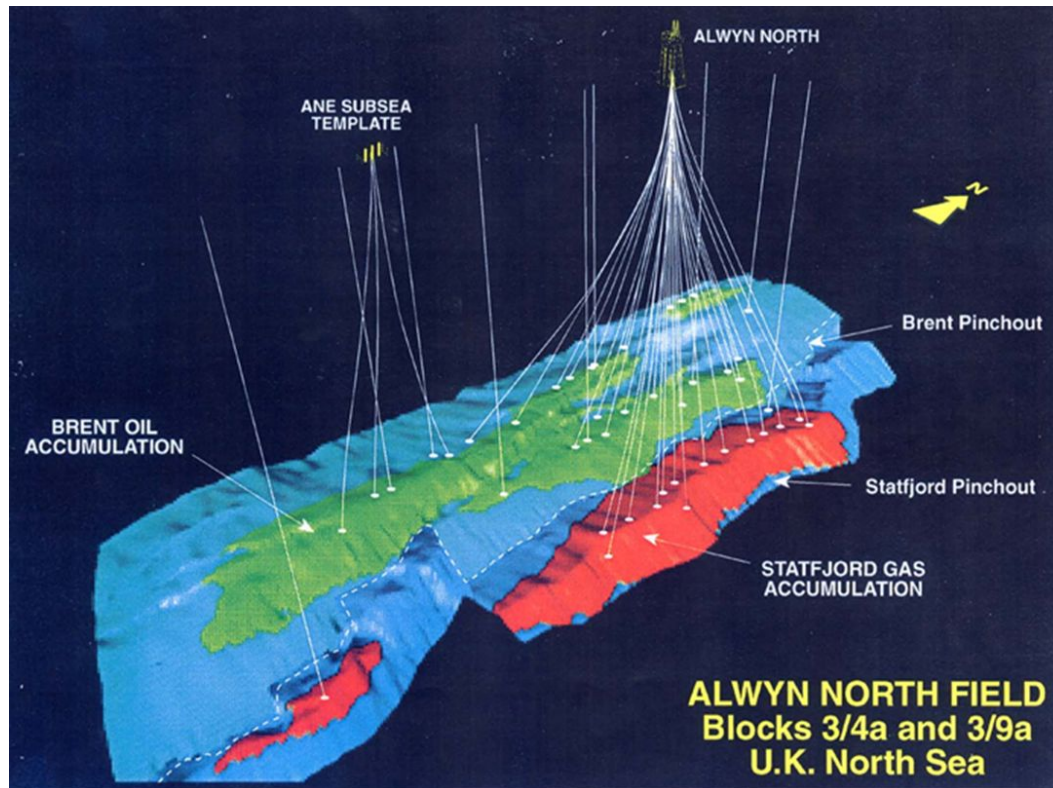


# Тема 8. *Интерпретация сейсморазведочных данных*

6 часов, лекции № 25 - № 27



Лекция № 26

*Динамическая интерпретация*

# *Задачи динамической интерпретации*

Задачей этого этапа интерпретации является *прогнозирование вещественного состава и свойств горных пород*, слагающих геологический разрез, а также решение других геологических задач.

Литологическую информацию из результатов сейсморазведки можно извлечь, изучая скорости распространения упругих волн по вертикали и латерали.

*Скорость* распространения упругих волн, определяется множеством факторов, но в первую очередь это *литологический состав горных пород*.

Второй важный фактор для получения геологической информации это характер изменения формы записи и интенсивности сейсмических волн.

Для выполнения этапа динамической интерпретации данных сейсморазведки необходимо решение задач *динамического анализа*, которые включает в себя:

- Оценку динамических параметров (амплитуды, форма, энергия, частоты и их производные) по результатам динамического анализа.
- Оценку мгновенных динамических параметров (амплитуда, частота, фаза) по результатам анализа комплексных трасс.
- Решение задач сейсмогеологического моделирования (преобразование данных сейсморазведка - ГИС – в геологические модели).

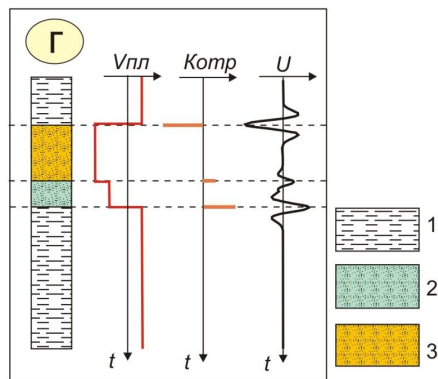
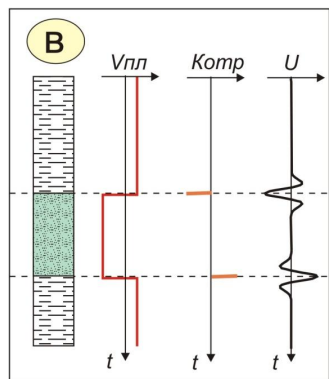
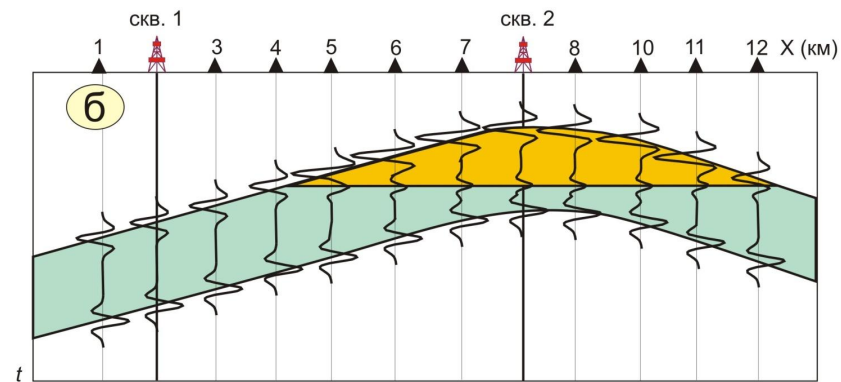
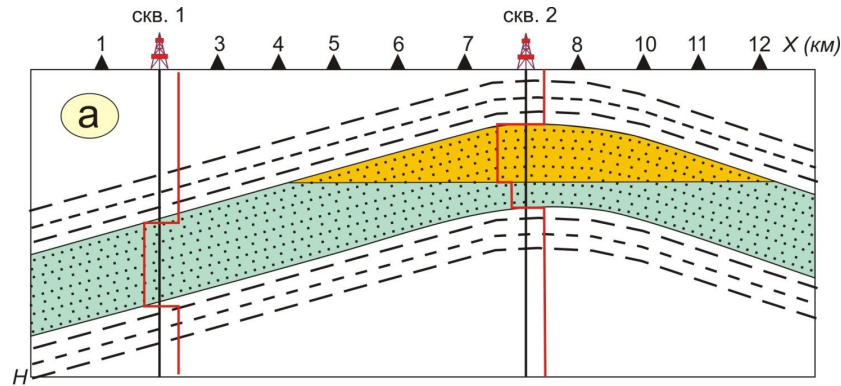
# ***Динамические параметры сейсмических волн***

***Динамические параметры сейсмических волн: амплитуда, мгновенная амплитуда, длина волны, период, частота, мгновенная частота, мгновенная фаза, когерентность, поглощение и т. д.*** – отражают, во-первых, ***форму и интенсивность сейсмических волн***, во-вторых, ***характер изменения формы и интенсивности в зависимости от пути***, пройденного волнами в среде.

Отраженные сейсмические волны формируются и возникают на границах сред с различными значениями ***акустической жесткости (акустических свойств геологического разреза)***. Изменения акустических свойств в первую очередь обусловлено литологическими изменениями, которые, в свою очередь, зависят от условий осадконакопления. Таким образом, динамические параметры несут в себе информацию о геологическом строении слоистых осадочных образований, что является главным объектом ***сейсмогеологического анализа***.

Для проведения ***динамической интерпретации*** необходимы материалы прошедшие обработку, которая не искажает амплитуды сейсмических волн, такую обработку мы ранее определили как динамическую. ***Динамическая обработка*** полевых материалов ориентирована на получение сейсмических трасс, одиночных или суммарных, на которых амплитуды полезных волн прямо пропорциональны коэффициентам отражения соответствующих участков сейсмических границ - при максимально возможном исключении всех других факторов, влияющих на интенсивность колебаний. Такой подход называют обработкой с ***сохранением относительных амплитуд (СОА)***.

# Схема отображения геологического разреза в сейсмической волновой картине



Из всех факторов, формирующих **амплитуду полезной волны**, наиболее значимым для интерпретации является **коэффициент отражения** -  $A_m(t_m)$ : он определяет интенсивность и полярность волнового импульса в зависимости от различия упругих свойств контактирующих на границе пород, что обусловлено их литологическим составом, пористостью, флюидонасыщенностью и пр.

а – модель геологического разреза;

б – синтетический временной разрез;

в – сечение модели за пределами залежи;

г – сечение модели через залежь;

1 – глина;

2 – водонасыщенный песчаник;

3 – газонасыщенный песчаник

# *Качественная интерпретация амплитуд сейсмических сигналов*

Материалы динамической обработки наблюдений *МОВ* используют при детальном изучении свойств осадочных отложений, которое иногда называют *прогнозированием геологического разреза (ПГР)*. К типовым задачам подобного рода относятся:

- оценка литологического состава, фациальных особенностей и коллекторских свойств пород разреза;
- палеореконструкции условий осадкообразования;
- выявление структурно-литологических ловушек, перспективных на нефтегазоносность;
- обнаружение и оконтуривание залежей углеводородородов;
- контроль изменения залежей в процессе их эксплуатации;
- прогнозирование зон аномально высокого пластового давления (*АВПД*) и др.

Остановимся подробнее на одной из перечисленных задач - *обнаружении залежей углеводородов*. Нередко залежи могут быть связаны с неантиклинальными структурами или с такими особенностями строения разреза, которые находятся за пределами разрешающей способности кинематической интерпретации. Кроме того, многие локальные поднятия, обнаруженные в регионально продуктивных толщах, при проверке бурением оказываются пустыми. В подобных случаях прогнозирование залежей нефти и газа полевыми геофизическими методами имеет важное экономическое значение. Иногда такие исследования называют *прямыми поисками углеводородов*, хотя этот термин вряд ли применим к методам, которые изучают лишь косвенные физические проявления геологических объектов.



# *Качественная интерпретация амплитуд сейсмических сигналов*

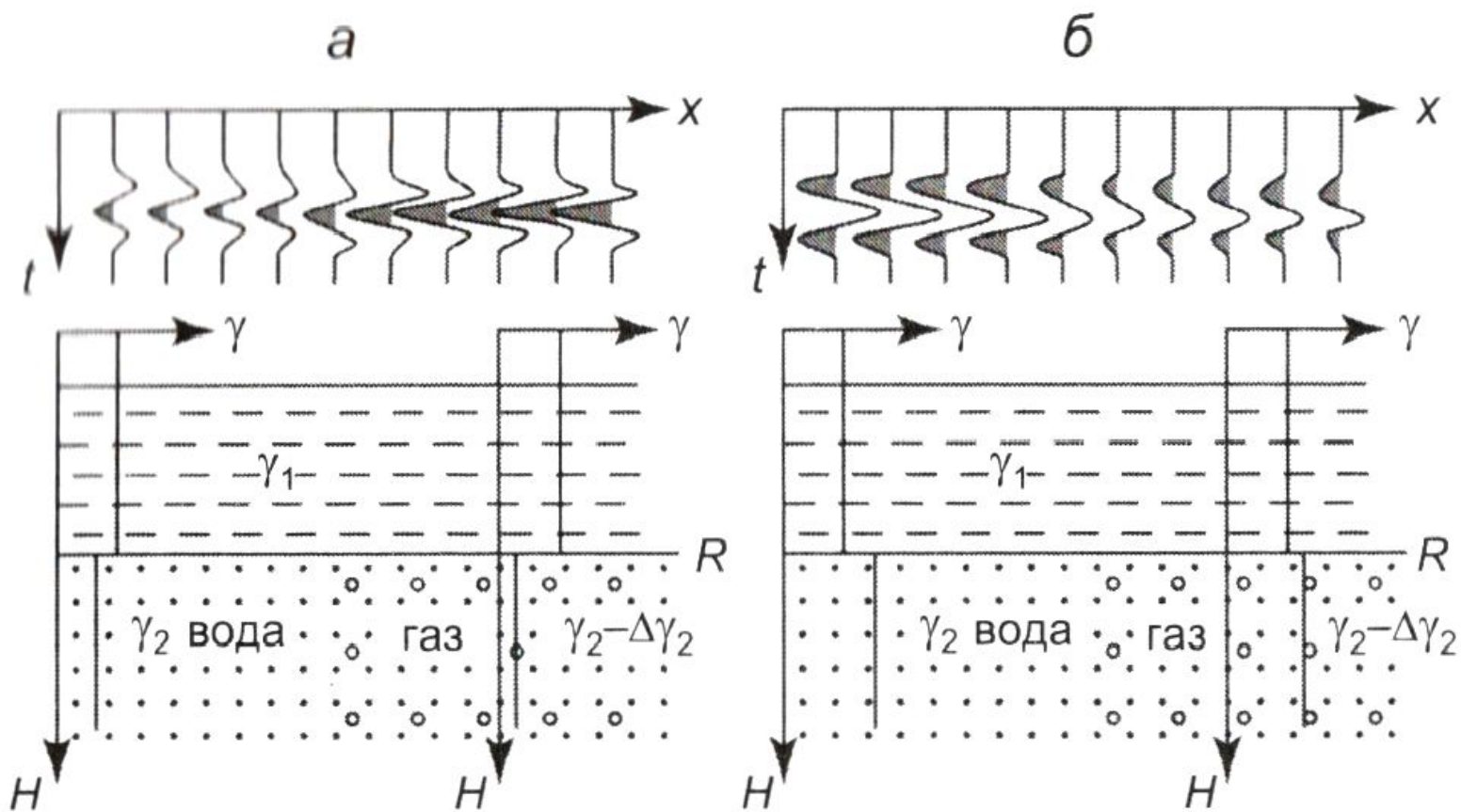
*Скопление углеводородов приводит к изменению упругих, плотностных и поглощающих свойств вмещающих горных пород.*

Нефтегазовым залежам сопутствуют следующие физические эффекты:

- уменьшение объемной плотности коллектора и скорости распространения продольных волн при насыщении его углеводородами;
- уменьшение акустической жесткости коллектора, приводящее к изменению величин и даже знаков коэффициентов отражения от его границ;
- образование гладких горизонтальных отражающих границ, соответствующих водонефтяным, водогазовым и газонефтяным контактам, которые могут отличаться от более или менее шероховатых и наклонных границ раздела вмещающих пород;
- увеличение поглощения упругих колебаний в пределах самой залежи и в покрывающей толще вследствие диффузии в нее углеводородов.

Перечисленные эффекты наиболее заметны в случаях газовых залежей, расположенных в высокопористых терригенных отложениях на глубинах до 2-3 км. Здесь относительное уменьшение параметров коллектора может достигать 20% - для скорости продольных волн и 30% - для акустической жесткости.

# Качественная интерпретация амплитуд сейсмических сигналов

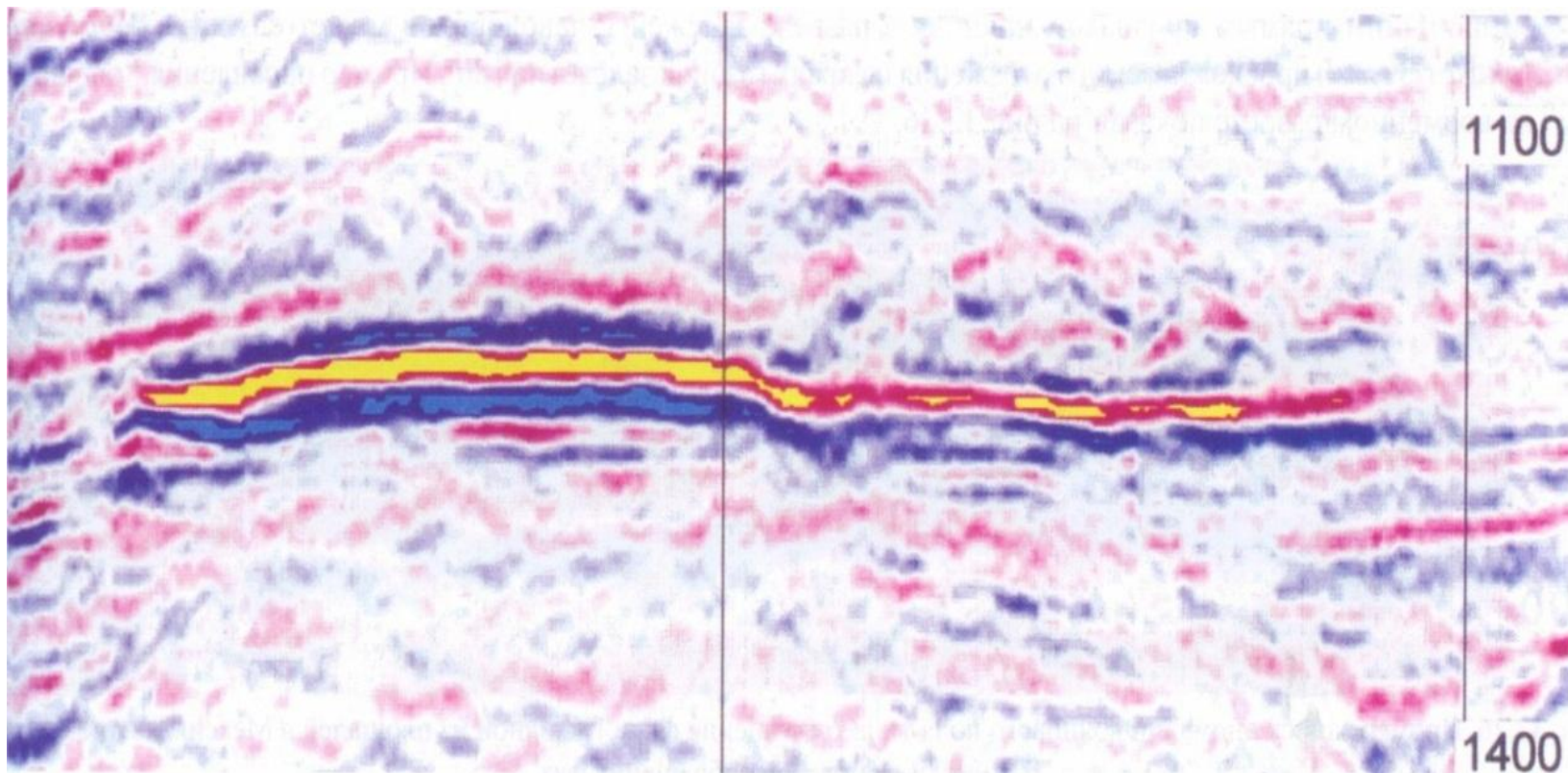


Модельный пример динамических эффектов отражения от кровли газонасыщенного  
песчаного коллектора

а – «яркое пятно», б – «тусклое пятно»

В области газовой залежи *амплитуда отраженной волны от кровли пласта может увеличиваться* если скорость в пласте - коллекторе *меньше* чем в покрывке.

Этот эффект бывает хорошо заметен на волновой картине, за что получил название *яркого пятна*.

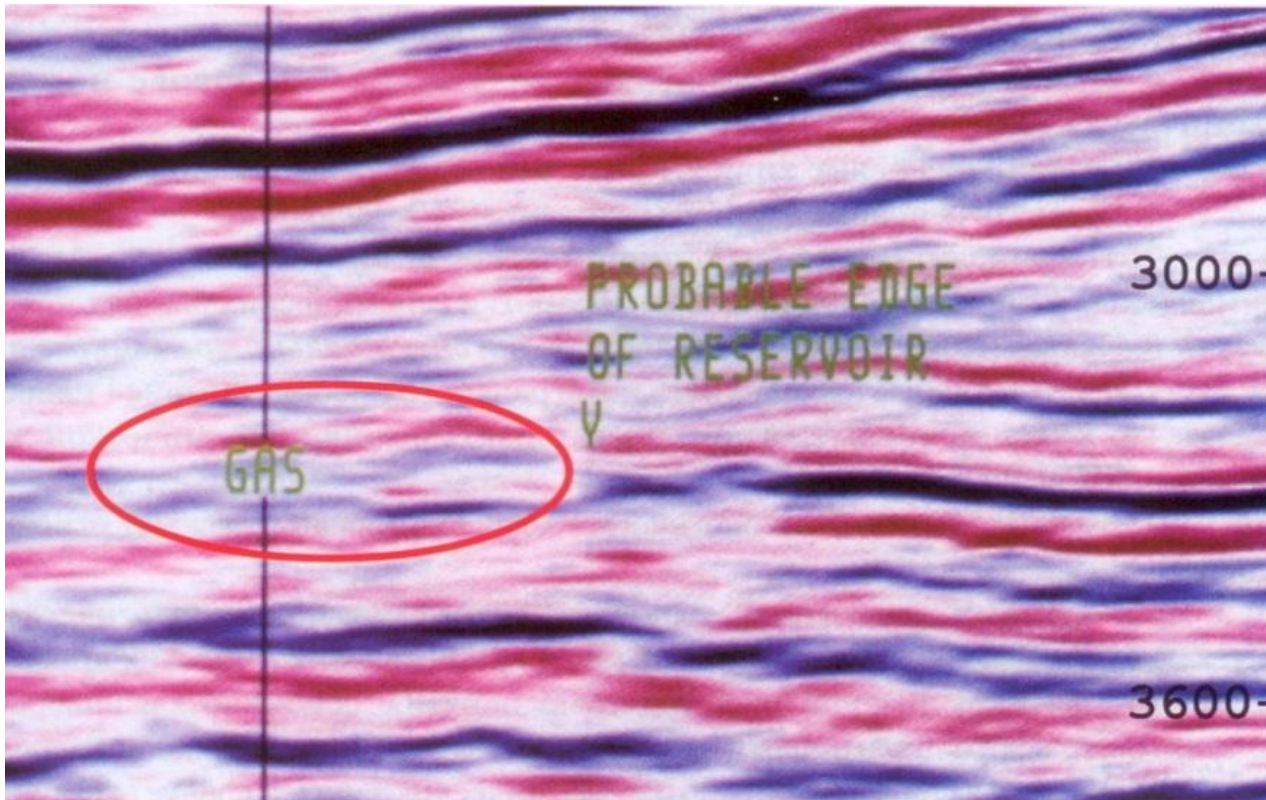


Пример записи аномалии волнового поля типа «*яркое пятно*» на одной из площадей в Мексиканском заливе



В области газовой залежи *амплитуда отраженной волны от кровли пласта может уменьшится* если скорость в пласте - коллекторе *больше* чем в покрывке.

Этот эффект бывает хорошо заметен на волновой картине, за что получил название *тусклого пятна*.



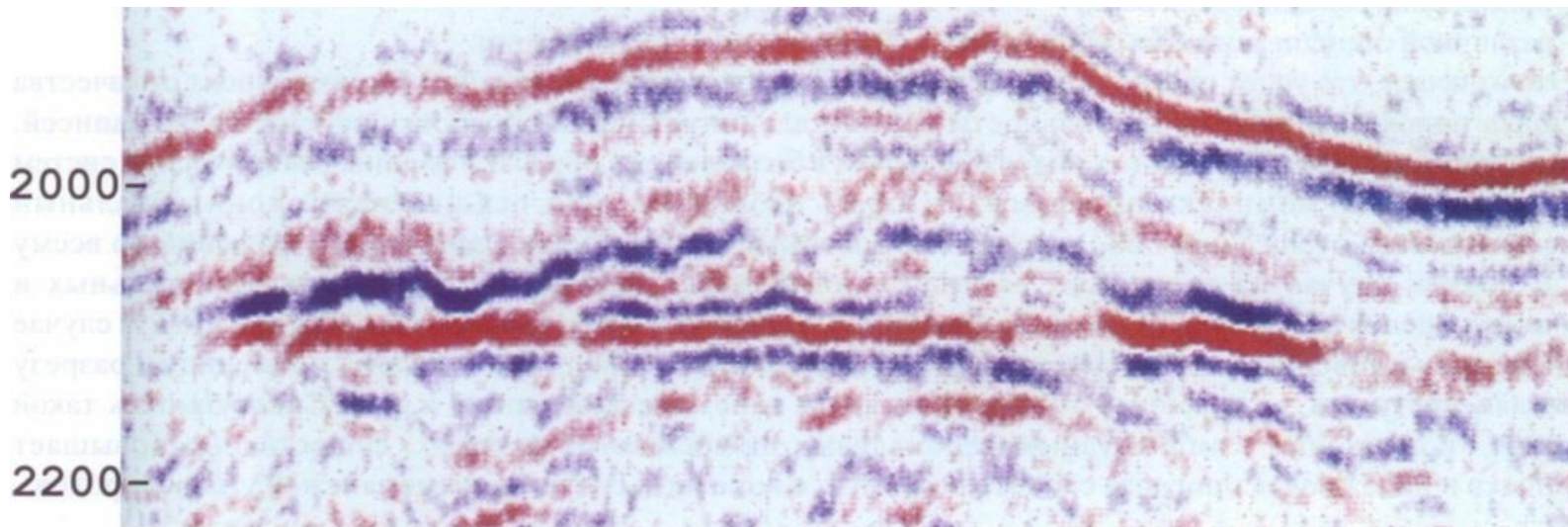
Пример записи аномалии волнового поля типа «*тусклое пятно*» на одной из площадей шельфа Тринидада.

# *Методы качественной интерпретации амплитуд сейсмических сигналов*

Методы качественной интерпретации амплитуд сейсмических сигналов с выделением *ярких и тусклых пятен (ЯТП)* стали возможными с внедрением в практику сейсморазведочных работ цифровой регистрации и цифровой обработки.

В 1970-е годы, были получены ошеломляющие, для того периода результаты – оказалось, что если провести обработку с сохранением относительных амплитуд, то можно *«увидеть»* нефтегазовые залежи на сейсмических разрезах.

Кроме *ярких* и *тусклых* пятен на временных разрезах были обнаружены отражения непосредственно от газо-водяной контакта. Американские геофизики называли такие отражения *плоскими пятнами*, пример временного разреза иллюстрирующий это явление приведен на следующем слайде.



Пример записи аномалии волнового поля типа «*плоское пятно*» на одной из площадей в Северном море

# *Мгновенные динамические характеристики (МДХ) сейсмических сигналов*

Примерно в это же время (70-е годы прошлого века) появилась еще одна технология качественной интерпретации сейсмических амплитуд – *определение мгновенных динамических характеристик (МДХ)*.

Эти характеристики (называемые сегодня *атрибутами*) определяются с использованием *преобразований Гильберта*, относящихся к классу интегральных преобразований *типа Фурье*, широко применяющихся в сейсморазведке.

Вычисление МДХ основано на комплексном представлении сейсмической трассы, которое исходит из следующих соображений.

Сейсмическую трассу можно представить в виде:

$$s(t) = A(t) \cdot \cos \varphi(t),$$

где -  $A(t)$  и  $\varphi(t)$  - амплитуда и фаза записи.

Сопряженная, по Гильберту, трасса определяется так

$$\tilde{s}(t) = A(t) \cdot \sin \varphi(t)$$

Знание двух трасс - обычной и сопряженной позволяет определить входящие в сомножители этих выражений динамические характеристики сейсмической записи - *амплитуду и фазу*.

# *Комплексная сейсмическая трасса - $z(t)$*

Для решения задачи выделения двух основных динамических параметров записи удобнее всего объединить обе трассы, действительную и сопряженную (по Гильберту), в форме одной комплексной функции, соединив их и разделив их с помощью символа мнимой единицы  $j$ .

Назовем такую комбинацию *комплексной сейсмической трассой  $z(t)$* :

$$z(t) = A(t) \cdot \cos\varphi(t) + jA(t) \cdot \sin\varphi(t) = A(t) \cdot \exp(j\varphi(t))$$

Эта трасса имеет *модуль  $A(t)$* , который является огибающей комплексной трассы. Величину  $A(t)$  принято называть *мгновенной амплитудой* (или *силой отражения - reflection strength*) сейсмической записи.

Функция  $\varphi(t) = \arctg(\tilde{s}(t)/s(t))$

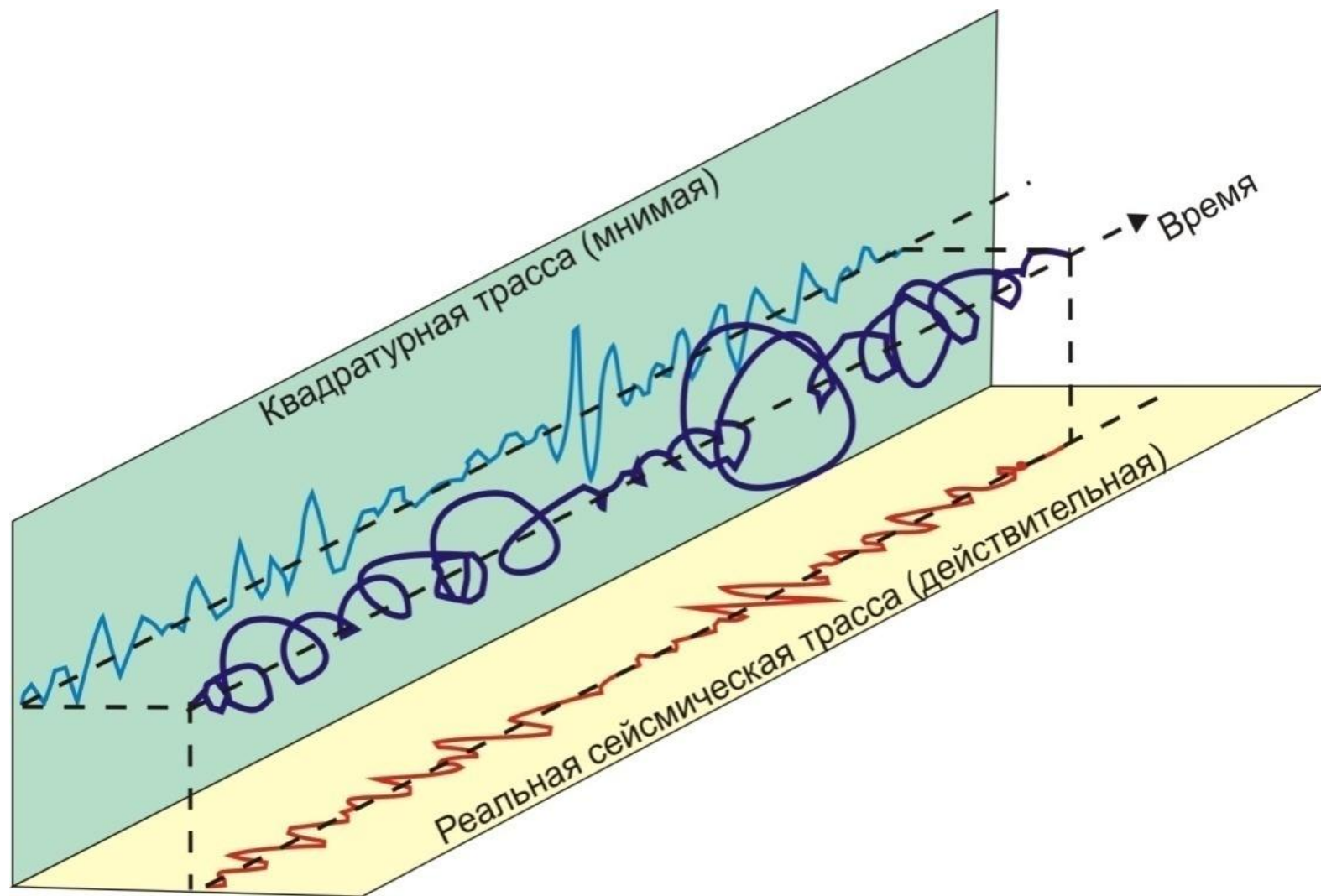
определяет так называемую *мгновенную фазу* сейсмической записи.

Дифференцируя мгновенную фазу  $\varphi(t)$  по времени, можно получить еще один параметр - *мгновенную частоту* -  $f_0 = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d\varphi(t)}{dt}$

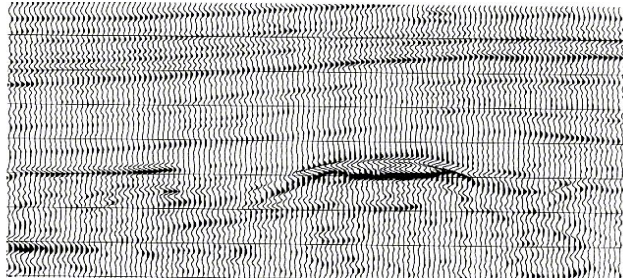
Таким образом, мгновенные параметры сейсмической записи легко можно определить, если имеется преобразованная по Гильберту сейсмическая трасса.



# *Взаимосвязь между комплексной, реальной и сопряженной сейсмическими трассами*



# Пример интерпретации мгновенных динамических атрибутов



Фрагмент временного разреза ОСТ

Временные разрезы мгновенных атрибутов сейсмической записи.

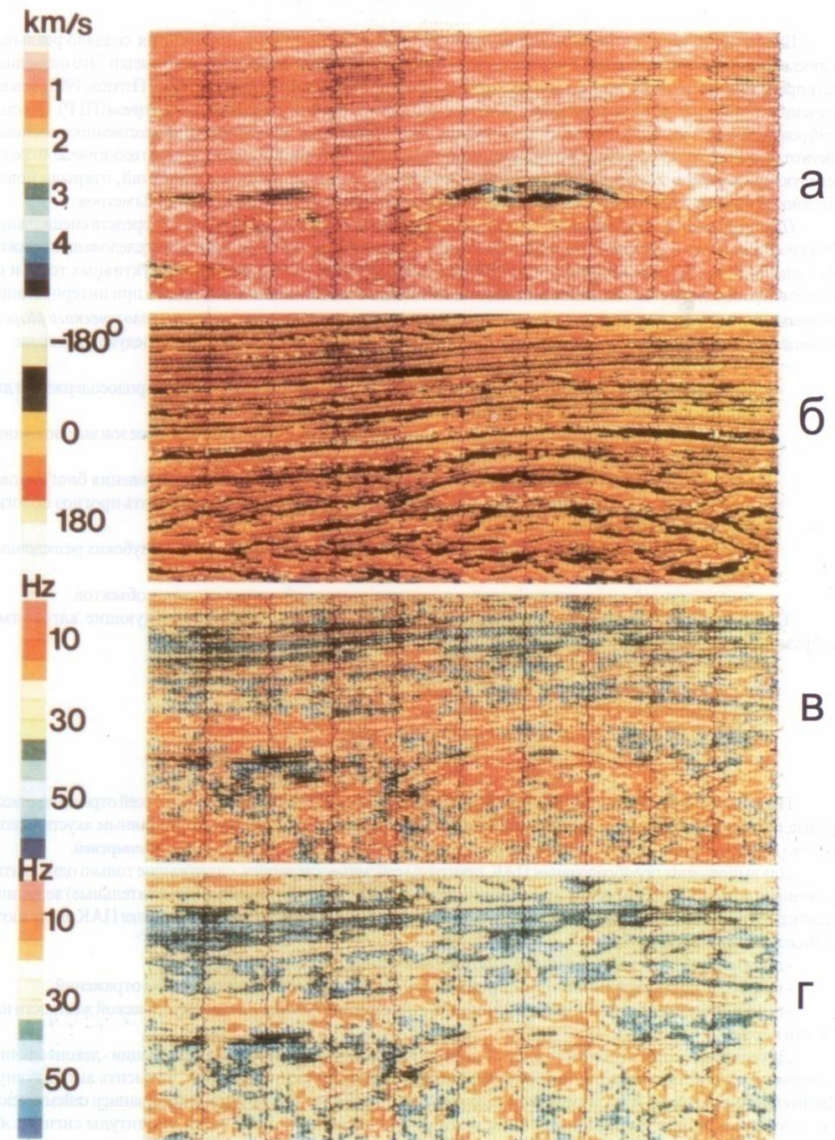
а – мгновенных амплитуд;

б – мгновенных фаз;

в – мгновенных частот;

г – средних значений мгновенных частот

Эти материалы, анализируемые совместно с исходным разрезом, увеличивают для интерпретатора информативность изучаемой волновой картины.



# *Количественная интерпретация амплитуд сейсмических сигналов*

Динамическая обработка полевого материала хорошего качества позволяет получать сейсмические трассы с *высоким уровнем амплитудной и временной разрешенности, т. е с преобладанием коротких импульсов однократных отражений.*

Такие *сейсмические трассы близки к импульсной сейсмограмме, на которой амплитуды колебаний пропорциональны коэффициентам отражения соответствующих границ.*

На этой зависимости базируются различные *методы динамической инверсии волновой картины, преобразующие амплитуды сейсмических колебаний в оценки упругих свойств горных пород.*



# *Псевдоакустический каротаж (ПАК)*

*Псевдоакустическим каротажем* называется преобразование сейсмических записей отраженных волн в кривые, подобные графикам пластовой скорости (акустической жесткости), получаемым по данным акустического каротажа скважин.

Для выполнения преобразования ПАК пригодны сейсмические записи, содержащие только однократно отраженные волны. При этом необходимо, чтобы были восстановлены истинные (относительные) величины амплитуды отраженных волн (записи СОА).

Преобразования сейсмических записей по методике ПАК включают в себя несколько видов операций:

1. преобразование исходных записей в импульсную трассу (сейсмограмму);
2. преобразование импульсной сейсмограммы в последовательность коэффициентов отражений;
3. переход от последовательности коэффициентов отражения к распределению акустической жесткости или жесткости в среде.

Переход от импульсной формы записи сейсмических сигналов к коэффициентам отражения базируется на допущении о прямой связи амплитуды сигнала  $a$  и коэффициента отражения  $A$  (при нормальном падении):

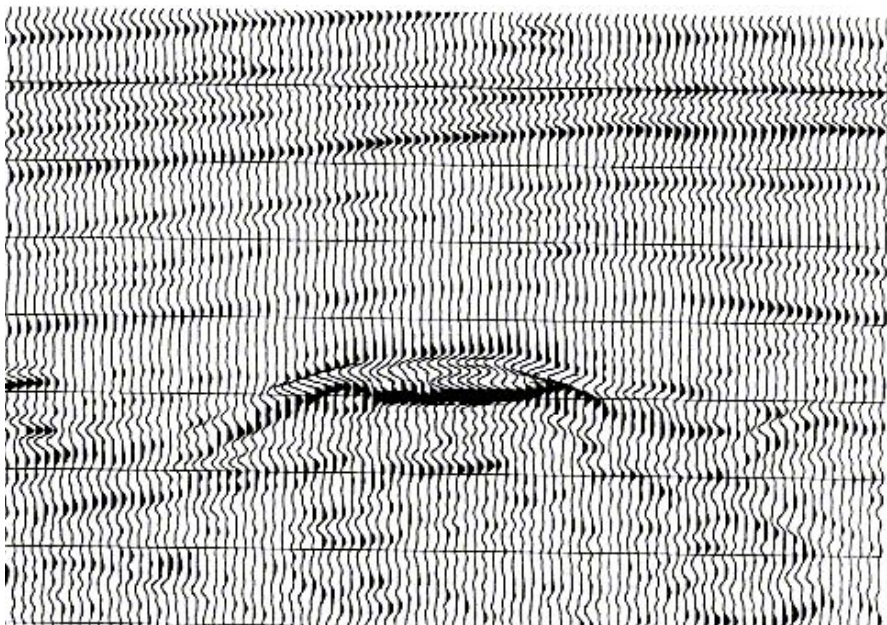
$$a = C \cdot A = C \frac{\gamma_{j+1} - \gamma_j}{\gamma_{j+1} + \gamma_j}$$

где -  $\gamma_{j+1} = V_{j+1}\rho_{j+1}$  и  $\gamma_j = V_j\rho_j$  - акустические жесткости ниже и выше отражающей границы,  $a$  - амплитуда отраженной волны,  $A$  - коэффициент отражения для  $j$ -й границы при нормальном падении волны сверху для границы,  $C$ - коэффициент пропорциональности.

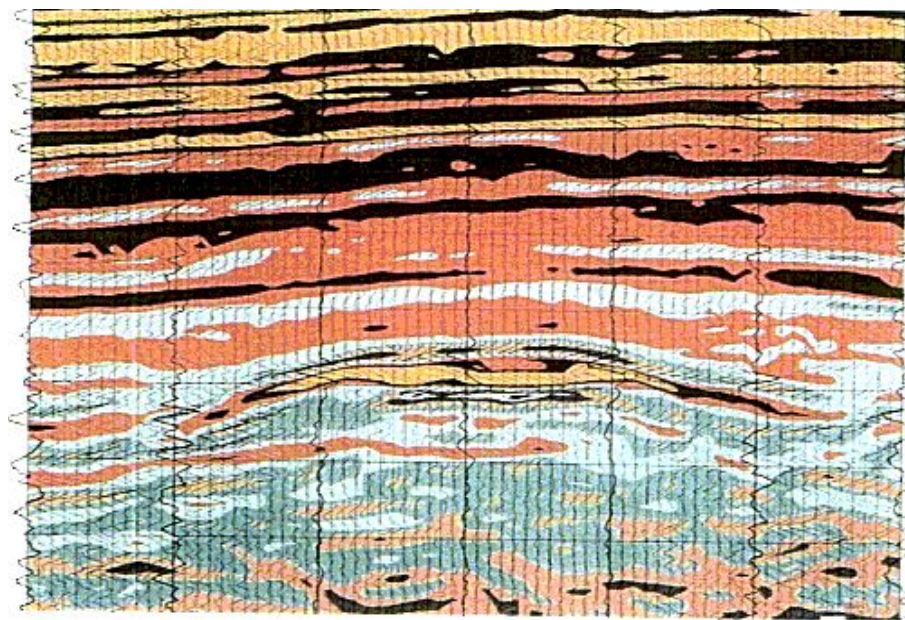
# Результаты псевдоакустического каротажа

Технология **ПАК** – (кроме вышеперечисленных включает в себя операции масштабирования, выбора полярности и редактирования ) преобразует *сейсмический разрез* в разрез *акустических жесткостей* .

При наличии даже ограниченного числа опорных скважин технология **ПАК** позволяет получать представление о свойствах геологического разреза в межскважинном пространстве.



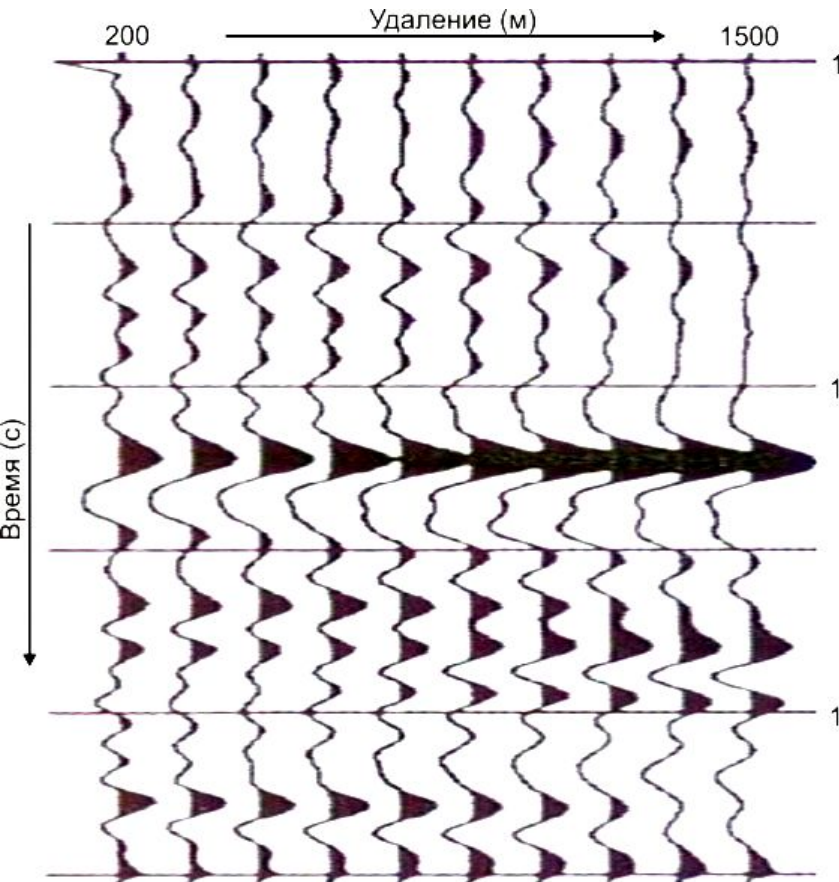
Фрагменты разрезов: временного



псевдоакустической жесткости



# Изменение амплитуды отраженной волны от величины удаления «источник – приемник»



Изменение *амплитуды отраженной волны* вызвано многими факторами, среди которых, прежде всего, следует назвать зависимость величины коэффициента отражения сейсмической энергии от значения угла падения этой волны границу раздела сред.

Несомненно, что существует еще масса других физических процессов, которые также влияют на характер этой зависимости, однако их влияние обусловлено только свойствами среды, *находящейся над сейсмической границей*.

В тоже время значения коэффициентов отражения сейсмических волн зависят не только от свойств среды, лежащей выше сейсмической границы, но и заметным образом зависят от упругих свойств среды, *находящейся ниже отражающей границы*.

Это создает принципиальные предпосылки для изучения методом отраженных волн свойств среды, лежащей *ниже отражающей границы*.

# ***Анализ зависимости амплитуды отраженной волны от величины удаления «источник – приемник»***

Одним специальных видов обработки, активно развивающихся в последнее время, стал анализ зависимости изменения амплитуды отраженной волны от удаления "источник - приемник" - так называемый *метод AVO - анализа (Amplitude Variation with Offset)*.

*AVO* - анализ основан на выявлении и изучении аномалий амплитуд сейсмических отражений, преимущественно связанных с контрастными по упругим свойствам *газовыми залежами в осадочных разрезах*.

Поэтому данный метод анализа преимущественно используется для получения сведений о наличии (или отсутствии) *газообразных углеводородов в данном интервале разреза*.

Получаемые в процессе анализа различные количественные характеристики волнового поля получили название *AVO - атрибутов*.

Метод анализа сейсмических данных, базируется на классическом решении задачи об отражении плоской продольной волны, падающей под произвольным углом на границу двух упругих полупространств.

Эта задача впервые была решена в *1899* году немецким физиком *Кноттом* и, независимо от него, *Цеппритцом* в *1907* году. Этот результат известен как *уравнения Кнотта – Цеппритца*.

Полученные уравнения долгие годы были мало пригодны для выполнения каких-либо оперативных инженерных расчетов.

# Из уравнений Кнотта-Цеппритца

Цеппритц ввел понятия *относительных амплитуд смещения вторичных отраженных и проходящих волн*, называемых соответственно *коэффициентами отражения* ( $A_{PP}$ ,  $A_{PS}$ ) и *прохождения* ( $B_{PP}$ ,  $B_{PS}$ ).

Величины коэффициентов отражения и прохождения сложным образом зависят от свойств среды и угла падения исходной (продольной) волны.

Первое уравнение (всего четыре уравнения) *Кнотта-Цеппритца* показывает зависимость коэффициента отражения продольной волны –  $A_{pp}$  от скоростей продольной –  $V_p$  и поперечной –  $V_s$  волн, для слоев 1 и 2, их плотностей –  $\rho$  и углов падения –  $\alpha$ .

$$A_{pp} = \frac{a_{p11}}{a_{p1}} = \left\{ 2D^{-1}k_{p1} \left[ m^2 p^2 k_{s1} k_{p2} k_{s2} + (\rho_2 + mp^2)^2 V_{p2} V_{s2} k_{s2} + \rho_1 \rho_2 V_{s1} V_{p2} k_{s2} \right] \right\} - 1$$

где

$p = \sin \alpha / V_l$  – параметр луча, величина обратная кажущейся скорости,

$k_l = (1 - p^2 V^2)^{1/2}$  – косинус угла вторичной волны с индексом  $l$ ,

$m = 2(\rho_2 V_{s2}^2 - \rho_1 V_{s1}^2)$ ,

$D = m^2 p^2 k_{p1} k_{s1} k_{p2} k_{s2} + (\rho_1 + mp^2)^2 V_{p1} V_{s1} k_{p2} k_{s2} + (\rho_2 + mp^2)^2 V_{p2} V_{s2} k_{p1} k_{s2} +$   
 $+(\rho_2 - \rho_1 + mp^2)^2 p^2 V_{p1} V_{s1} V_{p2} V_{s2} + \rho_1 \rho_2 (V_{p1} V_{s2} k_{s1} k_{p2} + V_{s1} V_{p2} k_{p1} k_{s2})$

# ***Приближенные формулы для расчета амплитуд отраженной волны от величины удаления***

Положение дел изменилось в 1980 г, когда впервые была предложена первая приближенная формула, пригодная для численных расчетов. Это было сделано К. Аки и П. Ричардсом в своей фундаментальной работе по количественной сейсмологии. В начале, ими были получены общие формулы, дающие, хотя и в громоздкой форме (дробь с 72 различными слагаемыми), точное решение для коэффициентов отражения ***всех вторичных волн*** при падении на границу раздела как продольных, так и поперечных волн. На основе этих формул ими впервые были построены ***приближенные формулы***, позволяющие выполнять некоторые инженерные расчеты.

С этого времени начался бурный рост числа построенных приближенных формул различной структуры. Различные исследователи при этом руководствовались следующими тремя главными принципами:

1. первый принцип - это простота конструкции получаемой формулы;
2. второй принцип - достаточная близость получаемых результатов по предлагаемым формулам к точному решению в широком диапазоне используемых удалений;
3. третий принцип - это возможность и легкость ее практического использования для определения важнейших упругих параметров второй среды.

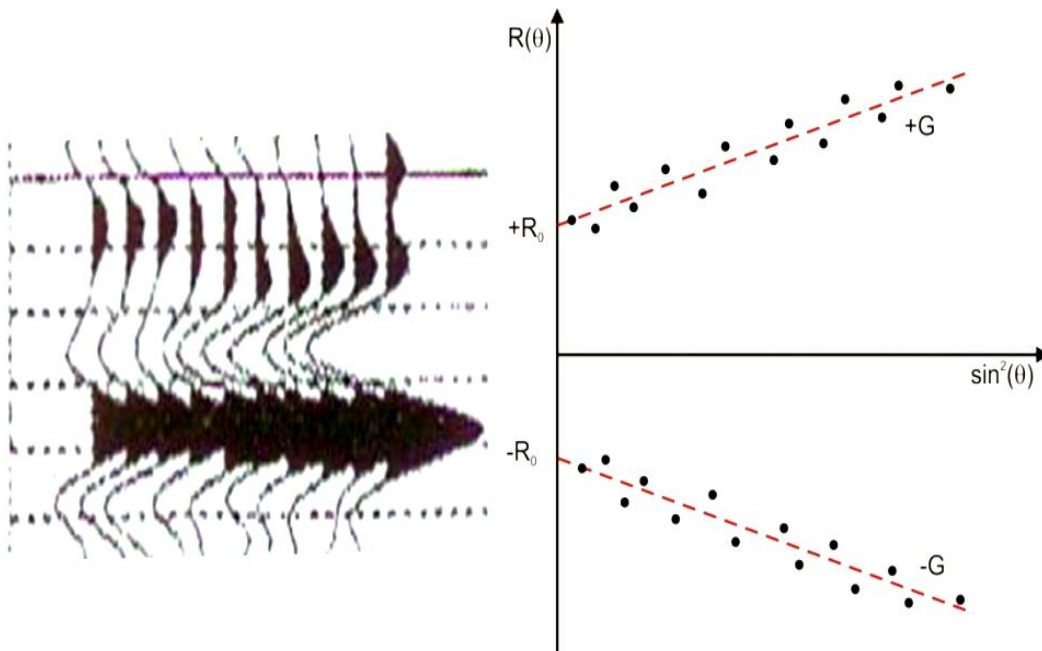
# Двучленная формула Р. Шуэ

Шуэ в 1985 году усовершенствовал формулу, предложенную К. Аки и П. Ричардсом, им также предложен ещё ряд приближенных формул, наибольшей известностью из которых пользуется *двучленная формула Шуэ*:

$$R(\theta) = R_0 + G \sin^2 \theta$$

Величина  $R_0 = R(0)$  – коэффициент отражения продольной волны при нормальном падении на границу.

В системе координат, где по оси ординат отложен коэффициент отражения, а по оси абсцисс величина  $\sin^2 \theta$ , зависимость между  $R$  и  $\sin^2 \theta$  является линейной.

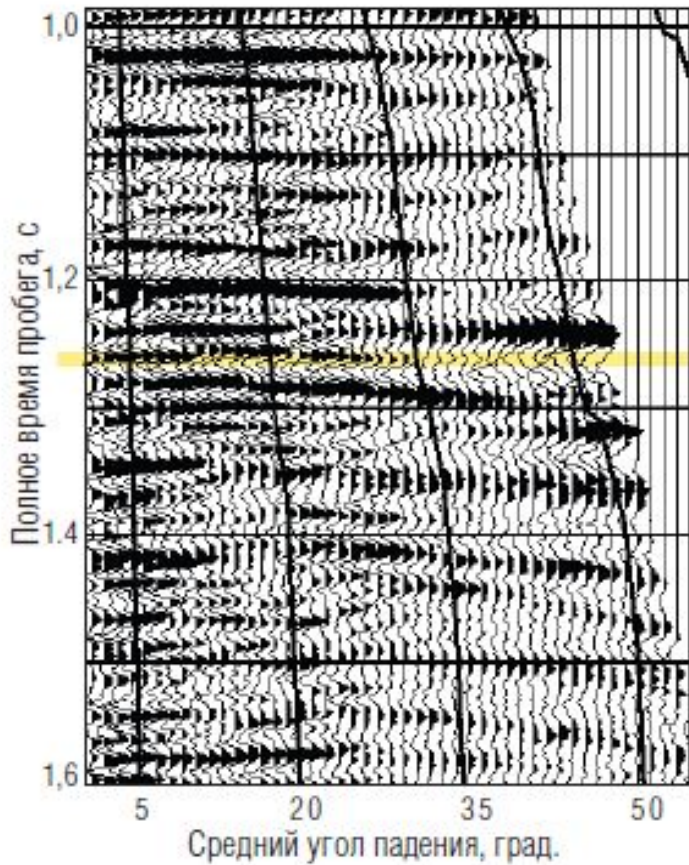


коэффициент  $R_0$  этой линейной зависимости носит название *интерцепт (intercept)*, что означает по-английски "*отрезок*", а коэффициент  $G$  называется *градиентом (gradient)*.

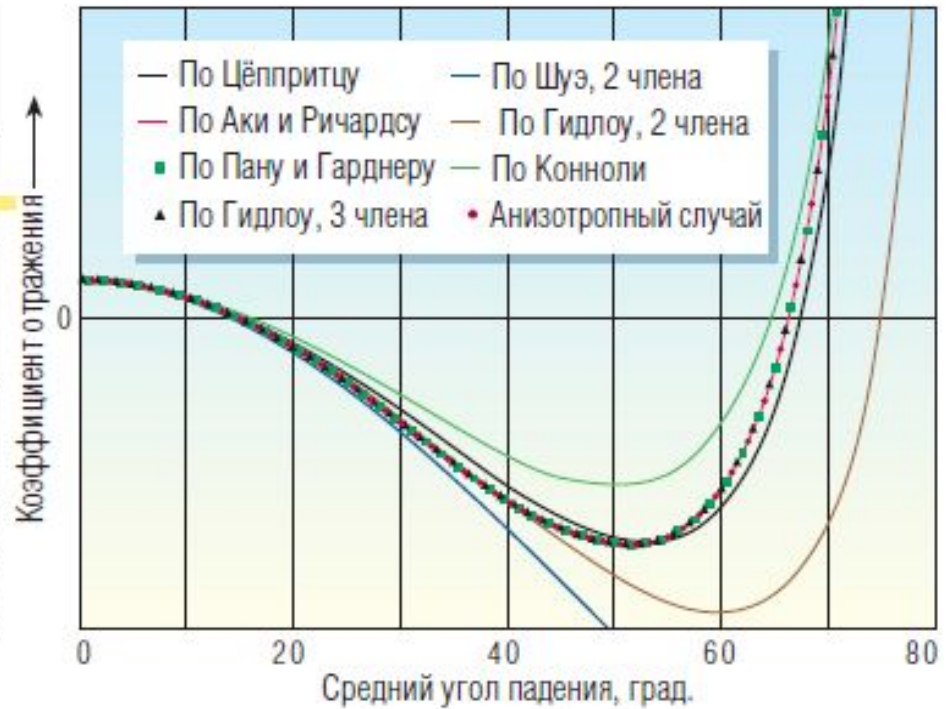
Предлагаемая аппроксимация достаточно точна в диапазоне значений углов падения  $\theta < 30^\circ$ .



# Сейсмограмма ОГТ с введенными кинематическими поправками и коэффициенты отражения по различным формулам



	$V_p$	$V_s$	$\rho$	$R_0$	$V_p/V_s$	Коэффициент Пуассона
Слой 1	2 800	1 700	2,3		1,647059	0,208081
Слой 2	3 000	2 000	2,2	0,01227	1,5	0,1



# Принципиальная схема последовательности выполнения операций при *AVO* – анализе



В современном *AVO-анализе* существует много различных модификаций их практической реализации.

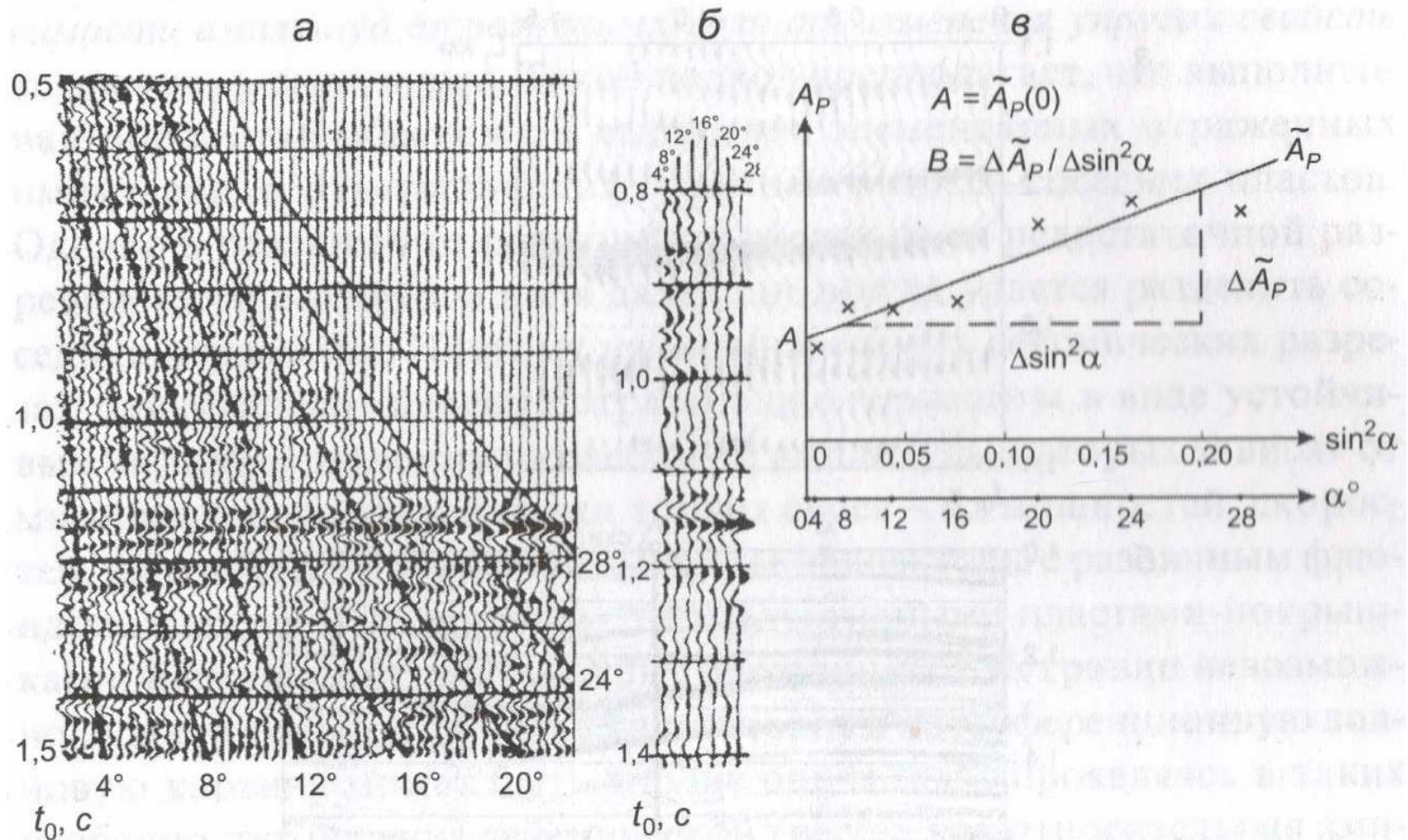
Наиболее распространенным в *AVO-анализе* является построение новых типов изображений геологической в поле атрибутов *AVO*.

В "*интерцепт - градиент*" способе применяется схема где после определения величины и знака *интерцепта* и *градиента* в каждом выбранном временном окне по подборке трасс для каждой общей средней точки профиля строят *новые временные трассы*, где *вместо амплитуд суммотрасс откладывают значения интерцепта или градиента*.

С помощью подобной технологии получают новые типы временных разрезов.



# Пример AVO – анализа по сейсмограмме ОГТ



Перевод дистанции в углы можно выполнить способом средних скоростей,

$$\sin \alpha = l/t \times V_{cp}$$

а – дистанционная сейсмограмма с введенными кинематическими поправками;

б - угловая сейсмограмма;

в – эмпирическая зависимость  $A_p(\sin^2 \alpha)$

# Другие атрибуты широко применяемые в AVO – анализе

В настоящее время в *AVO - анализе* можно получать и анализировать целую группу *атрибутов* (постоянных признаков) и их сочетаний:

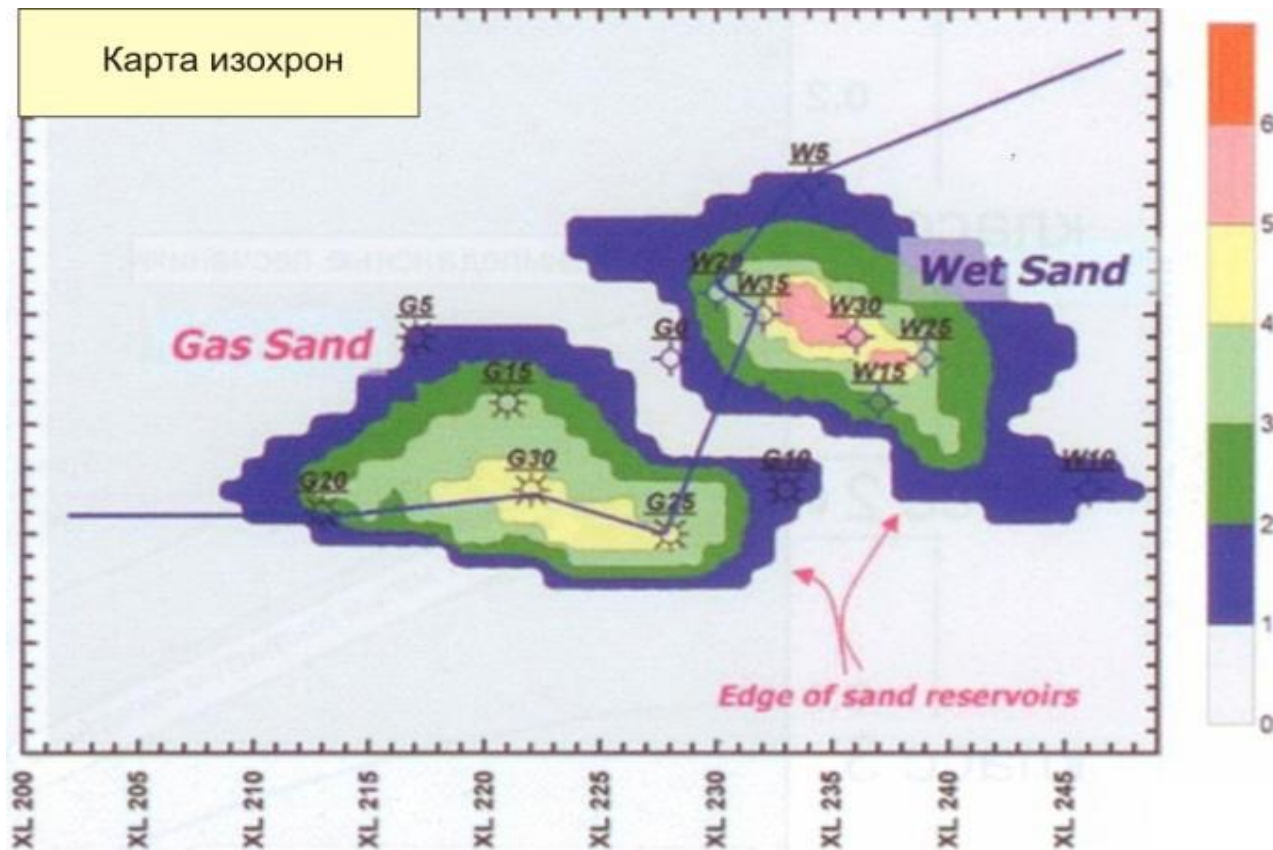
- коэффициенты отражения продольных волн при нормальном падении -  $R_p$ ;
- коэффициенты отражения поперечных волн при нормальном падении -  $R_s$ ;
- градиент -  $G$ ;
- произведение -  $R * G$ ;
- разница между значениями амплитуды отражения на дальних и ближних выносах, умноженная на величину большего выноса - *атрибут FNXF*
- пуассоновская отражающая способность границы - *атрибут SPR*;
- упругий (эластичный) импеданс -  $EI$ ;
- значения флюид - фактора -  $\Delta F = R_p - gR_s$ ;
- отношения  $\lambda\rho/\mu\rho$  - *атрибут Lambda-Mu-Rho* и др.



# Пример, иллюстрирующий информативность некоторых атрибутов

По результатам сейсмической разведки по одному из газовых месторождений шельфа Мексиканского получена карта изохрон до кровли газонасыщенных песков, на которой выделяются две антиклинальные структуры.

Антиклинальные структуры представлены песчаными отложениями среднемиоценового возраста. По результатам изучения скважин определены газонасыщенная (слева внизу) и водонасыщенная структуры.



# Горизонтальные срезы (слайсы) по аномалиям атрибутов AVO

## атрибутов AVO

