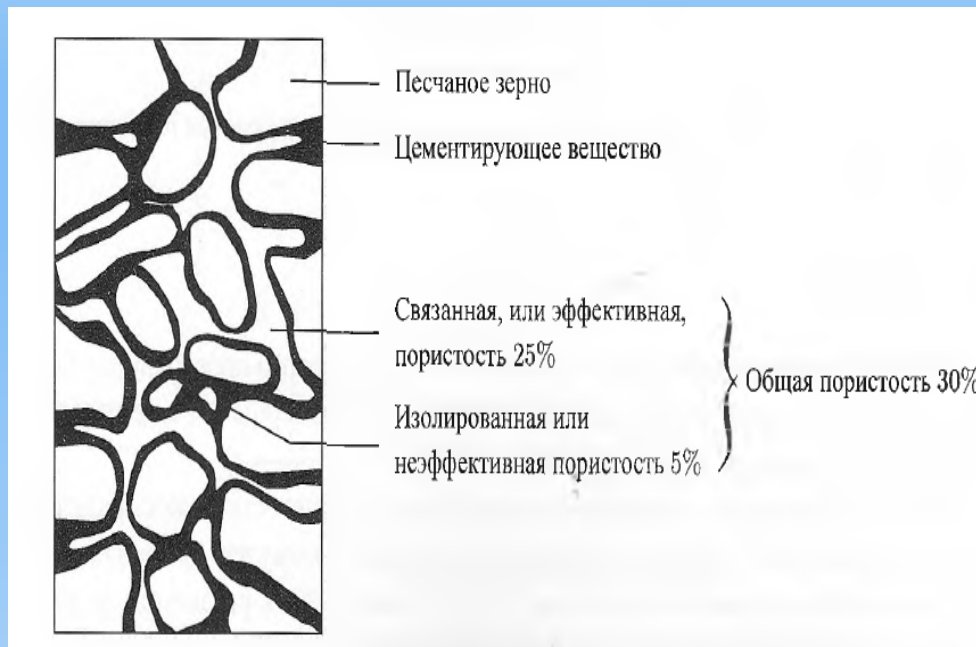


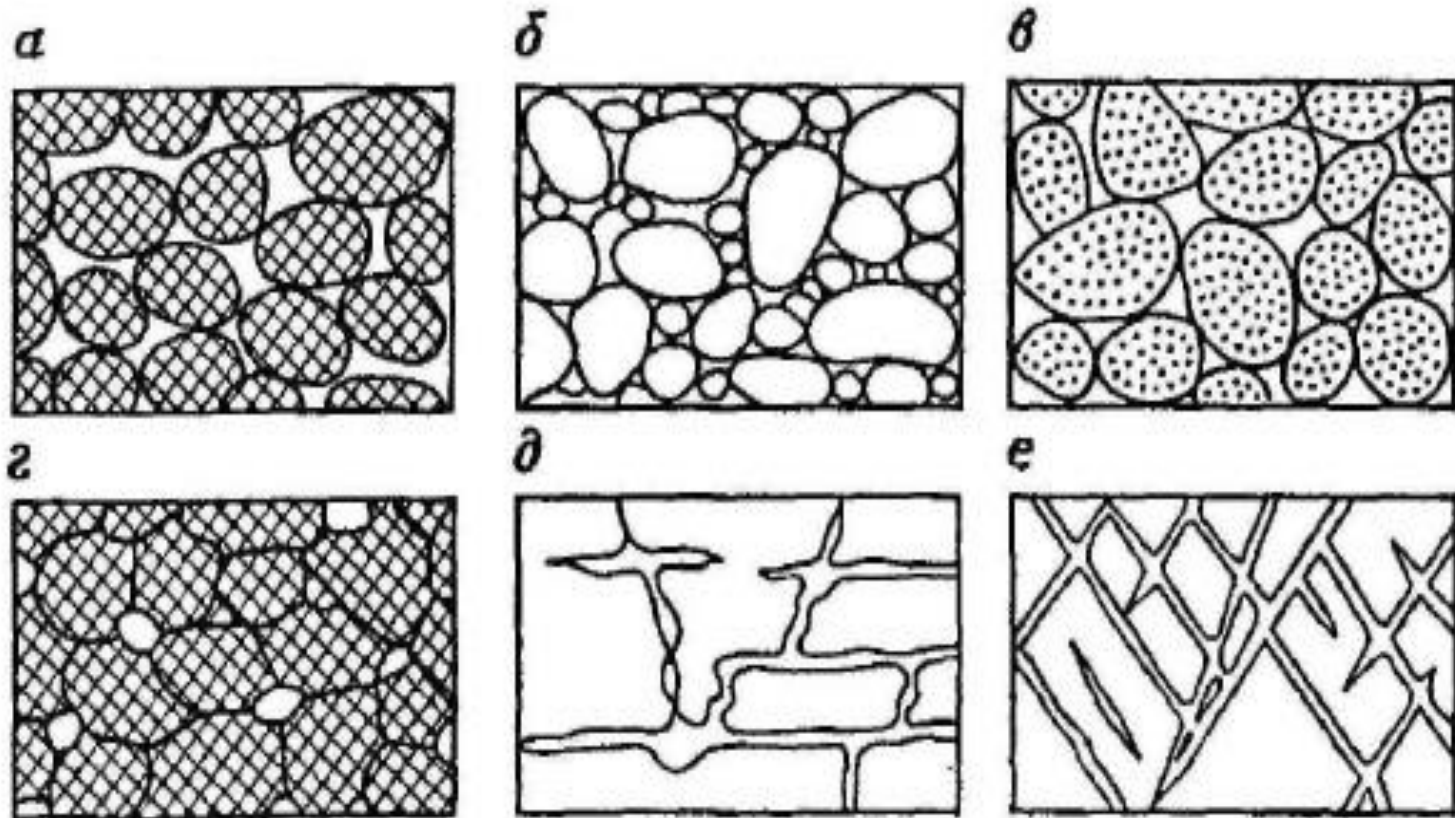
Рис.7.6. Эффективная, изолированная и общая пористость чистого песчаника

Простой способ классификации пористости коллекторов основывается на представлении открытых и изолированных пор, что позволяет провести различия между общей и связанной, или эффективной пористостью (в российской научной традиции открытая и эффективная пористости различаются между собой).

Эта ситуация показана на рис. 7.6, где приводится идеализированная система пор в чистом песчанике с простой диагенетической предысторией.

Коллекторы нередко отличаются определенной степенью закрытой пористости вследствие присутствия цементирующих веществ, которые изолируют некоторые части порового пространства.

Виды пористости в горных породах



- а) хорошо окатанный и отсортированный песок с высокой пористостью;
- б) плохо отсортированный песок с низкой пористостью;
- в) хорошо отсортированная порода, зерна которой также пористы;
- г) хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минерального вещества в пространстве между зёрнами;
- д) поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением;
- е) порода, ставшая пористой в следствии возникновения трещин.

Пористость эффективная – максимальный объем пор, в которых может находиться свободная (подвижная) жидкость

$$V_{\text{пор.эф.}} = V_{\text{пор.объем.}} - V_{\text{ов}},$$

где $V_{\text{ов}}$ – объем пор, занятых остаточной водой. $V_{\text{пор.объем.}}$ – общая пористость.

Пористость динамическая – объем ($V_{\text{пор.D.}}$) пор, который занимает фильтрующаяся при определенном давлении жидкость.

$V_{\text{пор.D}}$ – величина переменная и зависит от давления, состава жидкости, температуры и даже от последовательности фильтрации.

Как правило $V_{\text{пор.D}} < V_{\text{пор.эф.}}$.

В связи с этим вводятся понятия:

- Коэффициент общей пористости $V_{\text{пор.}} = K_{\text{п}} V_{\text{с}},$
- Коэффициент открытой пористости $V_{\text{пор.о}} = K_{\text{п.о.}} V_{\text{с}}$
- Коэффициент закрытой пористости $V_{\text{пор.з}} = K_{\text{п.з.}} V_{\text{с}}$
- Коэффициент эффективной пористости $V_{\text{пор.эф.}} = K_{\text{п.эф.}} V_{\text{с}}$
- Коэффициент динамической пористости $V_{\text{пор.D.}} = K_{\text{п.D}}$

Глинистость, поровый состав

Глинистость – коэффициент, содержания микрочастиц размером $d < 0,01$ мм. в составе горной породы (осадочный). $K_{\text{гл.}} = V_{\text{гл.}} / V_{\text{ск.}}$

или в массовых долях $K_{\text{гл.}} = m_{\text{гл.}} / m_{\text{обр.}}$

Поровый состав – распределение по размерам. Изучают поровый состав с помощью микроскопа на шлифах и аншлифах путем капиллярного вдавливания ртути, воды. Процесс сложный и неоднозначный. В большинстве случаев результат исследования зависит от качества подготовки образца, его истории после отбора, квалификации и опыта исследователя.

Петрофизическая оценка

Сущностная черта этих изолированных пор состоит в том, что они не участвуют в движении флюидов.

В карбонатных породах описание системы пор более сложное. В большинстве случаев в одной и той же карбонатной породе сосуществует и может быть выделено несколько типов пористости.

Самой полезной, применительно к описанию коллекторских свойств пласта, возможно, является классификационная схема, предложенная Чокетт и Прей. В этой классификации различают 7 типов пористости в зависимости от их происхождения и размеров: межгранулярная, внутригранулярная, межкристаллическая, отпечатковая, фенестровая, трещинная и кавернозная***.

7.1.3.1. Определение пористости по керну

Пористость измеряется в лаборатории на небольших образцах коллектора цилиндрической формы, более или менее равномерно выпиленных из керна.

Ранее для измерения пористости использовалось несколько методов, основанных на определении двух из трех базовых объемных параметров: **общего объема, объема матрицы породы и порового объема**.

В настоящее время большинство используемых в лабораториях методов основывается на измерении порового объема, который позволяет определить значение эффективной, или связанной, пористости. Эти методы основаны или на экстракции флюида из образца породы, или на закачке флюида в поровый объем.

Другие виды анализа, основанные на вычислении объема образца, измельченного до размеров отдельных зерен, позволяют измерить общую пористость.

Методы экстракции предполагают использование приборов, основанных на законе Бойля-Мариотта. Наиболее часто применяемыми флюидами являются газы, имеющие пренебрежимо малую адсорбирующую способность, такие как азот или гелий. Перед тем как проводить измерения, образцы необходимо очистить и высушить, но их также можно использовать и для дальнейших анализов. Эти методы применяются уже более сорока лет и до сих пор они являются самыми распространенными. Как правило, они позволяют получить достаточно достоверные результаты и могут использоваться для измерений в пластовых условиях.

Суть методов, основанных на закачке флюида в поровое пространство, которые также называются методами

Петрофизическая оценка

измерения пористости насыщением, состоит в насыщении очищенного и высушенного образца флюидом известной плотности и определении порового объема исходя из зафиксированного изменения веса образца. Благодаря простоте и точности этот метод все еще широко применяется.

Ограничения возникают в тех случаях, когда не представляется возможным достичь полного насыщения или когда речь идет об образцах с очень высокой проницаемостью, могут возникнуть сложности с определением веса образца в насыщенном состоянии. Кроме того, обычно осуществляются измерения только в поверхностных условиях.

Точность и репрезентативность определения пористости по керну

Данные керна анализа обычно считаются эталонными значениями пористости. Однако, необходимо учитывать ряд факторов, которые могут значительно повлиять на результаты лабораторных измерений.

В частности, вторичная пористость может потребовать особого внимания, так как процессы, приводящие к ее появлению, могут происходить в намного большем масштабе по сравнению с размерами образца керна.

При оценке репрезентативности и точности имеющихся в распоряжении данных керна анализа необходимо принять во внимание

- **Точность.** Замеры, проводящиеся в различных лабораториях и/или с использованием различных методов, могут давать различные результаты. В сравнительном исследовании, осуществленном пятью ведущими лабораториями, замеры пористости проводились на множестве образцов с различными литологическими и петрологическими свойствами.
- Как и ожидалось, был выявлен разброс результатов произведенных измерений пористости, главным образом связанный с различием использованных методов. Различия результатов, полученных разными методами, составили в среднем 80 %, однако применительно к некоторым образцам различия достигли показателя в 200%, что может считаться существенной ошибкой при измерении пористости.

Объем исследуемого материала. Лабораторные методы обычно позволяют получить достоверные данные измерения пористости применительно к терригенным породам с преобладанием первичной, гранулярной пористости. В этом случае, даже если измерения проводятся на очень маленьком объеме коллектора, полученные результаты являются верными в среднем для тысяч пор и поэтому имеют статистическую значимость.

Петрофизическая оценка

Это также касается карбонатных пород, где преобладает первичная пористость (межгранулярная или оолитовая).

Однако, в случае присутствия вторичной пористости, к достоверности результатов лабораторных исследований следует отнестись с осторожностью. Вторичная пористость нередко бывает связана с процессами, для которых характерна пространственная изменчивость в масштабе, значительно превышающем размеры образцов керна, поэтому в таких случаях полученные результаты не могут считаться репрезентативными.

Каверны и пустоты растворения, например, обычно имеют гораздо больший размер, чем первичные межгранулярные поры, и могут быть неравномерно распределены в пределах пласта (рис. 4.7).

В некоторых случаях, если измерения проводятся на полноразмерных образцах керна, результаты отличаются

большой репрезентативностью, так как объем исследуемого материала больше.

Это верно как для кавернозных карбонатных, так и для обломочных пород, таких как конгломератные отложения, где размер слагающих их обломков иногда может быть больше, чем типичный размер образца керна.

Трещины.

Еще одним чрезвычайно важным моментом анализа керна является наличие трещин. До сегодняшнего дня не существует удовлетворительного метода, который позволял бы достоверно оценить долю вторичной пористости, связанной с трещинами.

В этом случае проблема является двоякой. С одной стороны, даже в большей степени, чем это касается растворения,²¹

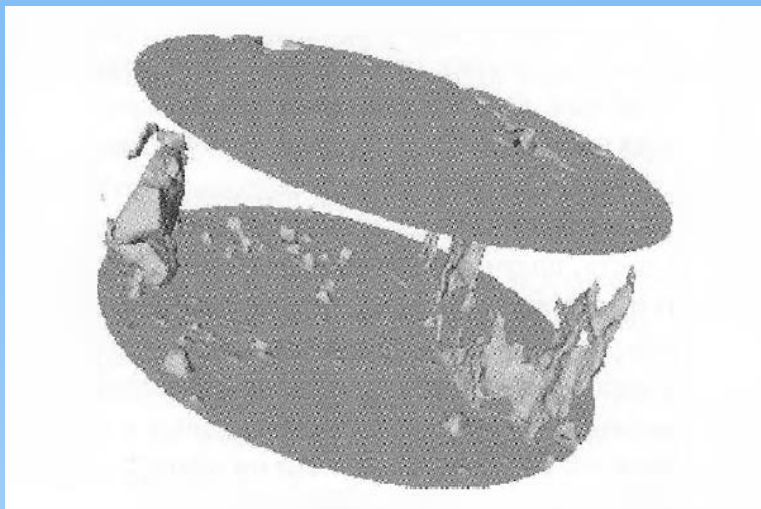


Рис.4.7-Трехмерное изображение распределения пористости в кавернозной карбонатной породе

Петрофизическая оценка

образование трещин — это такой процесс, который должен быть охарактеризован в гораздо большем масштабе, чем размеры образца керна (цилиндрической формы или полноразмерного).

С другой стороны, извлечение и манипуляции с образцом керна до его прибытия в лабораторию неизбежно изменяют объем трещины, в особенности это касается проводящих трещин (наиболее важных). По этим причинам трещинная пористость обычно определяется при помощи зависимостей и диаграмм, основанных на законе Пуазейля.

Условия измерения.

В большинстве случаев замеры пористости осуществляются в лабораторных (поверхностных) условиях. Поэтому необходимо делать поправку для того, чтобы учесть увеличение пористости вследствие декомпрессии, которая произошла, когда керн был извлечен на поверхность.

В случае консолидированных пород такая поправка может быть значимой или нет в зависимости от структурной жесткости матрицы породы и градиента давления.

- Однако в случае несцементированных или частично сцементированных породах, эта поправка всегда имеет большое значение и должна применяться. Поправки на уплотнение породы могут применяться с использованием теоретических моделей или могут определяться путем измерения эффективной пористости при пластовых давлении и температуре на некоторых образцах, а также с выводением некоторого закона эмпирических связей.

7.1.3.2. Пористость по данным ГИС

В настоящее время доступно множество каротажных приборов, которые дают возможность косвенно оценить пористость путем регистрации некоторых физических свойств породы. Они обычно работают в открытом стволе скважины, но некоторые из них также могут применяться в обсаженных скважинах.

Как следствие, в особенности это касается старых месторождений, часто приходится сталкиваться с проблемой интеграции профилей пористости,

Петрофизическая оценка

полученных различными приборами или различными поколениями одного и того же скважинного прибора, возможно, при различных окружающих условиях.

Поэтому еще до сравнения с данными кернового анализа важно понять, какие каротажные кривые имеются в наличии, и удостовериться, что приняты все возможные меры для калибровки данных и, соответственно, для получения достоверных показателей пористости по данным каротажа.

А. Традиционные каротажные приборы

К традиционным каротажным приборам относятся акустический, нейтронный и плотностной зонды. Различные поколения, этих приборов используются при промысловых работах уже более тридцати лет, при этом до сих пор они являются источником наиболее часто встречающихся измерений.

Прибор акустического каротажа. Измеряет скорость распространения акустических волн в горных породах. Скорость продольных волн является функцией прочности и плотности материала: чем более прочным является материал и чем меньше его плотность, тем выше эта скорость.

Пористость имеет тенденцию уменьшать общую прочность породы, и поэтому она обратно пропорциональна скорости. Эмпирическое соотношение, позволяющее рассчитать пористость, — это хорошо известное отношение Вилли:

$$\theta = (t - t_{ma}) / (t_f - t_{ma}),$$

где t , t_f и t_{ma} — это измеренное время, время пробега по флюиду и время пробега по матрице породы соответственно. Поэтому расчет пористости требует априорного знания литологического состава коллектора и насыщающего его флюида.

Если речь идет о хорошо сцементированных породах, в особенности это касается карбонатных пород, отношение Вилли справедливо и прибор акустического каротажа позволяет достаточно точно определить пористость.

Однако, когда речь идет о расположенных на небольшой глубине несцементированных песчаниках, а также во всех тех случаях, когда порода не достигла полной степени уплотнения, акустика может значительно переоценить пористость пласта. То же самое случается и при наличии в пласте газа или легких углеводородов,

Петрофизическая оценка

потому что они значительно снижают скорость распространения акустической волны.

Интересная особенность прибора акустического каротажа состоит в том, что в некоторых случаях, особенно в карбонатных породах, он позволяет измерить вторичную пористость.

Этот прибор имеет способность игнорировать изолированные пустоты или трещины в породе, так как акустические волны всегда проходят через породу по кратчайшей траектории. Когда имеются в наличии данные независимых измерений пористости при помощи нейтронного и плотностного каротажа, различия между этими двумя видами пористости дают возможность произвести качественное измерение степени вторичной пористости, образовавшейся в данном пласте.

Прибор плотностного каротажа

Позволяет оценить объемную плотность породы за счет регистрации ослабления гамма-излучения между источником и приемником. Гамма-лучи рассеиваются и поглощаются в пласте как функция электронной плотности этого пласта, которая тесно взаимосвязана с объемной плотностью. В свою очередь, отношение плотности к пористости выражается простым уравнением:

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)},$$

- где ρ_{ma} , ρ_b , ρ_f — это плотность матрицы породы, объемная (измеренная) плотность и плотность флюида соответственно. Так же как и при акустическом каротаже, определение пористости по плотностному методу предполагает знание литологических свойств пласта и типа флюида.

Также, если пласт насыщен газом или легкими углеводородами, это повлияет на измеренную объемную плотность, так что рассчитанная пористость будет значительно превышать реально существующую.

В отличие от акустического, прибор плотностного каротажа позволяет определить общую пористость, поскольку измеренная объемная плотность является средней для всех типов поровых пространств, присутствующих в горной породе.

Петрофизическая оценка

Прибор нейтронного каротажа.

Измеряет способность поглощения горными породами потока быстрых нейтронов, непрерывно испускаемых радиоактивным источником. Проходя через пласт, эти нейтроны замедляются за счет столкновения с ядрами элементов до тех пор, пока не достигнут очень низкого (теплового) уровня энергии и не поглотятся.

Самым эффективным элементом, который способствует замедлению этих нейтронов, является водород, так как его масса близка к массе нейтрона. Поэтому плотность нейтронов в пласте обратно пропорциональна пористости, так как в чистых пластах весь водород содержится в поровых флюидах.

Как акустический и плотностной приборы, прибор нейтронного каротажа чувствителен к литологическому составу пласта, так как матрица породы вносит свой вклад в замедление и захват нейтронов.

Кроме того, этот прибор обладает повышенной чувствительностью к окружающим условиям и присутствию газа, который понижает плотность ядер водорода в поровом пространстве. Так же как и плотностной, прибор нейтронного каротажа измеряет общую пористость пласта.

За исключением чистых песчаников, насыщенных водой или нефтью, нейтронный каротаж для определения пористости следует применять с осторожностью. Однако совместное использование плотностного и нейтронного каротажа позволяет получить гораздо более достоверные результаты, потому что можно определить пористость, не обладая знаниями о литологии. Более того, совместное использование этих двух методов дает возможность внести поправки с учетом влияния наличия в пласте глины и газа.

По этим причинам совместное применение методов плотностного и нейтронного каротажа до сих пор представляет собой наиболее часто используемый метод для определения пористости.

В. Современные каротажные приборы

За последние годы на рынке появилось новое поколение каротажных приборов, которые позволяют получить полезные данные для оценки пористости: это приборы импульсного нейтронного и ядерно-магнитного

Петрофизическая оценка

каротажа.

Приборы импульсного нейтронного каротажа. Представляют собой дальнейшее развитие импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и прибора углеродно-кислородного метода, которые применяются для определения насыщения в обсаженных скважинах с 1970-х годов.

Так же как и нейтронный каротаж, физика этих приборов основана на облучении пласта быстрыми нейтронами с последующим определением плотности тепловых нейтронов или спектра гамма-квантов. Поэтому в данном случае может быть получена кривая пористости с теми же показателями, что и классическая кривая пористости по нейтронному каротажу в открытом стволе скважины.

К этой кривой пористости применимы те же ограничения, которые уже были описаны при обсуждении нейтронного каротажа, поэтому ее необходимо использовать с осторожностью, когда речь заходит о пластах, насыщенных газом или в глинистых пластах.

Главным преимуществом импульсного нейтронного каротажа является возможность его проведения в обсаженной скважине. Ни один другой прибор не дает такой возможности. Поэтому он может использоваться в старых скважинах, для которых не были получены кривые пористости, позволяя одновременно получить профили насыщенности и пористости.

Прибор ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Является, пожалуй, самым интересным и наиболее многообещающим каротажным прибором за последнее десятилетие. Хотя принципы магнитного резонанса известны уже много лет, развитие технических средств шло медленно, и только в последние годы они получили широкое распространение.

По сути, этот прибор индуцирует в пласт сильное пульсирующее магнитное поле, которое определяет положение протонов водорода. Вторичное магнитное поле, перпендикулярное предыдущему, разворачивает протоны на 90° относительно ориентации, обусловленной действием постоянного магнита.

Прибор измеряет время, которое необходимо протонам для того, чтобы сменить фазу из вторичного магнитного поля (время T_2), а также время, необходимое для возвращения в их исходное положение (время T_1) после прекращения действия магнитных полей. Время T_2 , также называемое временем релаксации, является устойчивой функцией отношения поверхности к объему в поровом пространстве, а соответственно и пористости.