

Системный подход к изучению нефтегазоносных пластов

**Неоднородность пласта (сейсмические,
гидродинамические, флюидные, добычные данные)**

Лекция 5

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

Неоднородность коллекторов

Неоднородность пласта

Неоднородности пласта — это мелко- и крупномасштабные геологические особенности, которые в действительности оказывают большое влияние на движение флюидов.

Воздействие неопределенности пласта связано с негеологическими параметрами, такими как отношение подвижности флюидов, PVT-свойства, объем водоносного горизонта и стратегия разработки. Другими словами, одна и та же степень неоднородности пласта может быть значимой когда пласт нефтенасыщен, и не быть таковой, если речь идет о газонасыщенном коллекторе.

С этой точки зрения отношение между неоднородностью пласта и динамическими параметрами месторождения является одним из ключевых вопросов комплексного изучения.

Классификация неоднородностей коллектора

Любой пласт изначально является неоднородным. Различия в литологии, текстуре и сортировке, а также наличие трещин, разломов, экранов и диагенетические эффекты различной природы являются основными факторами возникновения того, что мы называем общим термином неоднородность пласта.

Наличие этих особенностей влияет на движение флюидов на разных уровнях, от микро- до мегамасштаба. В частности, они в значительной мере влияют на эффективность процесса вытеснения и, соответственно, на показатели остаточной нефтенасыщенности и конечный коэффициент нефтеотдачи.

Поэтому при разработке и эксплуатации месторождения правильная оценка неоднородности пласта является существенным моментом при создании гидродинамической модели пласта.

Неоднородность коллекторов

Тип неоднородности коллектора	
Непроводящий разлом Полупроводящий разлом Проводящий разлом	 Нефть
Границы генетических образований	
Зональность проницаемости в рамках генетических образований	
Экраны внутри генетических образований	
Слоистость, косая слоистость	
Микроскопическая неоднородность, вид текстуры, минералогия	
С залеченными трещинами, с открытыми трещинами	

Рис.5.1- Классификация типов неоднородности коллектора

Классификация видов неоднородностей пласта основывается на масштабе, генезисе и влиянии на потоки пластовых флюидов (рис.5.1).

В зависимости от масштаба может быть выделено семь основных типов неоднородностей стратиграфического структурного генезиса.

Мелкомасштабные неоднородности

В реально существующих системах осадочных пород мелкомасштабные неоднородности практически всегда могут быть определены по имеющемуся кернавому материалу.

В масштабе пор (микромасштаб)

Неоднородности связаны с наличием различных видов пор. Это четко прослеживается в карбонатных системах, где часто сосуществуют различные виды первичной и вторичной пористости.

В масштабе зерна (макромасштаб)

неоднородности часто бывают связаны со слоистостью и косой слоистостью. Фактически, с точки зрения осадконакопления, единственным осадочным образованием, которое может считаться внутренне однородным, является слой.

Являясь продуктом мгновенного с точки зрения геологии события осадконакопления, слой не содержит внутри себя сколько-нибудь значительных неоднородностей.

К примеру, слои являются очень тонкими (толщиной от нескольких миллиметров до 1-2 сантиметров).

Неоднородность коллекторов

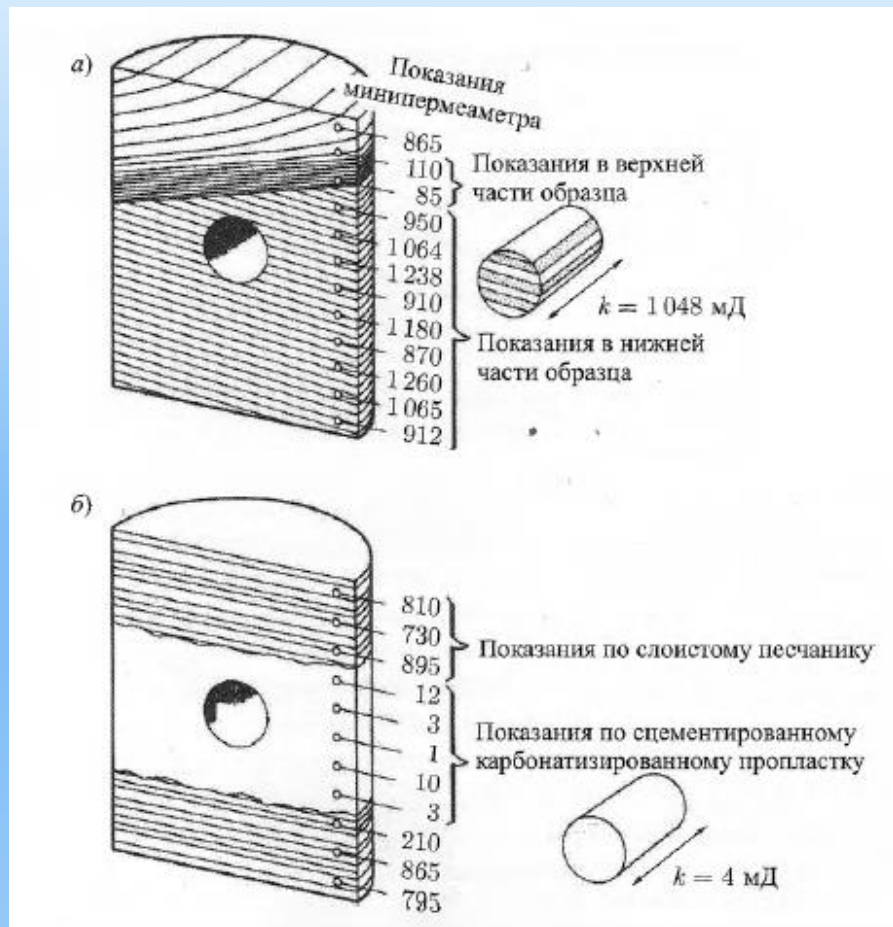


Рис.5.2- Мелкомасштабные неоднородности в образце керна: а) образец песчаника с фстончатым переслаиванием; б) баровый образец песчаника с карбонатизированным пропластком

Совокупности слоев, которые являются генетическими образованиями более высокого порядка, могут характеризоваться значительной степенью неоднородности.

На образцах керна обычно измеряют различия в проницаемости на одном уровне или даже между отдельными слоями.

На рис.5.2. изображен пример мелкомасштабных неоднородностей в образце керна, обусловленных различиями в текстуре осадочной породы и наличием карбонатных прослоев..

Очевидно, что эти мелкомасштабные особенности оказывают значительное воздействие на микроскопическую эффективность потока, а следовательно, и на коэффициент нефтеотдачи вследствие капиллярных эффектов.

В идеале мелкомасштабные неоднородности должны учитываться, а для сохранения в более крупном масштабе влияния таких неоднородностей на движение флюидов необходимо применять соответствующие процедуры ремасштабирования.

Однако эти процедуры занимают много времени и громоздки при численном моделировании. На практике это применяется очень редко, а описание фаций производится в макромасштабе с применением усредненных петрофизических параметров.

Неоднородность коллекторов

Поэтому существует неявное предположение, в соответствии с которым в мелком масштабе порода может считаться однородной.

Крупномасштабные неоднородности

Крупномасштабные (мегамасштабные) неоднородности являются самыми значительными видами внутренней прерывистости пласта. В одних случаях они могут препятствовать движению флюида, в других - могут являться предпочтительными путями движения флюидов относительно однородных низкопроницаемых вмещающих пород*.

В обоих случаях их воздействие на динамику пласта может решающим образом сказываться на продуктивности месторождения, поэтому их выявление и оценка являются непременной составляющей любого изучения коллекторских свойств пласта.

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

- моделировать форму сложного геологического тела (пород– коллекторов), служащего вмещением нефти или газа;
- выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;

Практические примеры выделения неоднородностей пласта

- определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;
- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;
- подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов

По форме проявления и по направлению различают:

- зональную неоднородность пласта, связанную, например, с выклиниванием или литологическим замещением пород в латеральном направлении
- слоистую неоднородность пласта, обусловленную переслаиванием пород одного литологического типа с отличающимися физическими свойствами или пород различных типов.
- По генезису неоднородность пласта может быть "первичной", т.е. проявившейся в процессе седиментогенеза, и "вторичной", возникающей при диагенезе и эпигенезе (например, трещиноватость).

Практические примеры выделения неоднородностей пласта

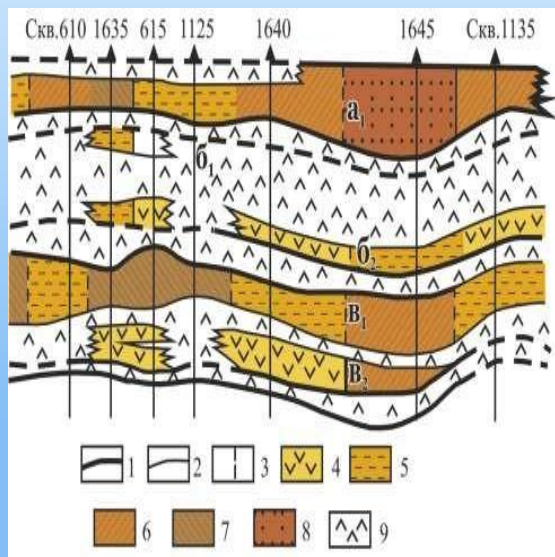


Рис. 3. Отображение макро- и микронеоднородности на геологическом профиле. Кровля и подошва: 1 – пласта; 2 – прослая; 3 – условные границы между частями пласта с различной проницаемостью; 4 – проницаемость, мкм² : 4 – $< 0,01$; 5 – $0,01 - 0,05$, 6 – $0,05 - 0,1$; 7 – $0,1 - 0,4$; 8 – $> 0,04$; 9 – непроницаемые породы; а – в – индексы пластов

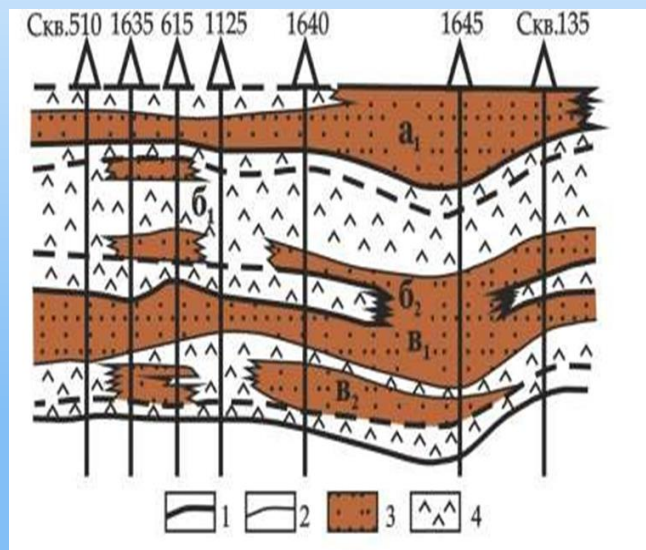


Рис. 4. Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического профиля горизонта. Кровля и подошва: 1 – пласта, 2 – прослая; 3 – коллектор; 4 – неколлектор; а–в – индексы пластов-коллекторов

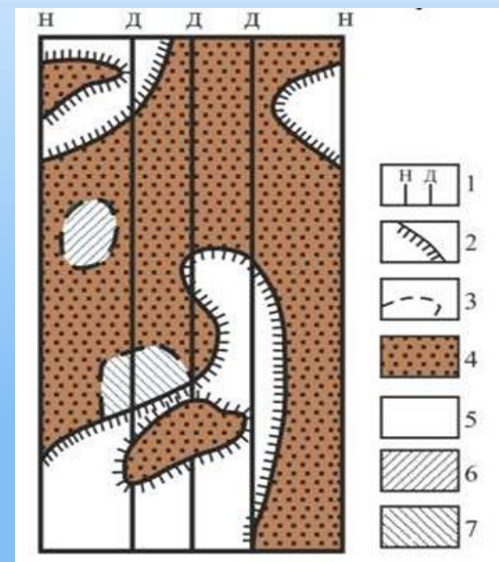


Рис. 5. Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта: 1 – ряды скважин: Н – нагнетательных, Д – добывающих; 2 – границы распространения коллекторов; 3 – границы зон сливания; участки: 4 – распространения коллекторов, 5 – неколлектор; 6– сливания пласта с вышележащим пластом, 7 – сливания пласта с нижележащим пластом

Неоднородность коллекторов

Главными видами крупномасштабных неоднородностей являются разломы, проводящие или непроводящие, границы литофаций, пропластки с высокой или низкой проницаемостью и глинистые экраны.

Трещины, либо открытые, либо залеченные, представляют собой еще один важный вид неоднородности пласта.

А. Разломы

Разломы являются типичными видами структурной прерывистости и могут быть непроводящим, частично проводящим и проводящим и поэтому может представлять собой преграду, препятствие или канал для движения флюидов.

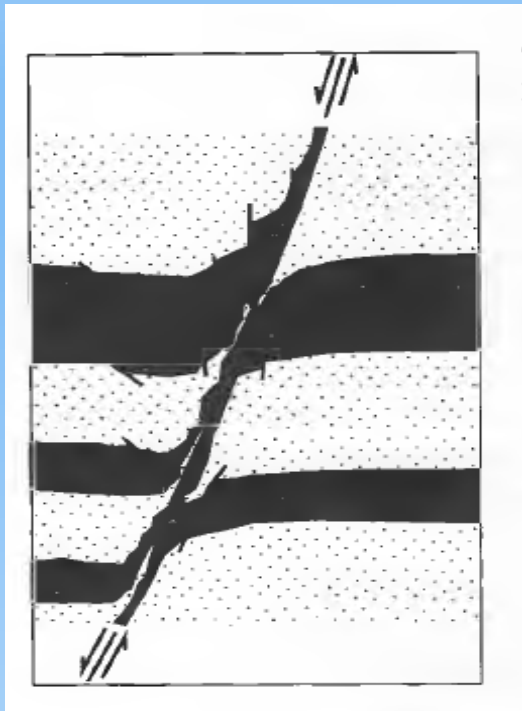


Рис. Механизм формирования глинистого загрязнения

С теоретической точки зрения было выявлено четыре основных механизма формирования непроводящих разломов.

1. Наложение пород. Коллекторы откладываются на породы с низкой проницаемостью, то есть глины.

2. Глинистое загрязнение. Попадание глины в плоскость разлома, ведущее к образованию поверхности с низкой проницаемостью.

3. Катаклазис. Измельчение зерен песка, вследствие чего образуется мелкозернистая поверхность с высоким входным капиллярным давлением.

4. Диагенез. Преимущественная цементация, которая создает преграду на пути потока жидкости, полностью или частично заполняя первичную пористость.

Неоднородности коллекторов

Однако эти методы сложно применить, потому что в большинстве случаев геометрия поверхности разлома слишком сложна и не может быть определена с должной точностью.

Кроме того, другие происходящие процессы, такие как катаклазис или диагенез, распространены неравномерно, часто бывают взаимосвязанными и плохо поддаются количественной оценке.

Поэтому с практической, точки зрения эти методы уместнее применять в ходе разведки, когда информации мало.

В. Границы генетических образований

Границы генетических образований (литофаций) представляют собой стратиграфические перерывы с различной проводимостью, зависящей от ряда факторов (различия в литологии или петрофизических свойствах, наличие эрозионной поверхности или плотных пород...).

Изолированные бары или каналы, песок или линзы конгломератов в пределах глинистых отложений являются типичными примерами границ генетических образований, которые создают прерывистость пласта в аллювиальных обстановках с русловыми отложениями низкой извилистости, прибрежных каналах или в глубоководных оползневых отложениях

Детерминистическая корреляция каротажных диаграмм в таких условиях может оказаться затруднительной, поэтому применяют вероятностные модели для трехмерного моделирования этих геологических тел.

Однако даже при отсутствии значительного литологического контраста границы генетических образований в большинстве случаев являются границами для потока флюидов.

Границы генетических образований

С. Глинистые и проницаемые пропластки

В терригенных пластах по керну или каротажным диаграммам часто наблюдается наличие глинистых или алевроитовых пропластков внутри основных литофаций, протяженность которых зависит от условий осадконакопления.

Так, например, в морских условиях латеральная протяженность этих пропластков может быть значительной, достигая межскважинного расстояния. Однако при других условиях осадконакопления, особенно в континентальных, протяженность этих глинистых тел может быть весьма ограниченной. В научной литературе такие пропластки часто обозначаются как случайные глины, так как их расположение в пласте не может быть определено с достаточной точностью.

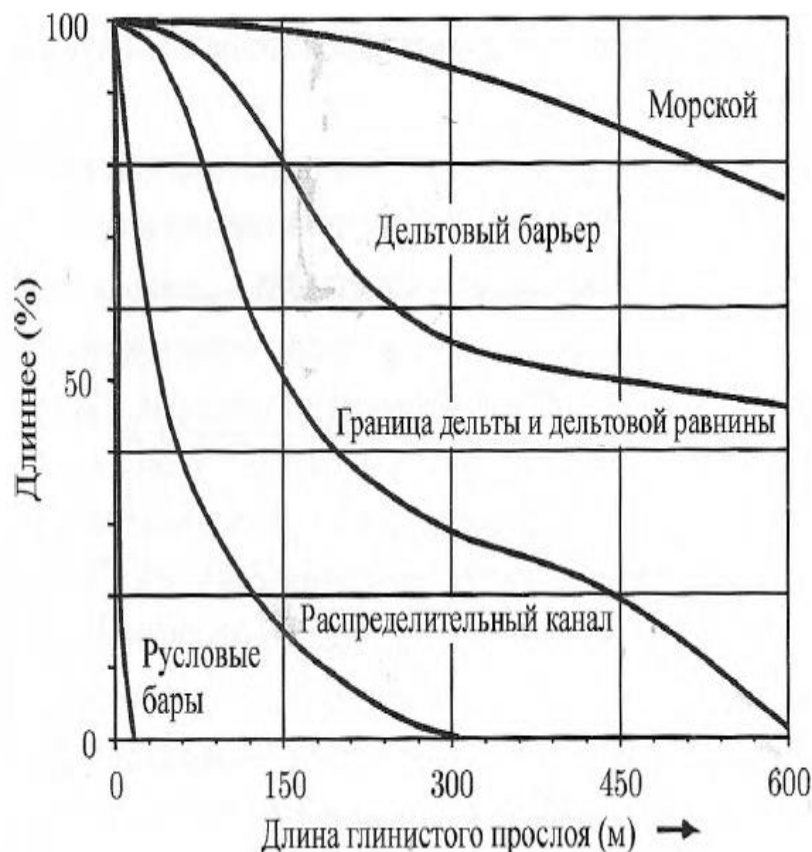
Карбонатизированные пропластки представляют собой другой вид неоднородности, часто встречающийся внутри генетических образований. Их можно найти как в карбонатных системах, так и в терригенных пластах, где их образование связано с процессами диагенеза. В обоих случаях они могут быть различной протяженности, хотя в целом значительная латеральная выдержанность встречается достаточно редко.

Глинистые и карбонатные пропластки главным образом влияют на вертикальное сообщение внутри пласта. При наличии таких неоднородностей, особенно когда их латеральная протяженность значительна, вертикальная проницаемость пластов может фактически сводиться к нулю. Поэтому когда их присутствие не определяется и не отражается в модели соответствующим образом, это неизбежно приводит к неверному представлению процесса вытеснения.

Д. Естественные трещины

Естественные трещины являются особым видом неоднородности пласта. Они встречаются на всех уровнях от мелкомасштабных структур (микротрещины, стилолиты) и до уровня мегамасштаба (разломы, направление егionalных трещин).

Естественные трещины



Даже при том, что естественные трещины могут быть непроводящими и быть преградой на пути потока флюидов, в большинстве трещиноватых коллекторов они образуют сообщающуюся сеть, что повышает отдачу пласта.

Во многих случаях, например в карбонатных низкопористых коллекторах, динамическое поведение месторождения может полностью определяться системой трещиноватости, тогда как матрица играет второстепенную роль.

На таких месторождениях трещины уже не могут считаться неоднородностями пласта, так как основной целью геологического описания становится характеристика сети трещин с учетом таких аспектов, как распределение трещин, их плотность, раскрытость, пористость и проницаемость.

С другой стороны, в терригенных и пористых карбонатных пластах трещины могут встречаться на отдельных участках, например в виде изолированных скоплений, которые локально улучшают коллекторские свойства.

Естественные трещины

В таких трещиноватых областях гидравлическое поведение системы трещин может доминировать над второстепенным влиянием матрицы и может вызывать неравномерный охват пласта вытесняющим агентом.

Особенно в тех случаях, когда активно реализуются проекты нагнетания в залежь газа или воды и закачиваемые флюиды могут преждевременно прорваться в добывающие скважины через систему трещин.

В этих случаях естественные трещины могут с полным правом считаться неоднородностями пласта, так что необходимо учитывать их влияние на его совокупное поведение.

Важно определить, какое воздействие на эксплуатационные характеристики месторождения оказывают его различные неоднородности.

Влияние неоднородностей на нефтеотдачу

Тип неоднородности пласта	Целостность пласта	Эффективность вытеснения		
		по горизонтали	по вертикали	на микроскопическом уровне
Крупный масштаб				
Непроводящий разлом	X	X	X	
Частично проводящий разлом	o	X	X	
Проводящий разлом	o	X	X	
Границы генетических образований	X	. X ,	X	
Зональные распределения проницаемости		o	X	o
Глинистые и уплотненные прослои		o	X	o
Открытые трещины		X	X	
Залеченные трещины		X	X	
Мелкий масштаб				
Переслаивание и косая слоистость		o	o	X
Минералогия и текстура			X	
Открытые микротрещины		X	X	X
Залеченные микротрещины		X	X	X
o — умеренное воздействие				
>. — сильное воздействие		Ь		

Таблица 5.1. Влияние типа неоднородности пласта на нефтеотдачу

Таблица 5.1 иллюстрирует относительную значимость некоторых неоднородностей в отношении важных гидродинамических свойств пласта.

Необходимо помнить, что реальное воздействие этих особенностей также связано и с другими параметрами пласта, такими как тип флюида и технология добычи и т.п.

Определение неоднородности пласта

Применяются различные методы, использующие как статические, так и динамические данные. Они могут быть объединены в четыре большие группы:

1. Геофизические данные.

Сейсморазведка 2D и 3D является важнейшим источником информации по внутреннему строению пласта. Её значимость выше на ранней стадии разработки месторождения, в условиях нехватки информации из других источников данных.

Определение неоднородности пласта

2. Флюидные данные

Различия в отметках межфлюидных контактов и пространственные изменения состава нефти и пластовой воды обычно можно отследить на ранних стадиях разработки месторождения посредством анализа отобранных образцов. Эти различия могут свидетельствовать о прерывистости пласта.

3. Гидродинамические данные. Испытания скважин с изменением давления осуществляются в течение всего срока эксплуатации месторождения для того, чтобы оценить продуктивность скважины и загрязнение призабойной зоны.

При наличии высококачественных данных, эти тесты также могут послужить источником важной информации о внутренней геометрии пласта. В некоторых случаях на начальном этапе разработки месторождения применяются специальные методы, такие как испытание скважины на определение границ пласта, предполагающее оценку его целостности пласта.

4. Данные добычи. Показатели производительности скважины являются окончательным и наиболее надежным источником информации о прерывистости пласта. К сожалению, эти данные становятся доступными только тогда, когда разработка месторождения находится на последней стадии или уже завершена. Поэтому они оказываются полезными главным образом при последующем изучении пласта, например, когда рассматриваются проекты вторичных методов увеличения нефтеотдачи.

Сейсмические методы

Сейсмические методы являются основным источником информации при оценке неоднородности пласта. Полученные результаты позволяют определить местонахождение мегамасштабных структурных и стратиграфических неоднородностей пласта. Эти методы имеют наибольшее значение на начальных стадиях разработки месторождения, когда другие виды информации, такие как данные добычи, еще недоступны.

Для определения характеристик пласта сейморазведку стали применять сравнительно недавно, так как ранее эти методы традиционно использовались лишь для уточнения внешней геометрии месторождения. Однако с начала 1990-х доступность менее дорогостоящих и более высококачественных данных, а также развитие инновационных методов вызвали новый всплеск интереса к этой проблеме.

Определение неоднородности пласта

Сегодня существует целый ряд сейсмических методов, которые регулярно используются при изучении коллекторских свойств, и можно говорить, что они становятся ключевыми технологиями для описания внутреннего строения пласта.

Наземная сейсморазведка

Методы наземной сейсморазведки могут применяться для исследования внутреннего строения пластов, если доступны сейсмические данные высокого качества.

Главной проблемой в области сейсморазведки остается ее разрешающая способность, поскольку именно от этого зависит, что можно определить по сейсмическим данным.

Разрешающая способность сейсморазведки представляет собой возможность разграничить признаки, характерные для тех или иных объектов, и она зависит от скорости и частоты волновых пакетов: разрешение выше, когда скорость низкая, а частота высокая.

Поэтому неглубоко залегающие пласты, для которых обычно характерны более низкая скорость прохождения волны через породу и более высокий частотный состав, отображаются с гораздо более высоким разрешением, чем глубоко залегающие пласты.

Наличие неоднородностей пласта может быть установлено при помощи традиционной временной интерпретации (сейсмические разрезы и горизонтальные срезы (слайсы), но и анализ сейсмических атрибутов получает все большее распространение.

Чаще всего используется такой атрибут, как амплитуда волны, поскольку нарушения структуры пласта обычно оказывают значительное воздействие на амплитуду отраженной волны.

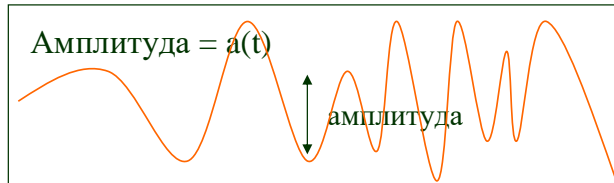
Другие атрибуты, такие как азимут падения и угол падения, позволяют получить псевдообъемное изображение интерпретируемой поверхности и дают возможность выявить мелкомасштабные особенности структуры, которые почти незаметны на традиционных 2D сейсмических временных разрезах.

Анализ сейсмических атрибутов

Основные признаки сейсмической записи - амплитуда и время.

сейсмоприемник записывает скорость как функцию времени прохождения сейсмической волны сквозь землю

амплитуда



время →

"Амплитуда" - основной признак. Большинство изображений сейсмических данных, на которые мы смотрим.

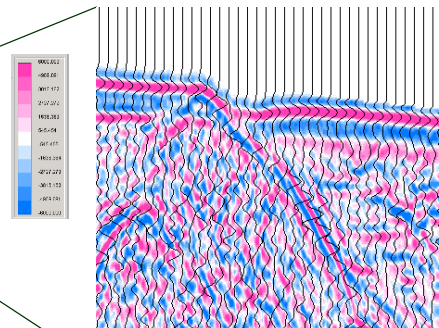
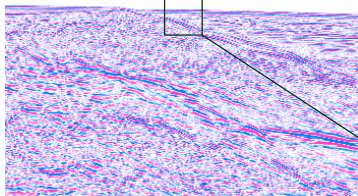
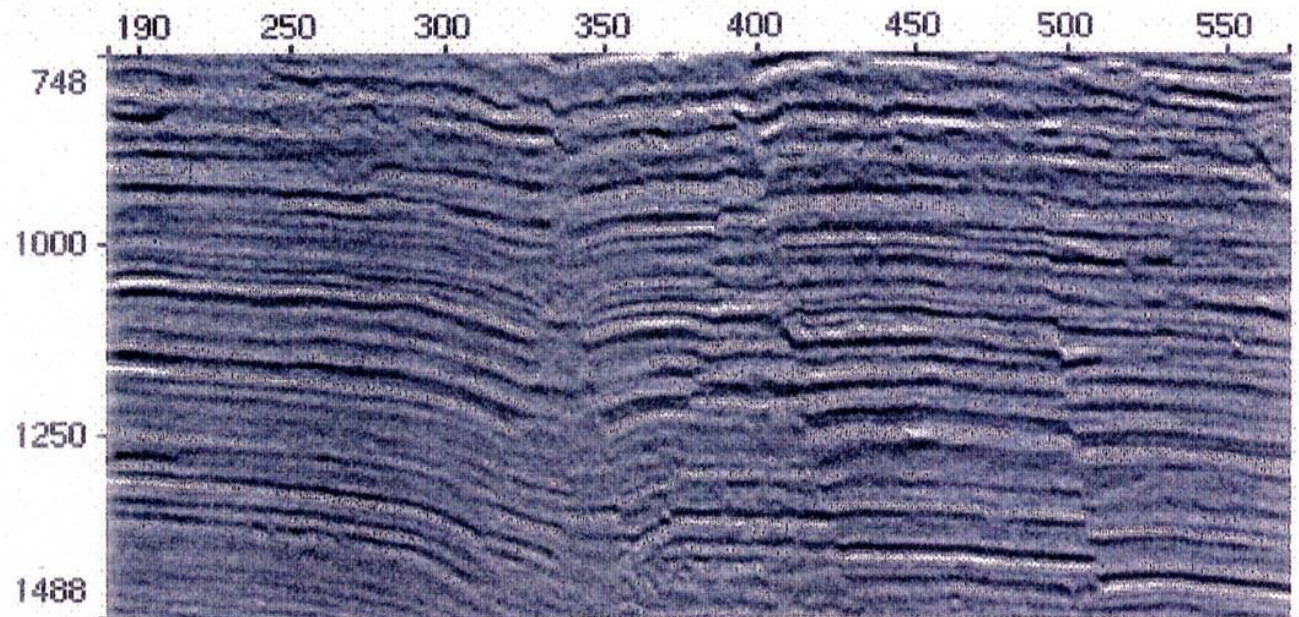


Рис.5.2. Временной разрез по амплитудам



Анализ сейсмических атрибутов

Рис.5.3. Карта (углов) наклонов

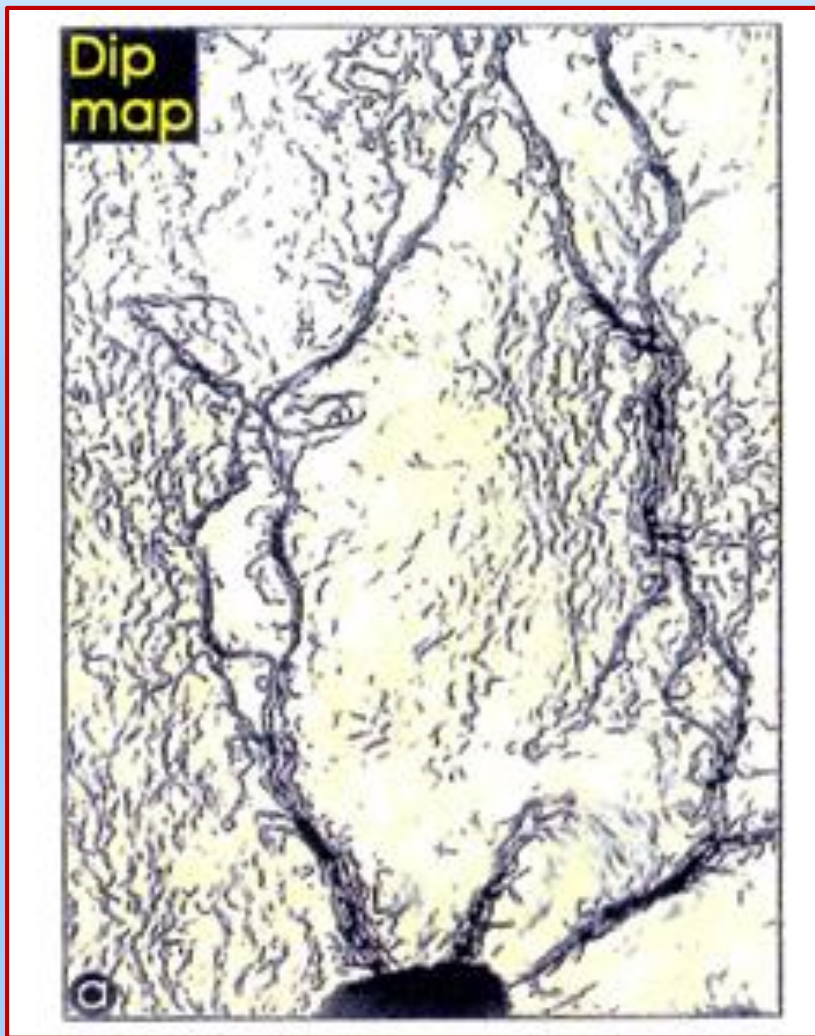
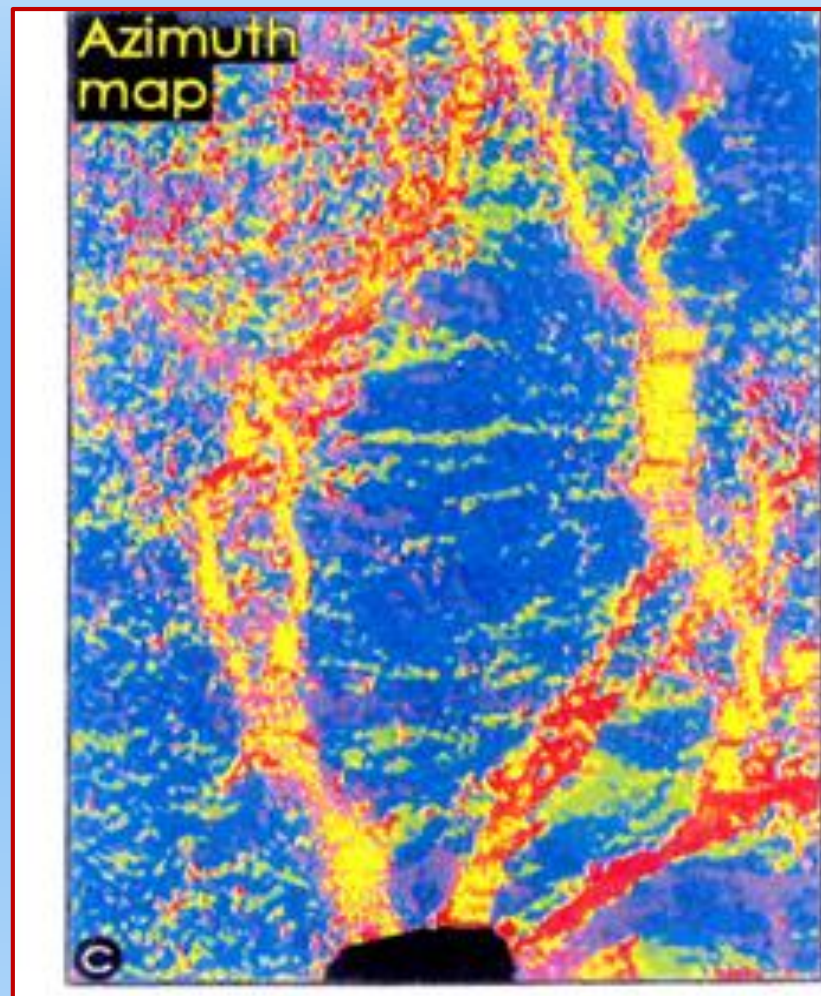


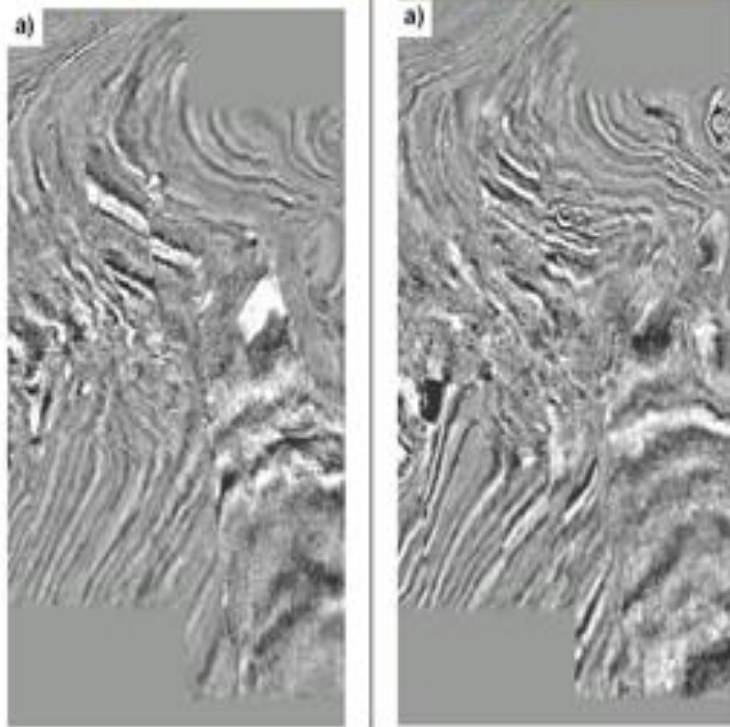
Рис.5.4. Карта азимутов



Анализ сейсмических атрибутов

Пример использования когерентности

Амплитуда (временной срез)



From Gersztenkorn et al, 1999

Когерентность (временной срез)

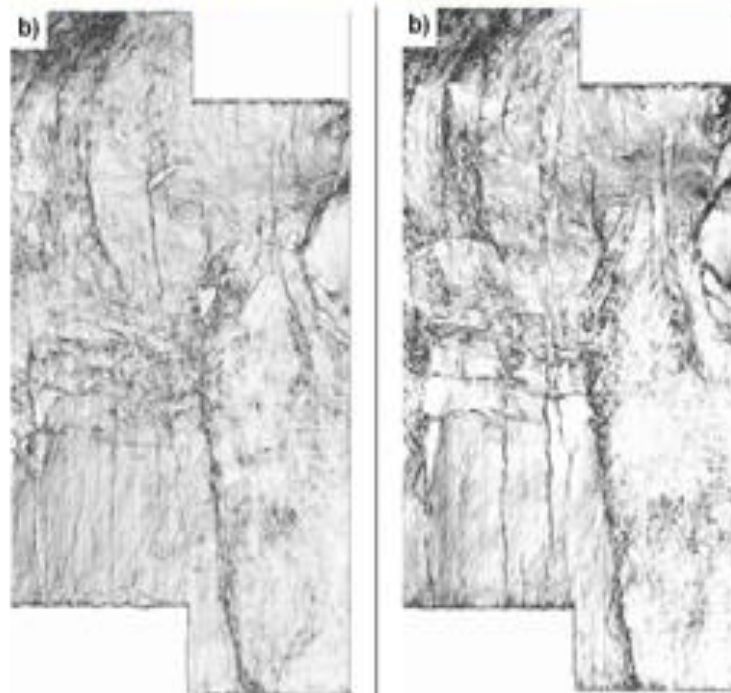


Figure 5. (a) Time slice at 600 ms and (b) corresponding coherence slice at 600 ms.

Figure 6. (a) Time slice at 800 ms and (b) corresponding coherence slice at 800 ms.

Низкая когерентность выделена темным

Обратите внимание на детальность выделения разломов

Еще один сейсмический атрибут — куб когерентности позволяет определить прослеживаемые от трассы к трассе нарушения в рамках данного сейсмического куба. Идея состоит в том, что при наличии разломов и других структурных нарушений когерентность сейсмического сигнала нарушается.

Определение неоднородности пласта

Сейсмические исследования в скважинах

Примерно двадцать лет назад скважинная сейсморазведка обладала достаточно ограниченными возможностями для получения геофизических данных. Данные сейсмокаротажа были единственными параметрами, регистрируемыми в скважинах с целью сопоставления временных данных наземной сейсморазведки с глубинной скважинной информацией.

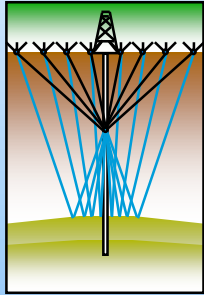
В течение 80-х годов стало очевидно, что, когда началась регистрация полного поля упругих волн, традиционный сейсмокартаж мог стать инструментом построения структурных карт. Поверхностный источник взрыва в месте расположения скважины и на некотором расстоянии от нее с одновременной регистрацией волновых пакетов в скважине позволял получить двухмерные изображения пласта, которые можно было сопоставить и объединить с данными наземной сейсморазведки.

Такой вид исследования называется непродольное сейсмическое профилирование (непродольное ВСП). При альтернативной схеме используются различные расстояния, так что регистрация сейсмических данных осуществляется при постоянном удалении от скважины. На практике это достигается посредством передвижения судна с источником волн в заранее определенном направлении, поэтому данный вид сейсморазведки называется уровнем вертикальным сейсмическим профилированием (уровнем ВСП). *

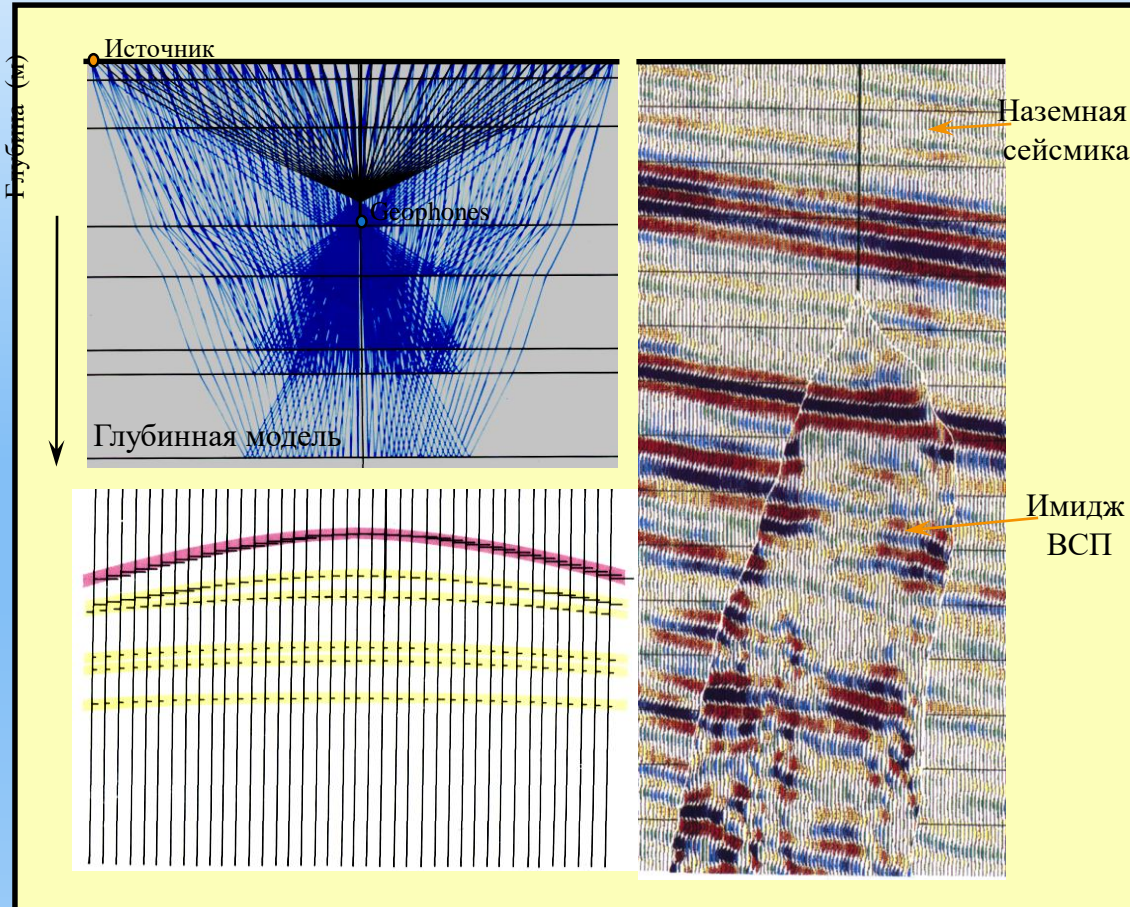
Непродольное и уровень ВСП за последние годы получили существенное развитие, в особенности это касается расположения группы скважинных сейсмоприемников. Эти методы, широко применяемые по всему миру, дают возможность получить ценнейшую крупномасштабную информацию, которая может быть собрана в скважинных условиях. Дальнейшее развитие этих традиционных методик представлено трехмерным ВСП

Главное преимущество скважинной сейсморазведки заключается в возможности зафиксировать менее зашумленную сейсмическую информацию, так как волны проходят через покрывающие толщи только один раз. В дополнение к этому, регистрируемый сигнал характеризуется более высоким частотным составом и, как следствие, более высокой разрешающей способностью по сравнению с наземной сейсморазведкой

ВСП-ОГТ



ВСП-ОГТ



Сейсмическая корреляция

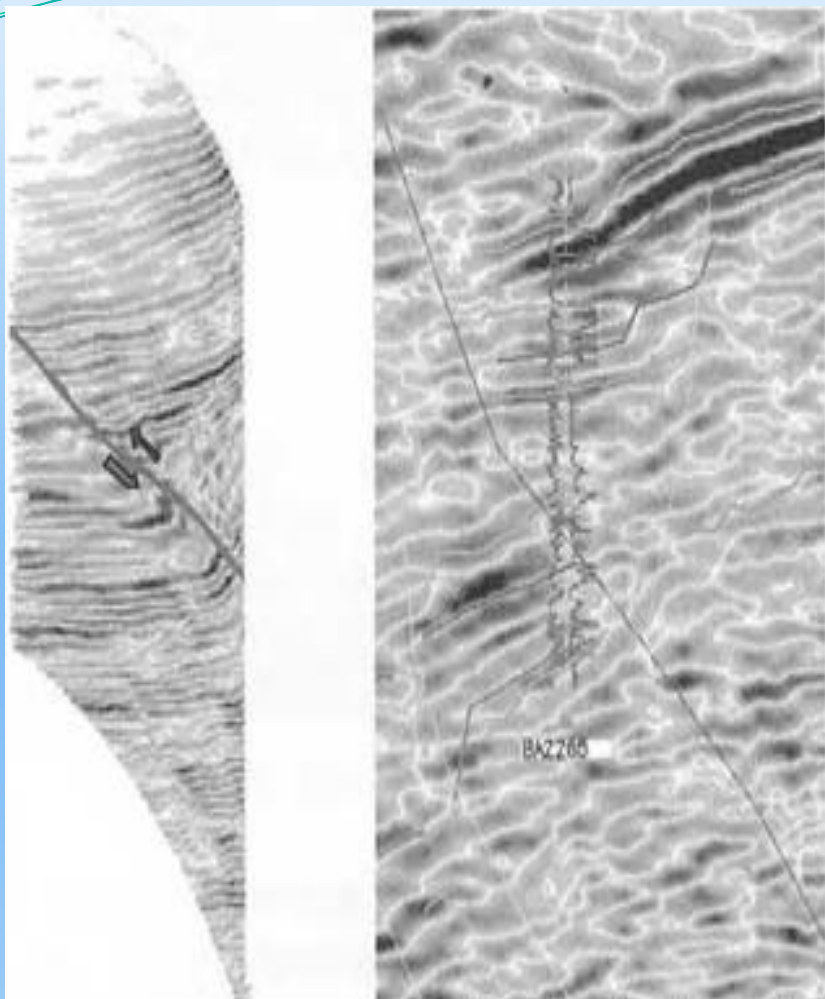
Определение разлома и углов наклона

Анизотропия и AVO анализ

Анализ поперечных волн

Проектирование наземной сейсморазведки

Определение неоднородности пласта



Пример применения ВСП для определения характеристик пласта на рис. . Это изображение разлома на месторождении Maracaibo Lake, Венесуэла по результатам неперодольного ВСП, сопоставленные с соответствующими профилями поверхностной сейсморазведки.

Примечательно улучшение разрешающей способности на данном рисунке: если по данным поверхностной сейсморазведки можно было различить только **зону** разлома, то на изображении ВСП ясно видна плоскость разлома.

Применение таких методов оказывается очень значимым при изучении и разработке месторождения. Поэтому, несмотря на то что скважинная сейсморазведка все еще является более дорогостоящей по сравнению с традиционными методами оценки продуктивности пласта, она является важным источником информации для описания его характеристик.

Эволюция применяемых в настоящее время методов в направлении более сложной геометрии системы наблюдений даст возможность получать все большее количество информации и при этом позволит оптимизировать время выполнения и затраты.

Рис.5.7 - Изображения плоскости разлома по ВСП (слева) и по данным наземной сейсморазведки

Определение неоднородности пласта

С. Межскважинная геофизическая разведка

Суть межскважинной сейсморазведки состоит в изображении пласта между двумя или более скважинами, индуцируя сейсмические волны в одной скважине и регистрируя их в соседней скважине.

Сейсмоисточник обычно является пьезоэлектрическим и работает в частотном диапазоне 200 — 2000 Гц, то есть на значительно более высоких частотах, чем при любом виде поверхностной сейсморазведки. Это позволяет добиться гораздо более высокого разрешения, хотя и на менее значительных расстояниях.

Полные пакеты сейсмических волн регистрируются в наблюдательной скважине, а соответствующая обработка дает возможность создать изображение поля скоростей (которое также называется **томограммой поля скоростей**), а также изображения, получаемые с помощью отраженных продольных (Р) и поперечных (S) сейсмоволн.

Преимущества этого вида исследования очевидны, если учесть четкость и разрешающую способность сейсмических изображений. Недостатки – высокая стоимость такого рода операций, сложности в обработке и интерпретации данных.

По этим причинам до настоящего времени межскважинная сейсморазведка применяется главным образом в совместных проектах исследования, когда используются и другие независимые подходы по сбору пластовых данных.

Ключевым моментом в области межскважинной сейсморазведки является тот факт, что она потенциально позволяет решить проблему связности пласта. Действительно, при соответствующей обработке данные, полученные в ходе межскважинной сейсморазведки, могут стать ценным источником информации о связности внутри пласта путем проведения так называемого картирования сообщаемости.

При этом процессе используются амплитуда и частотный состав продольной и поперечной волн, проходящих через пласт, а также энергия затухания. Данный метод основывается на предположении, что сейсмическая сообщаемость определенным образом согласуется с гидродинамической связностью, хотя это и не всегда очевидно.

Определение неоднородности пласта

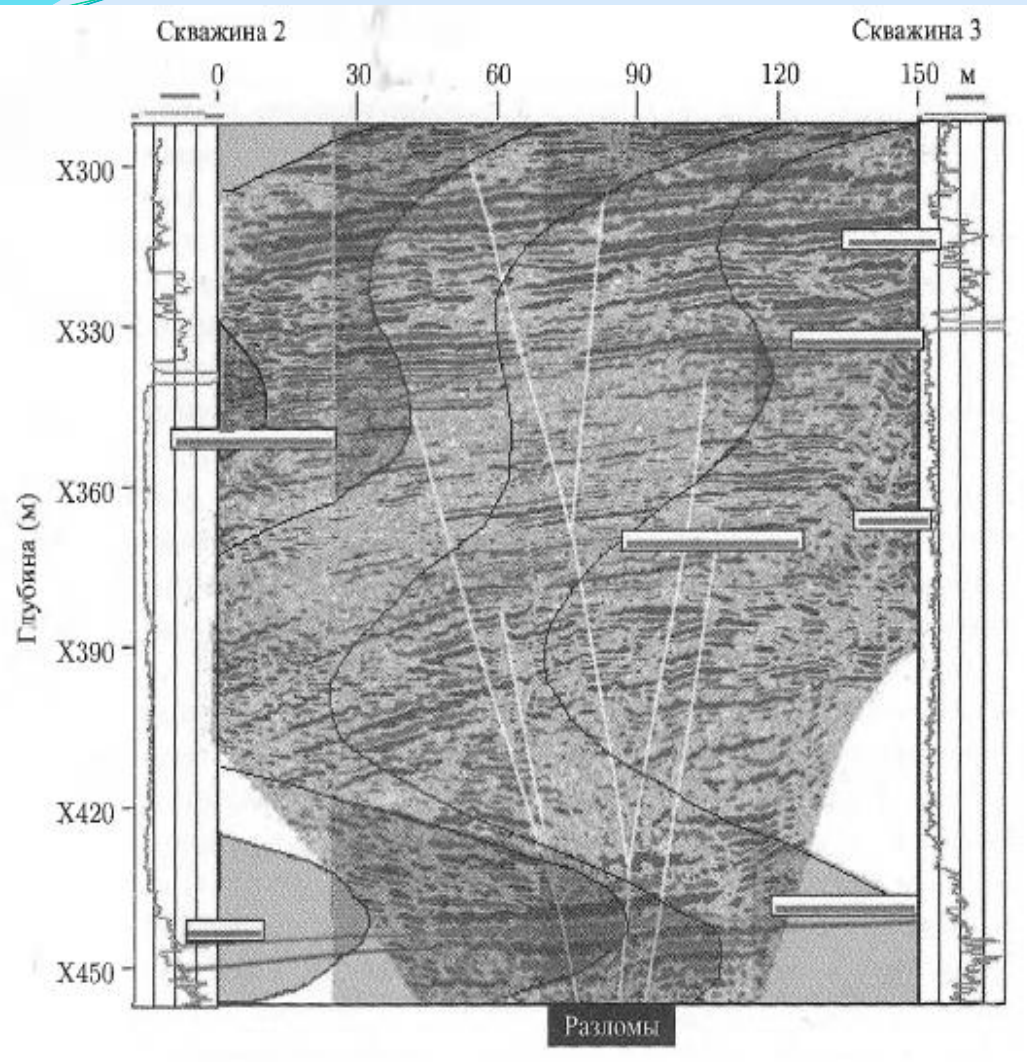


Рис.5.8- Межскважинный сейсмический разрез по данным МОВ

Пример межскважинной сейсморазведки и интерпретация полученных данных на примере шельфового месторождения в Персидском заливе.

В данной схеме пьезоэлектрический сейсмоисточник был помещен в скважине 3, а цепь приемников располагалась в скважине 2. Интерпретация данных межскважинной сейсморазведки приводится вместе с исходными данными поверхностной сейсморазведки.

Легко заметить, что разрешающая способность межскважинной сейсморазведки по вертикали составляет примерно 0,6 м, то есть по крайней мере на один порядок лучше, чем при поверхностной сейсморазведке, и сравнимо с разрешающей способностью каротажа. На этом рисунке можно заметить утончение и выклинивание пласта, а также малоамплитудные разломы.

Данные флюидов

Данные флюидов (углеводородов или пластовых вод), дают достоверную информацию о неоднородности пласта, которой часто пренебрегают.

Существует множество методов для получения

Определение неоднородности пласта

таких данных.

Что касается пластовых флюидов, то важной информацией является пространственное изменение некоторых параметров, таких как состав или свойства PVT, которое может свидетельствовать о существовании преграды на пути потока флюидов внутри пласта.

Пространственные изменения в распределении пластовых флюидов являются следствием процессов, которые происходят очень долго в геологическом масштабе времени. В этом смысле данные флюидов могут считаться квазидинамическими данными, в отличие от статических данных, таких как каротажные диаграммы или сейсмические данные, и динамических данных, какими являются данные добычи.

Межфлюидные контакты

Во время открытия месторождения пластовые флюиды пребывают в гидравлическом равновесии и распределяются по вертикали в зависимости от их плотности при пластовом давлении и температуре. Граница между этими флюидами является горизонтально и наблюдаться на одной и той же глубине, если коллектор является гидравлически связанным.

Как следствие, если в различных скважинах, пробуренных в том же самом пласте, межфлюидные контакты обнаруживаются на разных глубинах, велика вероятность того, что данный коллектор разобщен. Самым обычным объяснением является существование наклонного контакта.

Например, наличие активной гидродинамики или латеральной изменчивости петрофизических свойств коллектора может приводить к возникновению реально существующих или кажущихся наклонов водонефтяного контакта (ВНК).

С другой стороны, необходимо заметить, что наличие общего межфлюидного контакта во всех скважинах, пробуренных в пласте на этапе изучения, само по себе не является гарантией связности коллектора. В некоторых случаях бывает так, что экраны на пути потока флюидов возникают только после стадии миграции углеводородов как следствие диагенетических эффектов, обусловленных циркуляцией флюидов в пласте.

В этом случае экраны в пласте обычно удастся выявить только после начала эксплуатации, наблюдая, например, различный подъем уровня контактов в различных блоках вследствие извлечения пластовых флюидов.

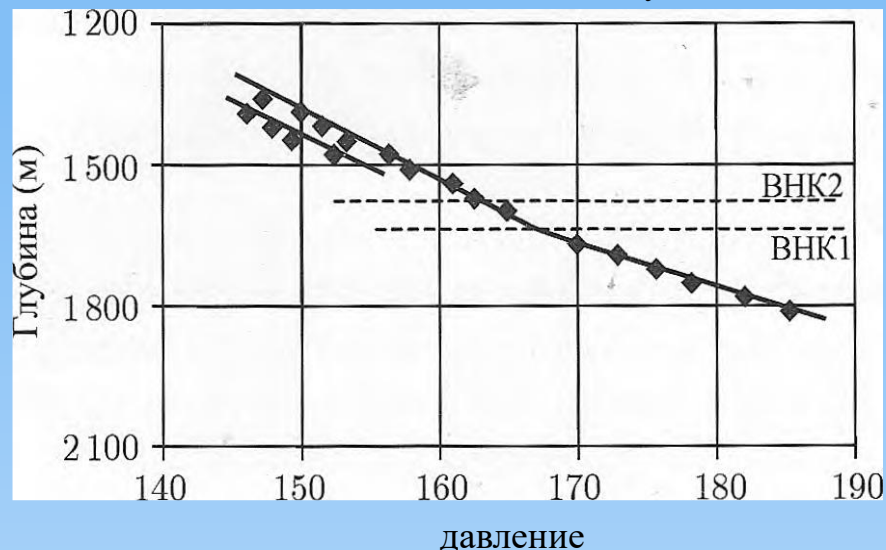
Определение неоднородности пласта

Однако в большинстве случаев общее правило является верным, и различия в глубине контактов могут свидетельствовать о степени прерывистости пласта.

Для определения границы контакта флюидов можно использовать каротажные диаграммы, стандартный керновый анализ и замеры давления. Важно отметить, что замеры давления, сделанные при помощи испытателя пластов на кабеле (WFT = Wireline Formation Test), являются одним из самых эффективных способов определения межфлюидных контактов на любой стадии эксплуатации месторождения.

На рис. 5.9 представлены данные давления, полученные в двух различных скважинах на начальной стадии разработки месторождения. На этом месторождении было сделано предположение о присутствии разлома внутри пласта на основании интерпретации данных сейсморазведки.

В одной из двух скважин встретился водонефтяной контакт (ВНК1), который четко виден на графике, полученном с использованием данных испытателя пластов на кабеле, на глубине 1,676 метров. Во второй скважине этот контакт не был достигнут, однако данные свидетельствуют о том, что она гидравлически



изолирована от первой скважины.

Если две эти скважины связаны общей гидродинамической системой, положение контакта во второй скважине может быть получено за счет экстраполяции данных давления на градиент водоносного горизонта (ВНК2).

Интересен факт, что обе скважины имеют один и тот же нефтяной градиент, на основании чего можно предположить, что оба этих пластовых блока насыщены одинаковой нефтью.

Рис. 5.9- Измерения испытателем пластов на кабеле и положение границы ВНК

Определение неоднородности пласта

Вариации состава углеводородов

Вариации состава углеводородов в рамках продуктивного пласта могут быть связаны с целым рядом механизмов. Некоторые из них действуют на первых этапах генерации углеводородов, тогда как другие имеют место после формирования ловушки.

Процесс, ответственный за вариации состава углеводородов в масштабе всего пласта, возможно, связан с преобразованием нефтематеринской породы, которая имеет тенденцию образовывать углеводороды с поэтапно изменяющимся составом, от более зрелой к более легкой нефти. Эти зрелые нефти заполняют ту часть пласта, которая располагается ближе всего к зоне нефтеобразования, обычно в самых нижних крыльях залежи, тогда как более тяжелые нефти, образовавшиеся раньше, накапливаются ближе к кровле пласта.

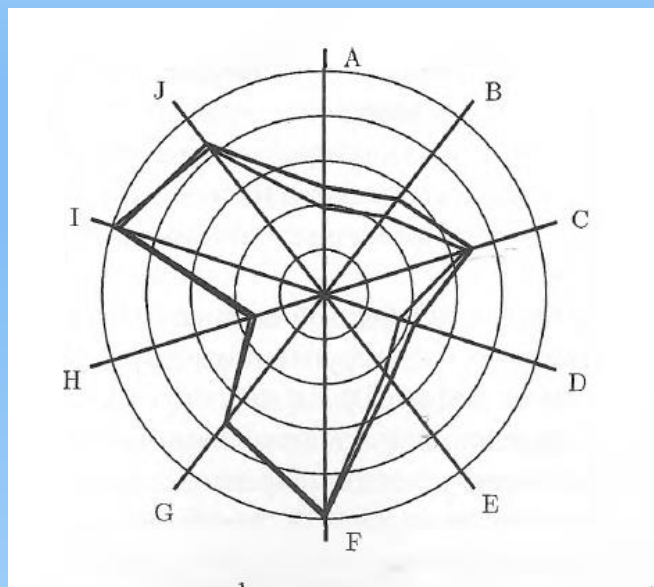


Рис. 5.10 - Диаграмма хроматографического распределения для отпечатков нефти

К другим механизмам, способным породить изменения состава углеводородов, относятся биodeградация нефти и потеря газа. Оба эти механизма способствуют исчезновению из нефтей более легкой фракции и обычно действуют неоднородно в различных областях продуктивного пласта.

При нормальных условиях эти вариации имеют тенденцию к гомогенизации и исчезновению с геологическим течением времени, вследствие процессов смешения, связанных с диффузией и конвекцией флюидов. Диффузия и конвекция — это медленные процессы, которые действуют постоянно с момента формирования коллектора. Аналитические и численные модели показали, что конвекция, безусловно, является самым важным механизмом восстановления равновесия пространственных неоднородностей в составе флюидов. Этот механизм, также получивший название гравитационное разделение или перераспределение по плотности, способствует восстановлению гравитационного равновесия в коллекторе, который к

Определение неоднородности пласта

к концу этапа миграции заполняется более тяжелым углеводородом в своей структурно наиболее высоко лежащей части.

В продуктивных пластах со средней проницаемостью, наполненных нефтью средней плотности по шкале API, эти процессы смешения могли бы уравнивать большинство различий в плотности за миллион лет на расстоянии в 1-2 километра. Следовательно, наличие значительных отклонений по плотностям флюидов в пласте является признаком того, что смешивание не произошло из-за наличия экранов на пути потока флюидов.

Анализ латеральной изменчивости состава углеводородов может осуществляется различными методами. Самым простым является прямое сопоставление химического состава нефтей, образцы которых берутся в различных частях продуктивного пласта.

Одним из наиболее широко используемых методов в этой группе является газовая хроматография, которая позволяет получить то, что часто называется термином снятие отпечатков с нефти (рис.5.10). Этот метод быстр и относительно дешев по сравнению с другими методами определения связности пласта.

Состав образцов нефти, отобранных в различных частях месторождения, можно сравнивать при помощи диаграмм, подобных изображенной на рис. 5.10. На этом рисунке каждая из осей представляет собой наиболее характерное отношение хроматографических пиков, а полученная в результате диаграмма является типичным отпечатком той или иной нефти (в этом примере сравниваются 2 нефти). Применение диаграммы такого вида позволяет выявить наличие в пласте возможных изолированных блоков.

Используют также другие методы, позволяющие идентифицировать состав нефти, в частности стандартные данные PVT, такие как давление насыщения, объемный коэффициент, плотность и газосодержание в пластовых условиях.

Преимущество данных PVT состоит в том, что их сбор осуществляется на ранней стадии эксплуатации месторождения, когда необходимо принимать стратегические решения относительно разработки месторождения.

Недостаток заключается в том, что обычно отбирается сравнительно небольшое число образцов, поэтому информация о пространственной изменчивости является достаточно скудной. Кроме того, в отношении образцов для анализа PVT существует проблема достоверности, потому что как в случае отбора образцов с забоя, так и при поверхностной рекомбинации имеется неопределенность, касающаяся репрезентативности взятого образца в сравнении с реальным пластовым флюидом.

Определение неоднородности пласта

Пример использования данных PVT при оценке прерывистости пласта приведен на рис. 5.11. Два скопления точек давления насыщения представляют образцы, собранные в двух различных частях месторождения, разделенных по разрезу мощным пластом морских глин. Эти схемы распределения показывают степень внутренней целостности, которая, возможно, связана с гравитационным разделением нефти, однако они значительно отличаются друг от друга, подтверждая отсутствие связи между этими двумя пластами.

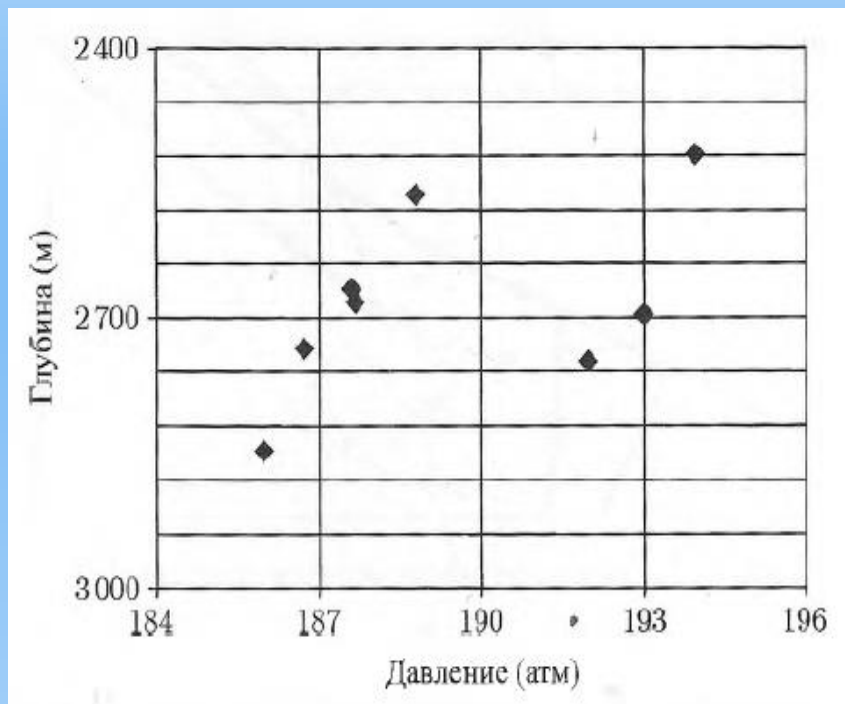


Рис. 5.11-Давление насыщения от глубины, изолированный пласт

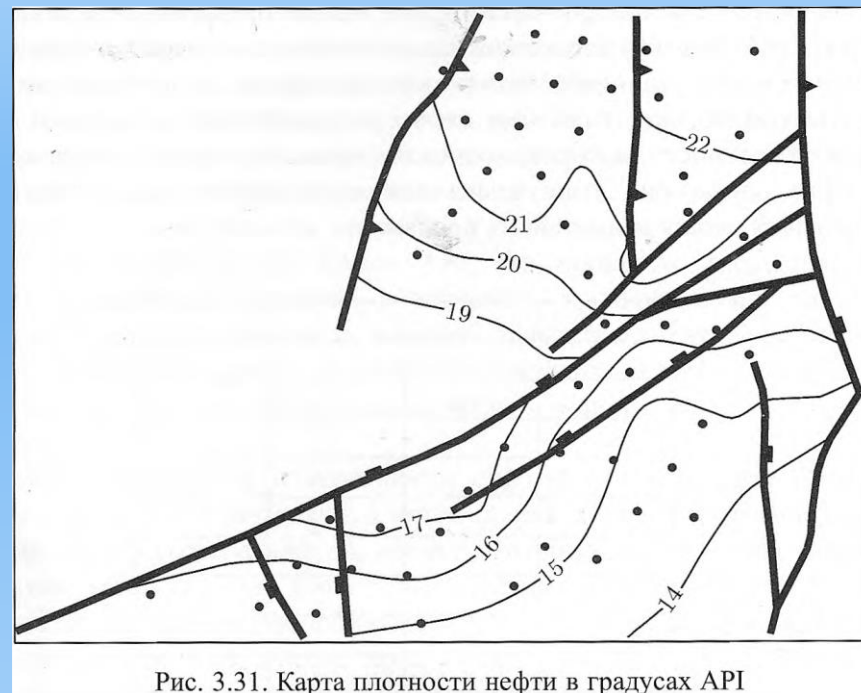


Рис. 5.12 – Карта плотности нефти в градусах API

Определение неоднородности пласта

На более поздних стадиях эксплуатации месторождения становится доступным большее количество информации о добытых углеводородах, которая также может быть использована для подтверждения существования в пласте экранов на пути потока флюидов.

На рисунке 5.12 приведен пример карты плотности нефти в градусах API, на которой четко видны две отдельные области со значительно различающимися средними показателями плотности. Это месторождение эксплуатируется уже более сорока лет, и эти данные доступны уже на протяжении долгого времени. Фактически существование протянувшегося с северо-востока на юго-запад разлома, разделяющего эти две области, предполагалось задолго до того, как первая трехмерная сейсмосъемка, проведенная за последние годы, наконец подтвердила его наличие и точное местоположение