

# **Системный подход к изучению нефтегазоносных пластов**

**Петрофизическая оценка. Комплексирование данных каротажа и керна.**

**Проницаемость. Лабораторные измерения на образцах керна.**

**Измерения с применением скважинных приборов**

## **Лекция 10**

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

# Распределение свойств горных пород

## 10. Распределение свойств горных пород

Задачей петрофизической интерпретации является оценка различных петрофизических свойств породы и их взаимосвязей. Следующим шагом в изучении пласта является анализ латерального изменения этих свойств для создания двух- или трехмерной модели их распределения по пласту. На этой стадии недостаток информации по межскважинному пространству является наиболее сложной проблемой.

В течение долгого времени межскважинная интерполяция была единственным доступным методом картирования пласта. Фактически концептуальная геологическая модель была единственной основой для соответствующей интерполяции полученных скважинных данных. Это осуществлялось или построением карт вручную, или, позднее, с применением более сложных алгоритмов компьютерного картирования.

Ситуация изменилась, когда активно стали внедряться методы геостатистики при детальном описании пласта. Геостатистика позволяет изучить пространственные изменения определенного свойства пласта (или совокупности свойств) и использовать полученные соотношения для создания модели пласта.

Помимо этого, геостатистика дает возможность объединять различные источники информации и может считаться эффективным интегрированным средством описания коллекторских свойств пласта.

Еще одним относительно новым методом, который позволил значительно улучшить качество моделей пространственного распределения свойств пласта, является геофизика.

Наличие мощных вычислительных ресурсов и новых методов обработки данных освободило сейсморазведку от решения ее традиционной основной задачи, то есть структурного картирования, а новые методы, основанные на моделировании сейсмических атрибутов, позволяют получать более полное представление о строении межскважинной области.

# Распределение свойств горных пород

## 10.1. Пористость

По интерпретации петрофизических данных в скважинах, которые, возможно, были усреднены для некоторых вертикальных секций (слоев пласта) можно получить схему пространственного распределения пористости различными способами, в зависимости от количества и качества имеющихся в распоряжении данных, желаемой степени точности, а также времени и ресурсов, выделенных на реализацию данного этапа.

### 10.1.1. Двухмерная интерполяция

Самый простой способ получить карту пористости для определенного пласта состоит в интерполяции скважинных данных. Это обычно делается средствами программного обеспечения, хотя многие геологи до сих пор предпочитают создавать структурные карты вручную, а затем переносить их в электронный вид при помощи дигитайзера.

Это достаточно трудоемкая процедура, однако она дает геологу максимум контроля над создаваемой схемой распределения пористости и возможность придерживаться при этом концептуальной геологической модели.

В случае, когда скважины располагаются достаточно плотно и когда пространственные изменения обусловлены крупномасштабными процессами, такими как первичное осадконакопление обломочных отложений, прямая интерполяция значений пористости по скважинным данным позволяет создавать достаточно точные карты.

Однако следует проявлять осторожность, проводя неконтролируемую экстраполяцию в тех областях, где не отбирались образцы керна.

Альтернативой широко используемому программному обеспечению для автоматического картирования является простейшее приложение геостатистики, такое как простой кригинг. В этом случае корреляционная функция описываемой переменной, в данном случае это пористость, строится на основании имеющихся данных, а не предполагается *a priori* алгоритмом построения сетки.

# Распределение свойств горных пород

Эта корреляционная функция (вариограмма или ее противоположность, ковариация) позволяет оценить пространственную протяженность данной переменной, а также ее анизотропию, зависящую от направления. Кроме того, простой кригинг дает возможность вычислить локальную меру неопределенности (дисперсия кригинга).

Когда имеется достаточно данных для построения экспериментальной вариограммы, кригинг позволяет получить более достоверные результаты по сравнению с традиционными алгоритмами интерполяции. На рис. 10.1 сопоставляются две карты пористости, одна из которых получена в результате традиционного картирования (слева), а вторая — при помощи простого кригинга (справа).

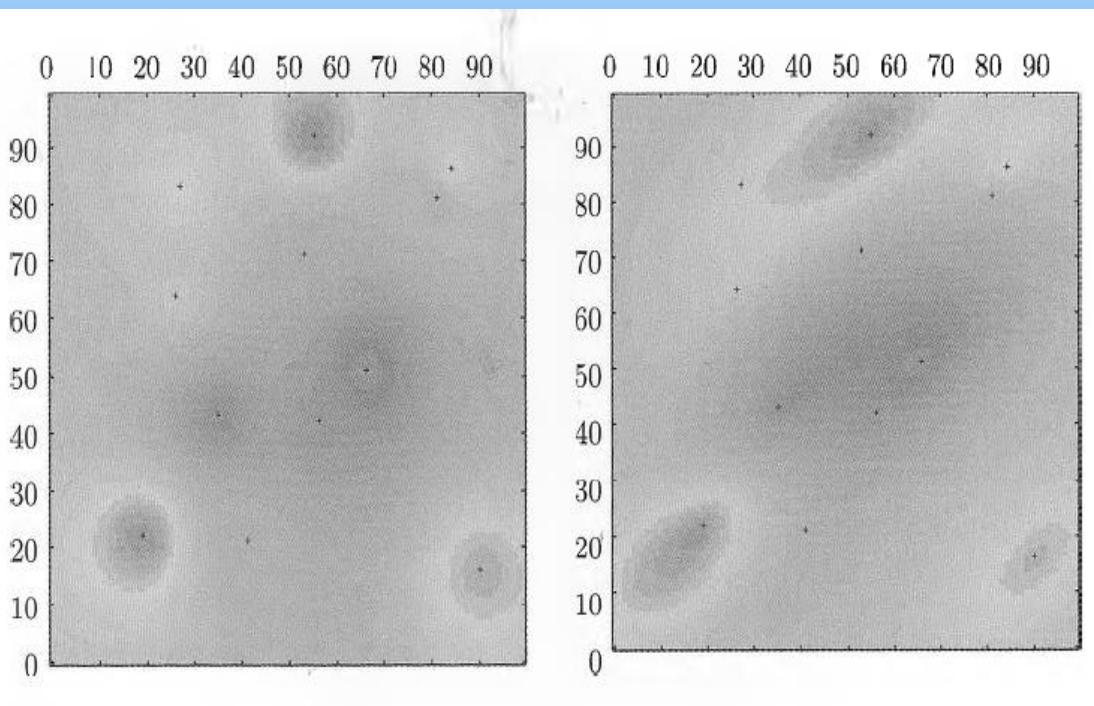


Рис.10.1 – Схема распределения пористости: традиционная карта (слева) и карта, построенная кригингом

Характер направленности и радиус корреляции данной переменной в областях, где не проводился отбор образцов керна, представляет собой вклад данной корреляционной функции (вариограммы) в получаемую схему распределения.

Следует подчеркнуть, что любая интерполяция, включая простой кригинг, представляет собой сглаженную картину фактического распределения изучаемой переменной.

Эти алгоритмы фактически действуют как низкочастотный фильтр, который имеет тенденцию сглаживать мелкие детали реальных пространственных изменений.

Однако их преимущество состоит в том, что они позволяют получить единственный вариант распределения<sup>4</sup>

# Распределение свойств горных пород

пористости. Что касается простого кригинга, эта схема распределения сводит погрешность к минимуму и, с точки зрения статистики, является **лучшим** методом распределения согласно исходным данным

Когда воспроизведение неоднородности пористости представляет собой проблему, можно попробовать применить другой подход, основанный на геостатистическом моделировании (или стохастическом моделировании, как его нередко называют).

Эти алгоритмы позволяют сохранить полученную по результатам экспериментов (наблюдаемую) изменчивость, однако у них есть недостаток, который заключается в том, что в результате получается множество равновероятных реализаций изучаемой модели пространственного распределения.

Поэтому применение стохастических методов по отношению к статическим параметрам, таким как пористость или эффективная толщина пласта, как правило, ограничивается теми случаями, когда делается попытка оценить геологические запасы нефти на основе стохастического подхода и общую неопределенность.

При любых других условиях уникальные схемы распределения средней пористости (или эффективной толщины пласта), полученные посредством интерполяции или кригинга, обычно дают достоверные значения параметров для подсчета запасов нефти.

## 10.1.2. Интеграция сейсмических данных

Сейсмические данные являются единственным прямым источником информации о межскважинном пространстве. Еще несколько лет тому назад эта информация применялась для описания строения пласта весьма ограниченно. Хотя и признавалось, что изменение литологических и петрофизических свойств и характера насыщенности пласта оказывает влияние на регистрируемый сейсмический сигнал, разрешающая способность этих данных и возможности их обработки были недостаточными для подробного описания свойств пласта.

Сегодня ситуация изменилась, и в большинстве случаев сейсмическая информация становится ценным источником данных на стадии описания свойств пласта.

Основная идея при объединении сейсмических данных состоит в применении некоторого атрибута зарегистрированного объема сейсмических данных для создания модели распределения интересующей нас переменной, в данном случае пористости. В общем случае сущность этой процедуры можно кратко обобщить<sup>5</sup> в

# Распределение свойств горных пород

виде следующих моментов:

**1. Стадия увязки.** Это первый основной шаг интеграции. Скважины являются источником привязанных к глубине данных высокого разрешения, тогда как сейсмические данные несут информацию низкого разрешения, привязанную ко времени. Поэтому эти данные необходимо увязать как по вертикали, так и по площади. На этой стадии традиционно применяется акустический каротаж, сейсмокаротаж и ВСП.

**2. Определение сейсмических атрибутов.** Современные пакеты программного обеспечения для интерпретации сейсмических данных дают возможность рассчитать большое количество сейсмических атрибутов различной природы: мгновенных или усредненных по временным интервалам, основанных на амплитуде, времени или комплексных сейсмических трассах. Кроме того, сложные методы инверсии сейсморазведочных данных позволяют создать куб акустического импеданса, еще одного важного параметра.

**3. Прогноз.** Схему площадного распределения интересующей нас переменной можно создать путем объединения каротажных и сейсмических данных. Обычно эта стадия реализуется с применением линейных или нелинейных регрессионных моделей или геостатистики.

**4. Перекрестная проверка.** Эта стадия осуществляется путем последовательного удаления данных по всем скважинам из эталонного массива данных и определения их значений по другим скважинам. Хоть эта процедура применяется не всегда, она позволяет численно выразить улучшение качества данных, связанных с применением сейсмического атрибута.

Обратите внимание на карту пористости, показанную на рис. 10.3, которая представляет собой типичный пример интеграции сейсмических данных. Эта карта была получена путем простого нанесения на карту скважинных данных без каких-либо дополнительных ограничений и выглядит достаточно сглаженно.

# Распределение свойств горных пород

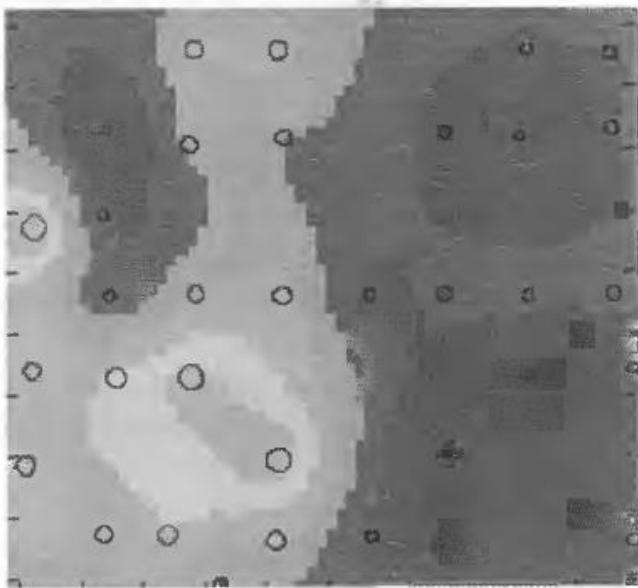


Рис. 10.2-Распределение пористости  
(только по скважинам)

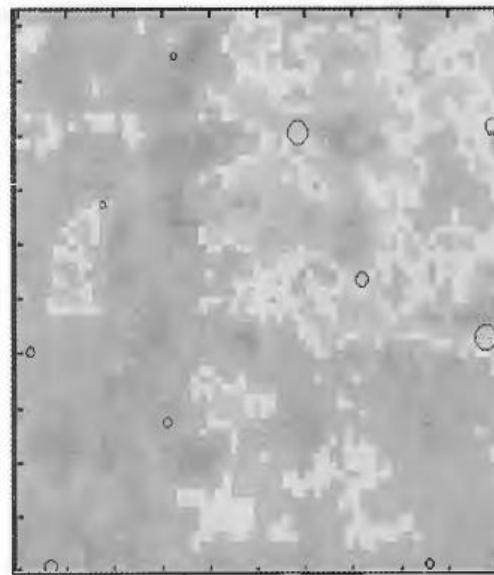
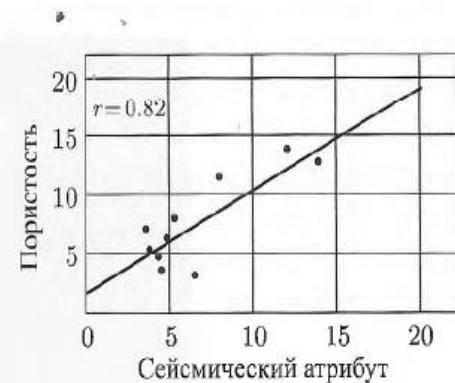


Рис. 10.3\_Карта амплитуд и соответствие соотношение  
амплитуда - пористость

Когда в распоряжении имеется карта амплитуд, можно установить соотношение этого параметра и пористости, с тем чтобы использовать более обширную сейсмическую информацию для повышения качества моделирования межскважинных участков.

На рис. 10.3 представлена карта сейсмических амплитуд, имеющая отношение к предыдущему примеру, а также наблюдаемое соотношение пористости и амплитуды, полученное в скважинах. Вторая из них насчитывает 12 скважин и показывает приемлемый коэффициент корреляции, равный 0,82.

Самый простой способ объединения сейсмических данных предполагает использование такой корреляции для преобразования карты амплитуд непосредственно в карту пористости. Затем эту карту следует скорректировать с учетом данных пористости по скважинам. В данном случае, так как это простое линейное



# Распределение свойств горных пород

преобразование распределения амплитуд, полученная карта пористости будет очень похожа на исходную карту амплитуд.

В более сложных процедурах интеграция сейсмической информации может осуществляться в рамках геостатистического подхода. В данном случае основной принцип состоит в оценке интересующей нас переменной посредством функции корреляции, определяемой на основании скважинных данных (вариограммы), а также кросс-корреляционной функции, которая количественно выражает связь с другой связанной с ней переменной, то есть сейсмической информацией. Эта процедура называется кокригинг.

С теоретической точки зрения верный способ действий состоит в решении полной системы уравнений кокригинга с двумя переменными, пористостью и сейсмическим атрибутом. Однако с практической точки зрения кокригинг является трудоемкой процедурой, а также при приложении к массиву сейсмических данных высокой плотности часто возникают проблемы нестабильности решения матрицы.

Поэтому обычно применяются упрощенные формы кокригинга, называемые совместный кокригинг. Преимущество в этом случае заключается в том, что применение совместного кокригинга не требует построения кросс-вариограмм, достаточно знать коэффициент корреляции между этими двумя переменными.

Пример применения совместного кокригинга, основанный на тех же самых наборах данных пористости и амплитуд, которые были показаны ранее, представлен на рис. 10.4.

Если сопоставить это изображение с рис. 4.37, становится очевидной большая степень детализации и в целом большая реалистичность получаемой в результате карты. Такой способ применения фактически представляет собой более полное объединение скважинной и сейсмической информации.

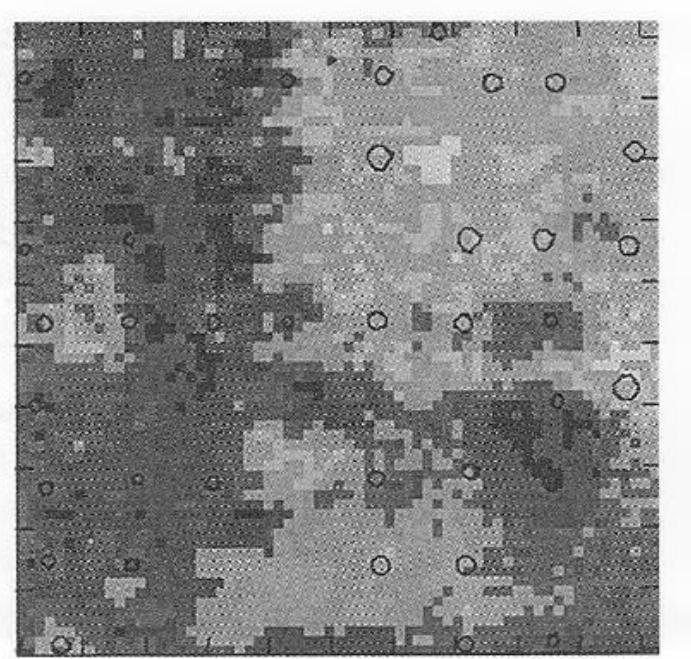


Рис.10.4 - Карта пористости, полученная совместным кригингом

# Распределение свойств горных пород

информации в описание пласта может привести к значительному улучшению качества итогового распределения. Тем не менее, чтобы удостовериться, что интеграция осуществлена должным образом, необходимо учесть ряд моментов

**Выбор сейсмического атрибута.** При условии, что стадия увязки проведена должным образом, выбор сейсмического атрибута является очень важным шагом в рамках всей процедуры. Как правило, выбор делается с учетом существующего отношения между результатами пористости в скважинах и показателями различных сейсмических атрибутов в тех же точках.

Эту работу следует выполнять с осторожностью, так как нередко встречается ложная корреляция, то есть хороший коэффициент корреляции, который не отражает никакой физической связи между данными переменными. Вероятность ложной корреляции возрастает по мере увеличения количества рассматриваемых сейсмических атрибутов и является обратно пропорциональным числу точек наблюдений.

**Влияние других параметров породы и флюида.** Сейсмический сигнал — это сложный сигнал, на который помимо пористости влияет целый ряд параметров, таких как литология, флюидосодержание и перекрывающие породы.

Как только удалось установить практически применимое отношение между некоторым сейсмическим атрибутом и пористостью, необходимо удостовериться, что изменчивость этих параметров по латерали не влияет на сейсмический сигнал (а соответственно и на оценку пористости) на удалении от скважин.

**Проверка правильности.** Любую оценку, полученную на основании сейсмических данных, необходимо проверять, используя в качестве эталонной информации скважинные данные. Стадия перекрестной проверки является важной составляющей работы, и ей необходимо уделять должное внимание.

Например, в некоторых случаях получаются хорошие коэффициенты корреляции сейсмического импеданса и пористости по ГИС в эталонных скважинах, тогда как в других скважинах на стадии проверки они могут плохо коррелировать. Такие случаи, когда они остаются без внимания, могут привести к созданию недостоверных моделей распределения.

# Распределение свойств горных пород

## 10.2. Трехмерное моделирование

Традиционно многие специалисты хорошо понимают и анализируют двухмерное представление пластов, т.е. наборы двухмерных карт, которые воспроизводят геометрические и петрофизические характеристики пласта различных стратиграфических горизонтов.

Однако за последние два десятилетия развитие вычислительных мощностей и внедрение новых теорий моделирования дали возможность работать в трехмерном пространстве с недостижимой ранее разрешающей способностью. Здесь будут упомянуты два метода: геолого-математическое моделирование и геостатистика.

Под геолого-математическим моделированием понимается возможность создания детальных трехмерных геологических моделей на основе немногочисленных скважинных данных.

В настоящее время на рынке имеется несколько программных пакетов, которые позволяют создавать трехмерные модели распределения любых свойств пласта исходя из скважинных данных. Эти программы обычно предлагают гибкие возможности визуализации, так что модель пласта может создаваться на основе мелкомасштабных, трехмерных сеток, а не некоторой совокупности карт.

С другой стороны, следует заметить, что алгоритмы, применяемые при создании этих распределений трехмерных моделей, являются детерминистическими и в принципе не отличаются от тех, которые присутствуют в традиционных программных средствах для двухмерного картирования.

Фактически трехмерное моделирование может считаться областью геостатистики. С самого начала экстраполяция геостатистических теорий на трехмерное пространство оказалась простой, так что все существующее на данный момент программное обеспечение для геостатистического моделирования работает в трех измерениях.

В реальности популярность программных пакетов для геолого-математического моделирования часто бывает обусловлена их использованием в качестве постпроцессоров внешних геостатистических алгоритмов.

**Методы геостатистики** - 1. Статистическое наблюдение; 2. Сводка и группировка материалов статистического наблюдения; 3. Абсолютные и относительные статистические величины; 4. Вариационные ряды; 5. Выборка ; 6. Корреляционный и регрессионный анализ; 7. Ряды динамики.

# Распределение свойств горных пород

В общем, пористость может быть смоделирована в рамках геостатистики путем одного из следующих двух подходов:

**Прямая оценка.** Пористость моделируется непосредственно с учетом всего объема пласта, исходя из некоторого количества вертикальных профилей пористости, рассчитанных в скважинах, и некоторой функции пространственной корреляции.

**Двухступенчатая модель.** Сначала создается трехмерная литологическая модель пласта с учетом определенного количества фаций. Затем в пределах каждой из литологических фаций моделируется пористость.

Прямая оценка пористости дает удовлетворительные результаты при простой литологии и, как правило, во всех тех случаях, когда литология не является контролирующим параметром применительно к петрофизическим свойствам.

Двухступенчатая модель хоть и требует больших усилий, однако дает гораздо лучшие результаты в пластах со сложной литологией, а также во всех тех случаях, когда литология является главным определяющим фактором.

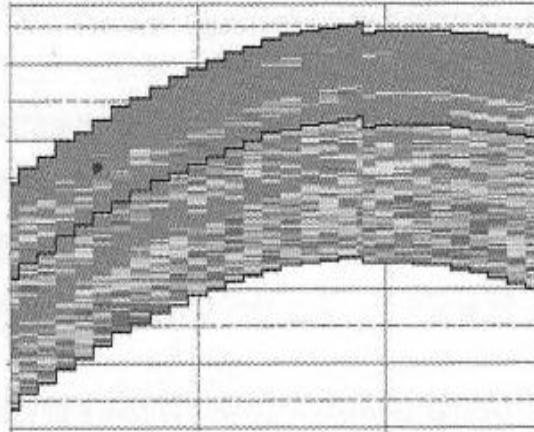
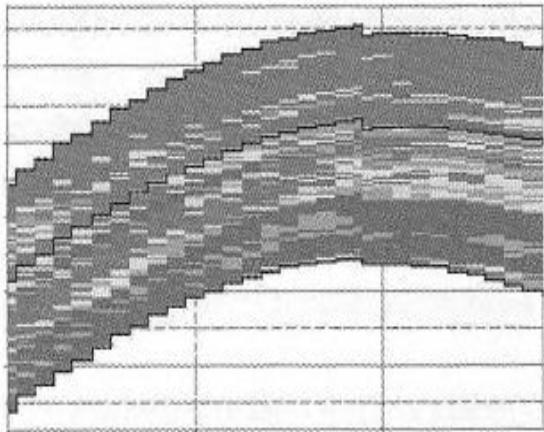


Рис. Двухступенчатое геостатистическое моделирование:  
Фации (слева) и пористости (справа)

Заметьте, что этот подход является гораздо более гибким, чем предыдущий.

Действительно, когда в распоряжении имеется достаточно корректной информации для оценки пористости в пределах каждой фации или группы фаций может применяться своя корреляционная функция. Так, например, для вариограммы возможен выбор различных моделей, если речь идет о пойменных или русловых отложениях речной системы.