

Итак, анализируя характер изменения динамических характеристик, полученным по тем или иным геологическим объектам, можно попытаться соотнести полученные результаты с особенностями строения объектов.

т.е. происходит прогнозирование определенных характеристик разреза по измеренным сейсмическим параметрам -  
**прогнозирование геологического разреза ПГР**

Требуется всегда помнить, что измеряемые СР параметры эффективны (сильно усреднены)

Переход от эффективных физических к собственно геологическим параметрам – песчанистости, глинистости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, пористости в ПГР осуществляется на основе установления корреляционных связей: от простейшей регрессии до сложнейшего многомерного анализа, например, в развитых системах распознавания

## КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Способность горных пород пропускать через себя жидкие и газообразные **флюиды** и аккумулировать их в пустотном пространстве

Основные параметры ФЕС:

- пористость,
- проницаемость,
- флюидонасыщенность (водонасыщенность, нефтегазонасыщенность)

**ПОРИСТОСТЬ** - это общий объём пустот в породе

Различают три вида пористости: общую, открытую и эффективную

*Общая (абсолютная, полная, физическая) пористость* – это суммарный объем всех пор, каверн и трещин.

*Открытая пористость* – это объем всех пустот, сообщающихся между собой (всегда меньше общей пористости)

*Эффективная (динамическая, полезная)* - это совокупность пустот горной породы, участвующих в процессе фильтрации и из которых нефть может быть извлечена при разработке залежи.

*Величина пористости зависит* от формы и степени окатанности зерен, характера их взаимного расположения (укладки) и наличия цемента.

Таким образом, коллекторские свойства породы определяются формой и характером пустот.

Продуктивным коллектором считается порода с пористостью, превышающей 6%. Максимальная (теоретическая) величина пористости при наименее плотном расположении частиц -шариков составляет 47.6%.

Емкостные свойства пород – коллекторов обусловлены наличием в них пустотного пространства, способного заполняться нефтью, газом или водой

Пустоты бывают трех видов: поры, каверны и трещины. Соответственно и коллекторы образуют три основных типа: поровый, каверновый и трещинный, а также различные сочетания этих типов.

**ПРОНИЦАЕМОСТЬ** - способность проникновения жидкости или газов через пород

Если пористость обуславливает ёмкостные свойства коллектора, то проницаемость - его пропускную способность и, следовательно - коэффициент нефтеотдачи пласта и производительность эксплуатационных скважин.

Пористость глин может превышать пористость песков, однако глины практически лишены проницаемости, поскольку их пористость образована тонкими субкапиллярными порами. Вследствие этого они не могут пропускать и отдавать содержащиеся в них флюиды.

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

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\eta} \frac{\Delta p}{L}$$

где  $v$  – скорость линейной фильтрации, м/с;  $Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени, м<sup>3</sup>/с;  $F$  – площадь фильтрации, м<sup>2</sup>;  $\eta$  - динамическая вязкость жидкости, 1 Па·с;  $\Delta p$  – перепад давления, Па;  $L$  – длина участка фильтрации (пористой среды), м.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности  $k$ , который называется коэффициентом проницаемости. *Его физический смысл характеризует общую площадь сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация.*

для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород различают проницаемость

- абсолютную,
- эффективную
- относительную.

Абсолютная проницаемость - проницаемость пористой среды при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости).

Эффективная (фазовая) - проницаемость породы для одной из жидкостей или газа при одновременной фильтрации различных жидкостей и газа.

*Относительная проницаемость* определяется отношением эффективной проницаемости к абсолютной и выражается безразмерной величиной меньше единицы.

**ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ** - свойство горной породы, характеризующее содержание в ней пластовой воды. Водонасыщенность измеряется отношением объема открытых пор породы, занятых пластовой водой, к объему этих пор.

Коэффициент водонасыщенности  $k_e$  измеряется отношением объема открытых пор породы, занятых водой  $V_e$ , к общему объему пор породы  $V_p$ :

Коллекторское свойство горной породы, характеризующее содержание в ней нефти, принято называть коэффициентом **НЕФТЕ (ГАЗО)НАСЫЩЕННОСТИ**, который определяется для оценки запасов нефти. На нефтяных месторождениях  $K_n=65 - 94\%$ .

Это отношение объема пустот, заполненных нефтью или газом, к общему объему пустот горной породы

1928 году в СССР была создана система классификации, по которой запасы разделялись на подготовленные (категория А), разведанные (категория В) и предполагаемые (категория С).

Советская система оценки запасов со временем совершенствовалась и в результате легла в основу новой, приближенной к мировым стандартам классификации, принятой в 2001 году. Новая российская система предполагает деление на разведанные запасы (категории А, В, С<sub>1</sub>), предварительно оцененные запасы (категория С<sub>2</sub>), перспективные ресурсы (категория С<sub>3</sub>) и прогнозные ресурсы (категории D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub>).

Для категории А важно детальное изучение форм и размеров залежи, эффективной мощности и коллекторских свойств пласта, качественного и количественного состава нефти, газа и сопутствующих компонентов. Необходимо знание особенностей строения залежи, определяющих условия её разработки: режим работы залежи, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов, гидро- и пьезопроводность. Запасы категории А подсчитываются в процессе разработки.



**Категория В** – запасы залежи, нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти из скважин пробуренных в соответствии с технологической схемой разработки, без точного отображения пространственного их размещения, без точного их оконтуривания. Контур запасов определены условно по данным разведочных работ методом экстраполяции данных. Форма и размеры, эффективная нефте- и газонасыщенная мощность, характер коллекторских свойств, нефтенасыщенность, пластовое давление, другие показатели, определяющие условия разработки залежи, изучены приближенно, но дают возможность проектировать разработку.

$C_1$  должны удовлетворять следующим условиям:

- 1) нефтегазоносность установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа не менее, чем в одной скважине (часть скважин может быть опробована испытателем пластов);
- 2) особенности строения залежи изучены по отдельным скважинам с учетом сейсмических исследований или по аналогии с более изученной частью залежи;
- 3) получена информация о физико-химических параметрах углеводородов, сопутствующих компонентах, пластовой воде.

На основании запасов категории  $C_1$  может быть составлен первичный проект разработки «Проект пробной эксплуатации» или первая «Технологическая схема разработки» объекта.

$C_2$  – запасы углеводородов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических данных в отдельных неразведанных частях залежи или пластах в разрезе месторождения, не опробованных в скважинах.

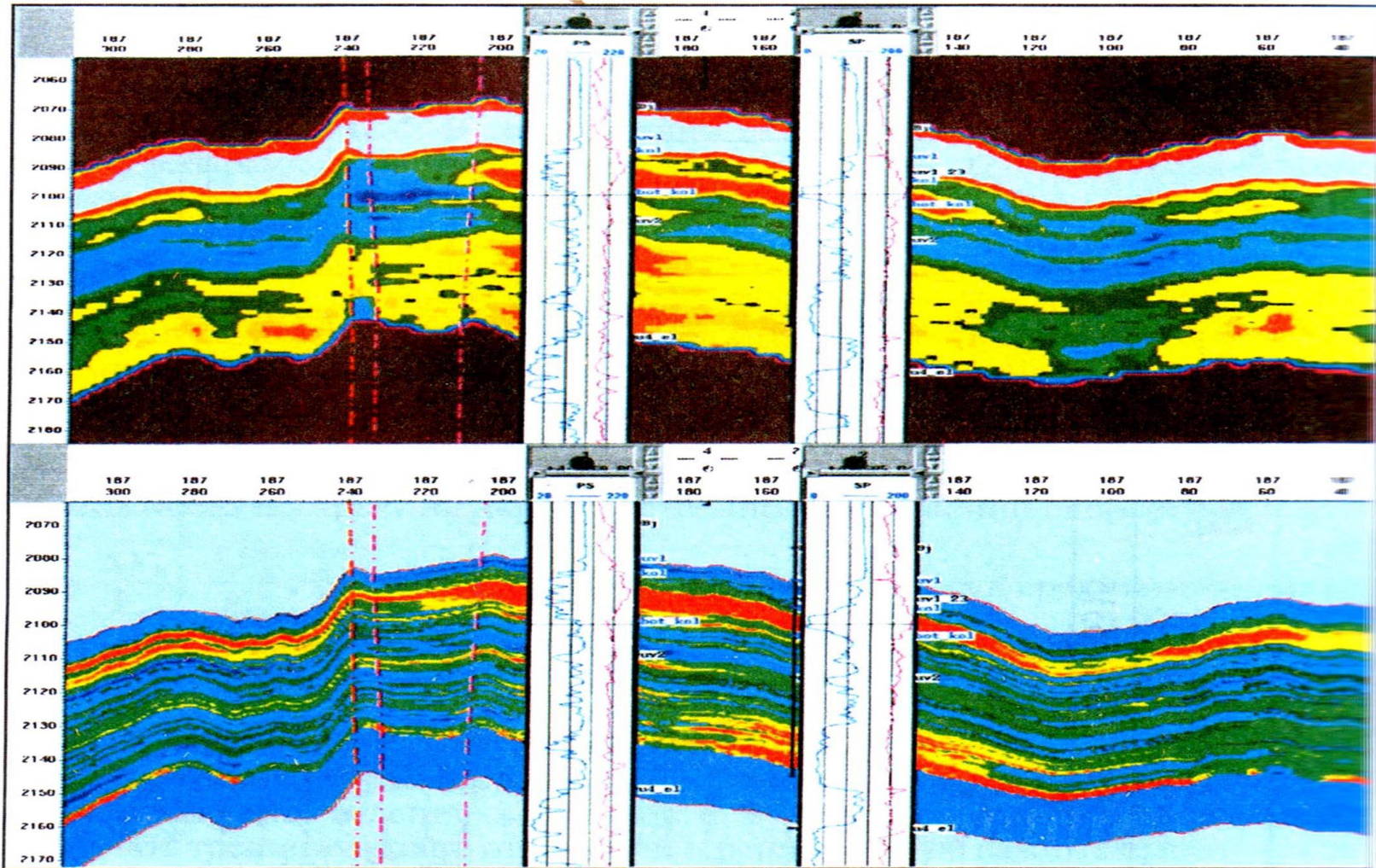
*Перспективные ресурсы  $C_3$*  подсчитываются на подготовленных для глубокого бурения ловушках, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных методами геологических и геофизических исследований. Подсчетные параметры принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Природные резервуары, содержащие УВ, обладают значительной латеральной литолого-фациальной изменчивостью пород и соответственно непостоянством их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Существуют и развиваются два основных подхода к извлечению из волнового поля данных о петрофизических свойствах отдельного пласта

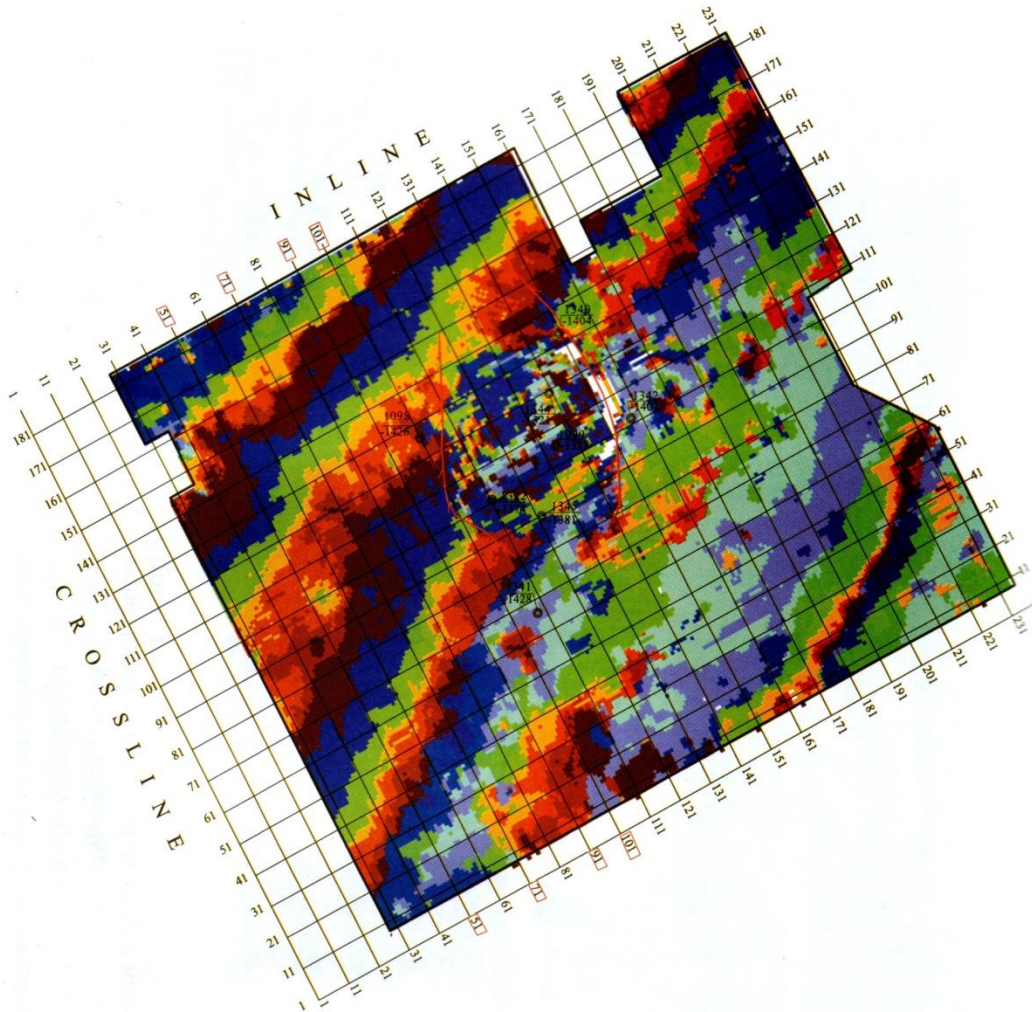
- **аналитический (детерминистский или параметрический)** и
- **геостатистический**

*Аналитическими* считаются способы, использующие вначале решение обратной динамической задачи, а затем прогноз коллекторских характеристик пласта по найденным значениям упругих параметров породы

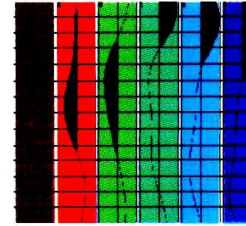


Недостатком аналитического подхода является использование довольно примитивных моделей формирования волнового поля, когда среда считается слоисто – однородной, одномерной, а расчет выполняется способом свёртки

Чем тоньше продуктивный пласт и, следовательно, меньше его энергетический вклад в формирование волнового поля, тем меньше оснований для применения аналитических решений

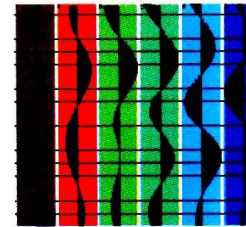


l.)

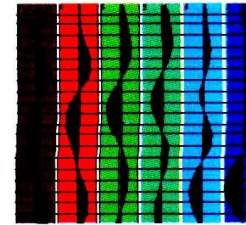


к.)

ml+up)



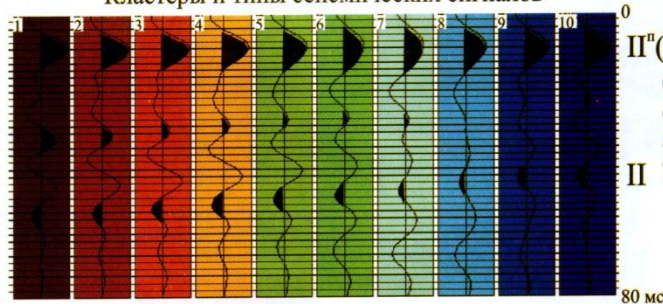
tm,)



И  
ИМИ  
МЕН

МИ  
ННЫМ  
С

Кластеры и типы сейсмических сигналов



0

$\Pi^n(C, t_k)$

Окно  
сейсмofациального  
анализа

$\Pi T_0^{n-10} \div T_0^{n+70}$  мс

80 мс

ади по форме

анную схему, где вся  
д участков,

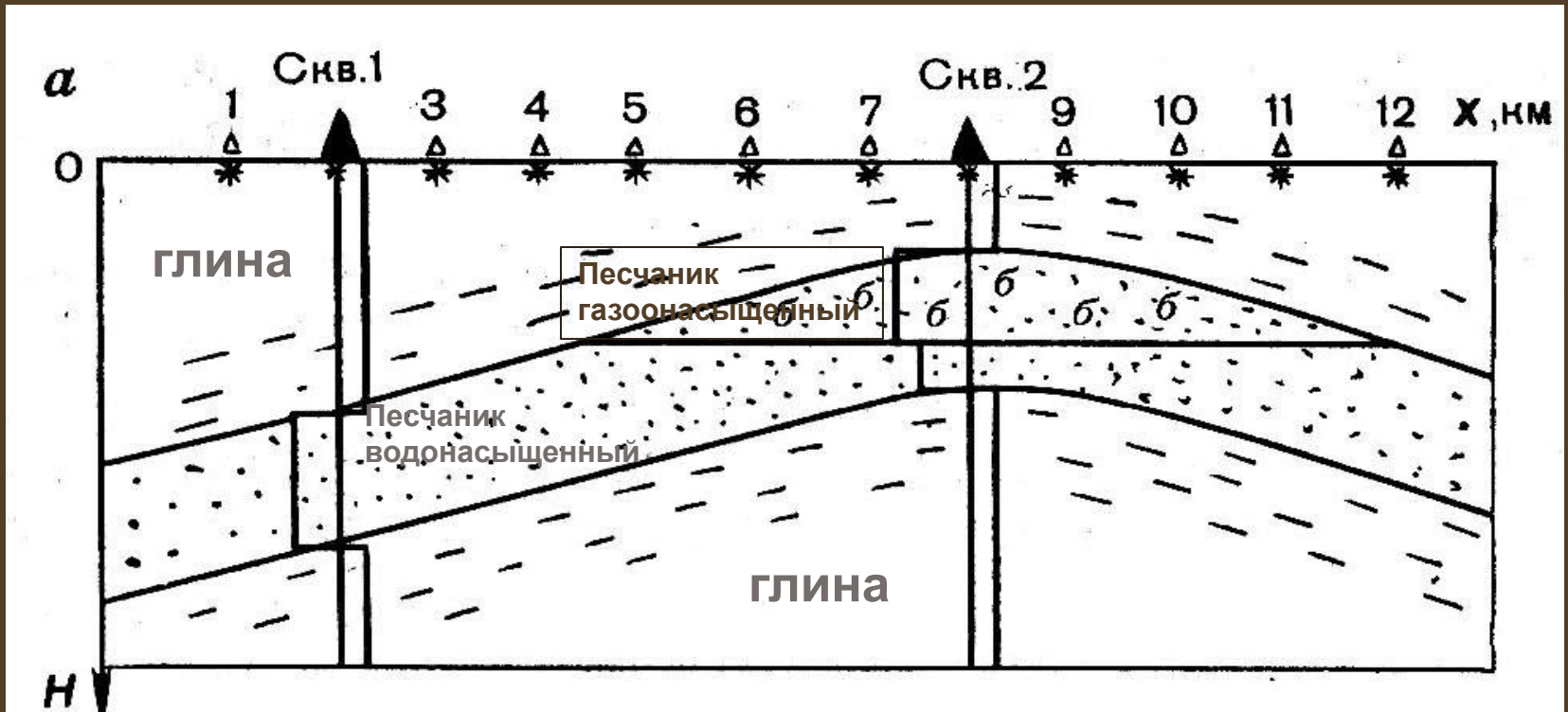
В зависимости от типа ловушки УВ наибольшее влияние на особенности динамики волновых полей может оказывать тот или иной фактор

единственным путем изучения влияния разных факторов на характер регистрируемого сейсмического поля является моделирование волновых полей.

Анализ результатов моделирования позволяет установить, какой фактор приводит к наибольшим изменениям динамических параметров сейсмических трасс.

Например, наличие залежи углеводородов в водосодержащем коллекторе приводит к появлению ряда аномальных эффектов на сейсмических временных разрезах (доп. горизонтальные оси синфазности от водонефтяного или газонефтяного контактов, зоны смены полярности колебаний в краевых частях залежи, аномальные величины амплитуд, ухудшение качества прослеживаемости отражающих границ (уменьшение соотношения сигнал/помеха), изменения частотного состава колебаний ....

Упрощенная геологическая модель терригенного разреза, состоящего из типовых сочетаний: песок — глина и газ — вода

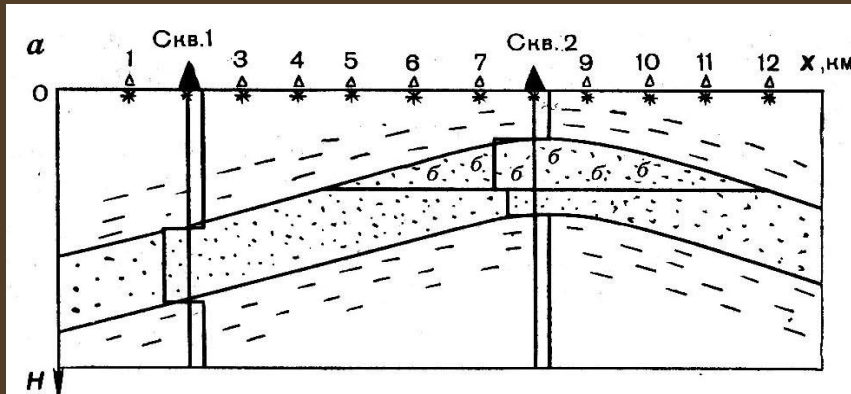


Каждый из литологических элементов разреза (глина, водонасыщенный и нефтегазонасыщенный песчаник) имеет свои петроакустические свойства: скорость и плотность предположим, что связь между скоростью и плотностью является линейной, что позволяет оперировать только скоростью



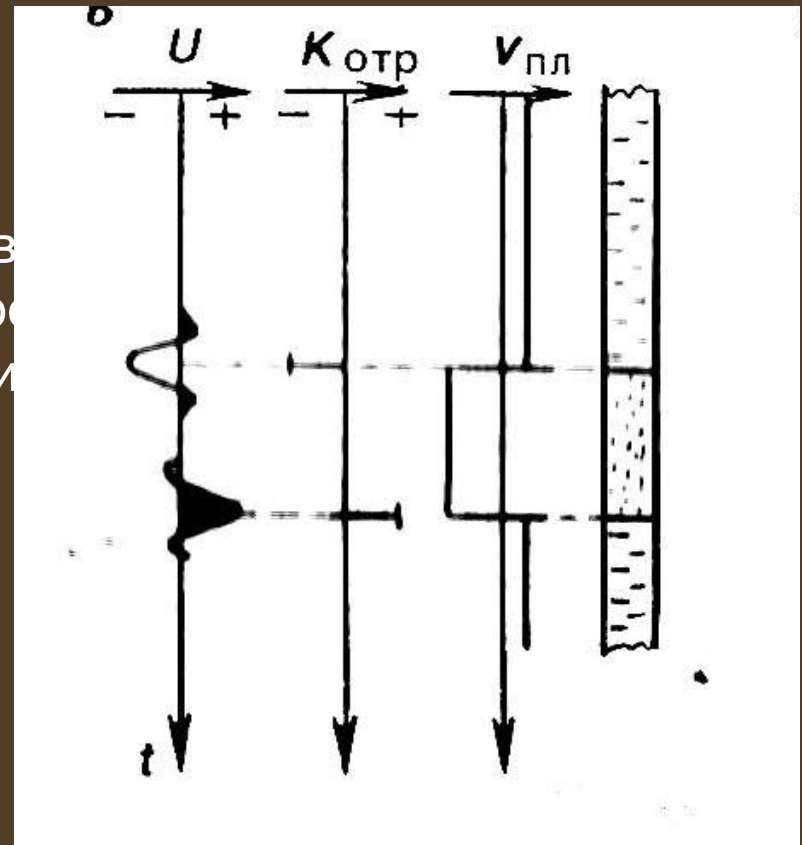


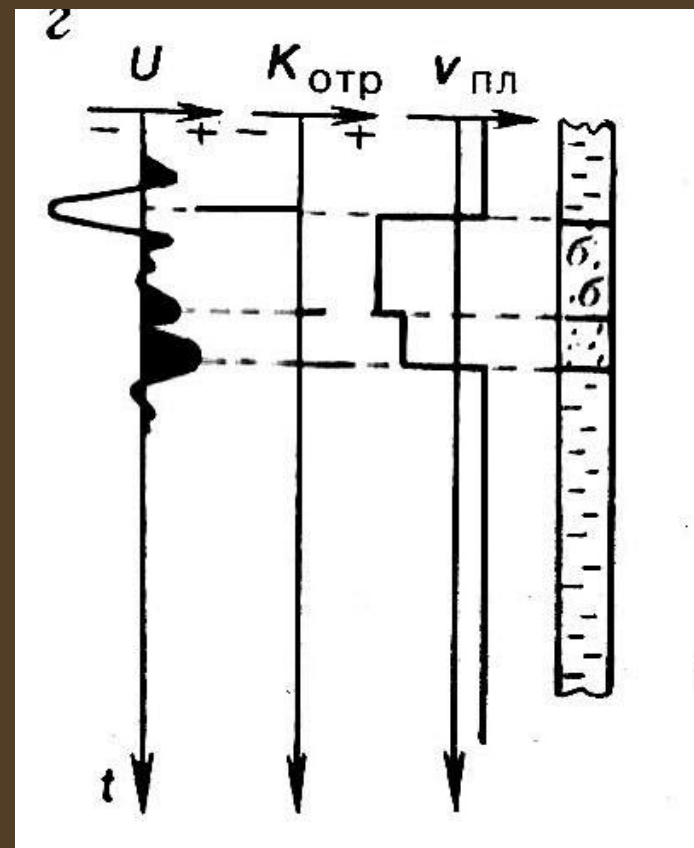
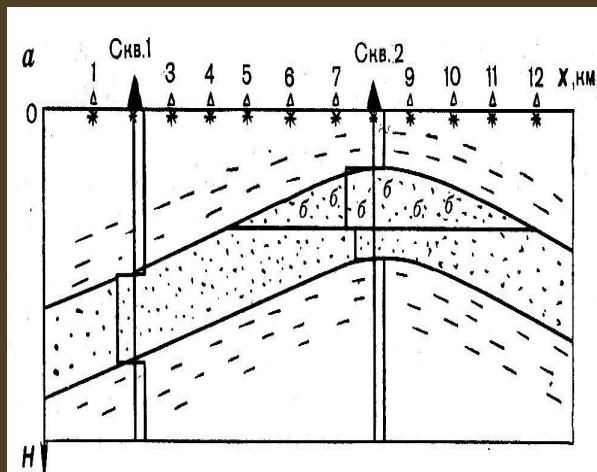
Предположим также, что есть две скважины, в которых проведен акустический каротаж и измерены скорости распространения упругих волн в осадках.



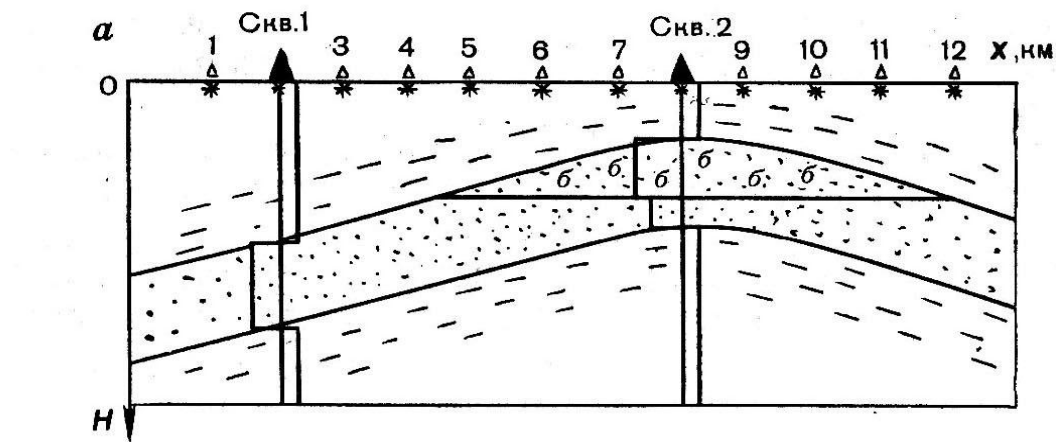
Перепад скоростей распространения в  $V_{ПЕС}$  при условии линейной связи скоростей определяет знак и величину коэффициента

$$R = \frac{V_{ГЛ} - V_{ПЕС}}{V_{ГЛ} + V_{ПЕС}}$$

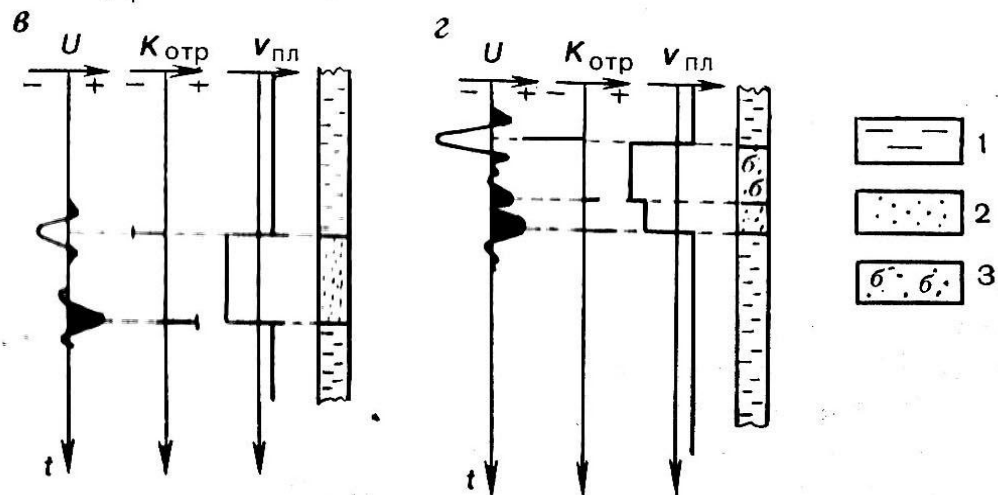
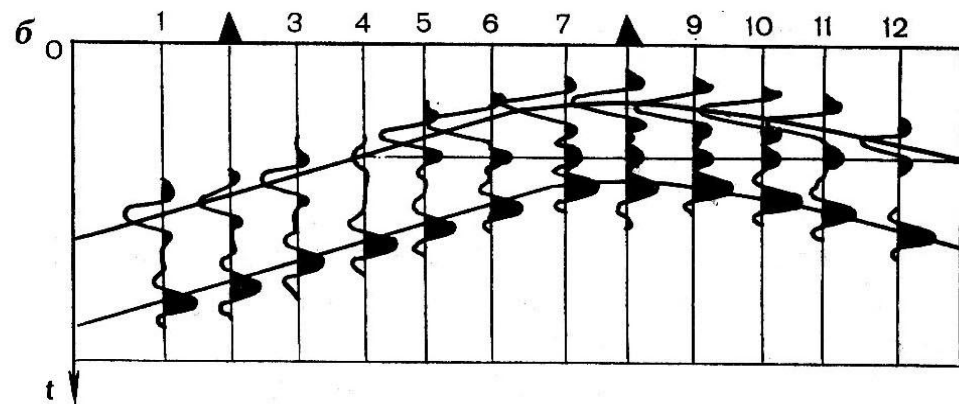




Так как газонасыщенный песчаник имеет по отношению к водонасыщенному песчанику пониженную скорость, поэтому отображается более высокой интенсивностью отрицательной фазы сигнала на кровле продуктивного пласта.



Т.о. имеем различные  
величины амплитуд  
разного знака на  
разных временах



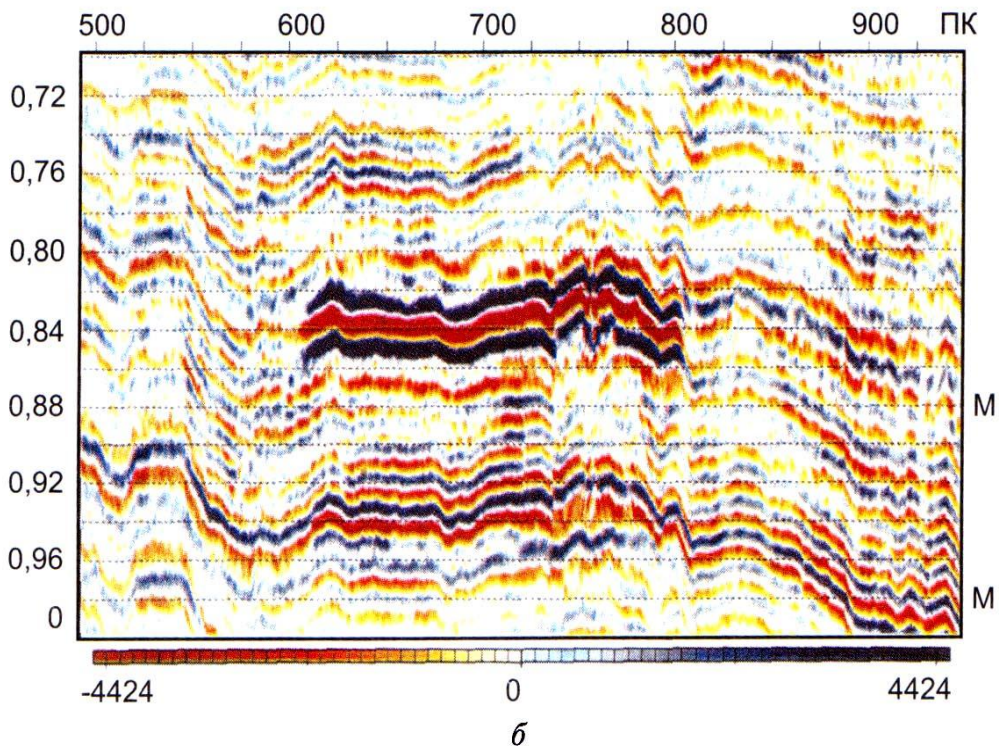
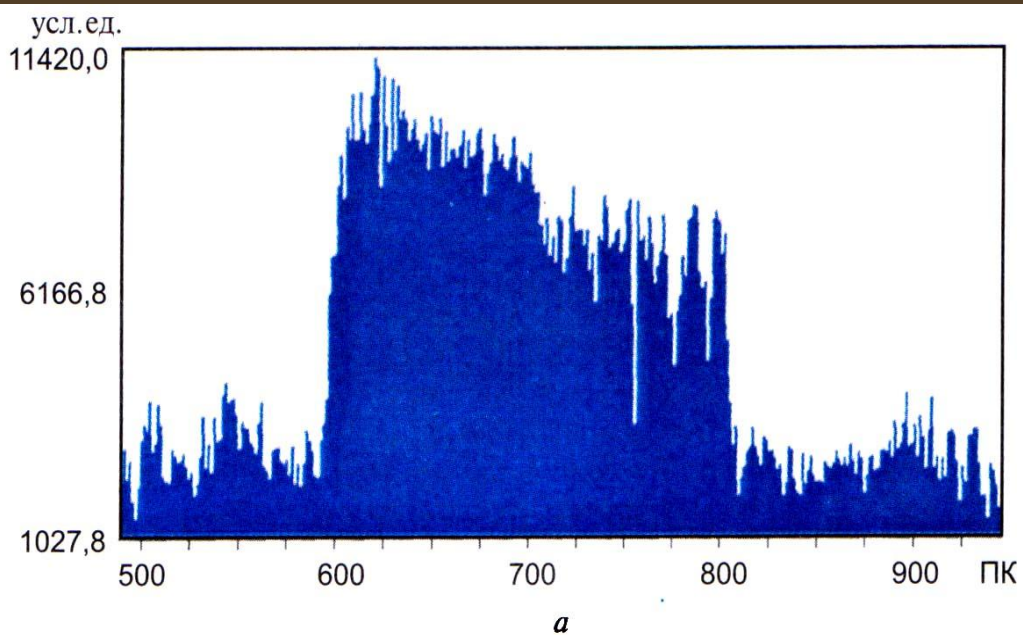
основная концепция  
интерпретации  
динамических  
параметров отражений  
ПГР

Признак увеличения интенсивности (яркости) отражения играет доминирующую роль в методе «яркого пятна» (при переходе от плотных покрывающих пород к менее плотным породам коллекторов) или «темного пятна» (когда скорости в покрывающих породах меньше, чем скорости в коллекторе).

Предположим, что в геологическом разрезе имеется антиклинальная ловушка УВ (песчаный коллектор, перекрытый сверху и снизу карбонатными породами),

На верхней границе песчаного пласта отметим точки, отделяющие зоны контакта песчаников с различным флюидонасыщением от вмещающих карбонатных пород (со скоростью  $V_{\text{КАР}} = 5500$  м/с). Так, интервалы *аб* и *де* соответствуют контакту карбонатов с водонасыщенными песчаниками ( $V_{\text{ПВ}} = 4000$  м/с), интервалы *бв* и *зд* – с нефтенасыщенными ( $V_{\text{ПН}} = 3800$  м/с), а интервал *вг* – с газонасыщенными ( $V_{\text{ПГ}} = 3000$  м/с).





я каждого интервала по значения коэффициентов  $R_{ab} = R_{de} = 0,16$ ,  $R_{eb} = R_{ed} =$

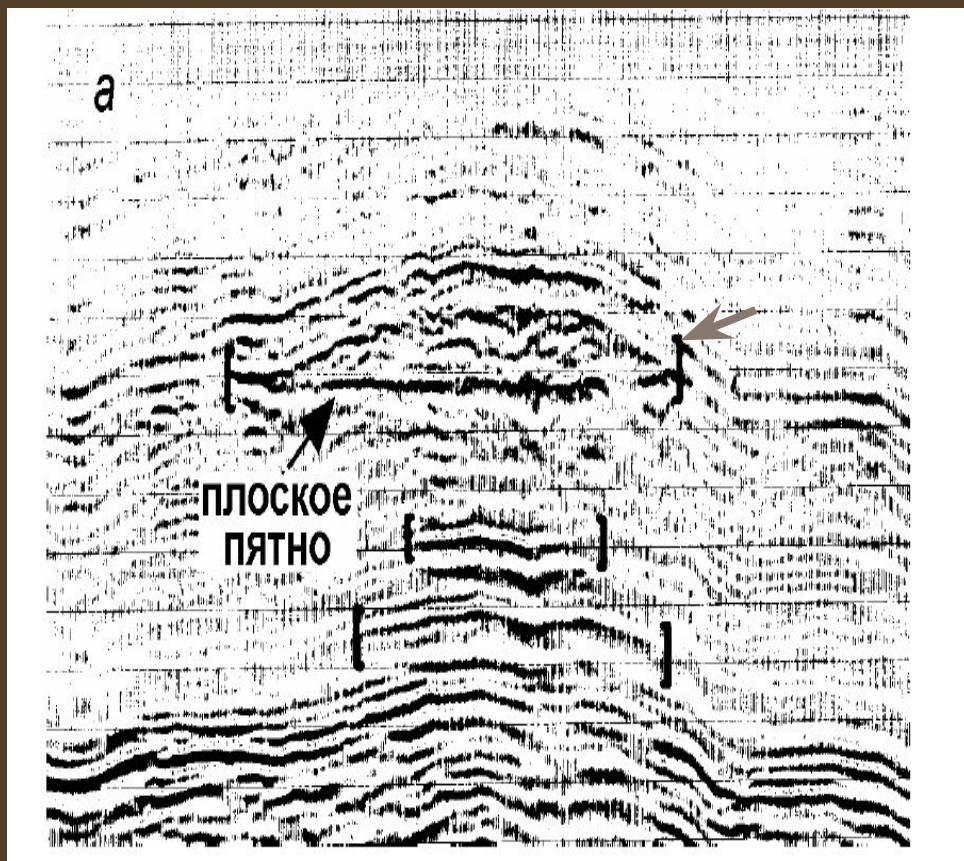
ержащего песчаника  
мой большой, что и

Т.е. маленький отрицательный коэффициент при переходе от периферии залежи к ней самой сменяется до большого положительного

Яркие пятна появляются в случае коллектора – мягкой породы вне зависимости от заполнения водой или УВ (3 класс – низкоимпедансные пески)

Если скорость в водонасыщенных породах больше скорости в покрывающих, а скорость в углеводородосодержащих породах меньше скорости в покрывающих, то при переходе от периферии залежи к ней самый маленький положительный коэффициент отражения изменяется на маленький отрицательный

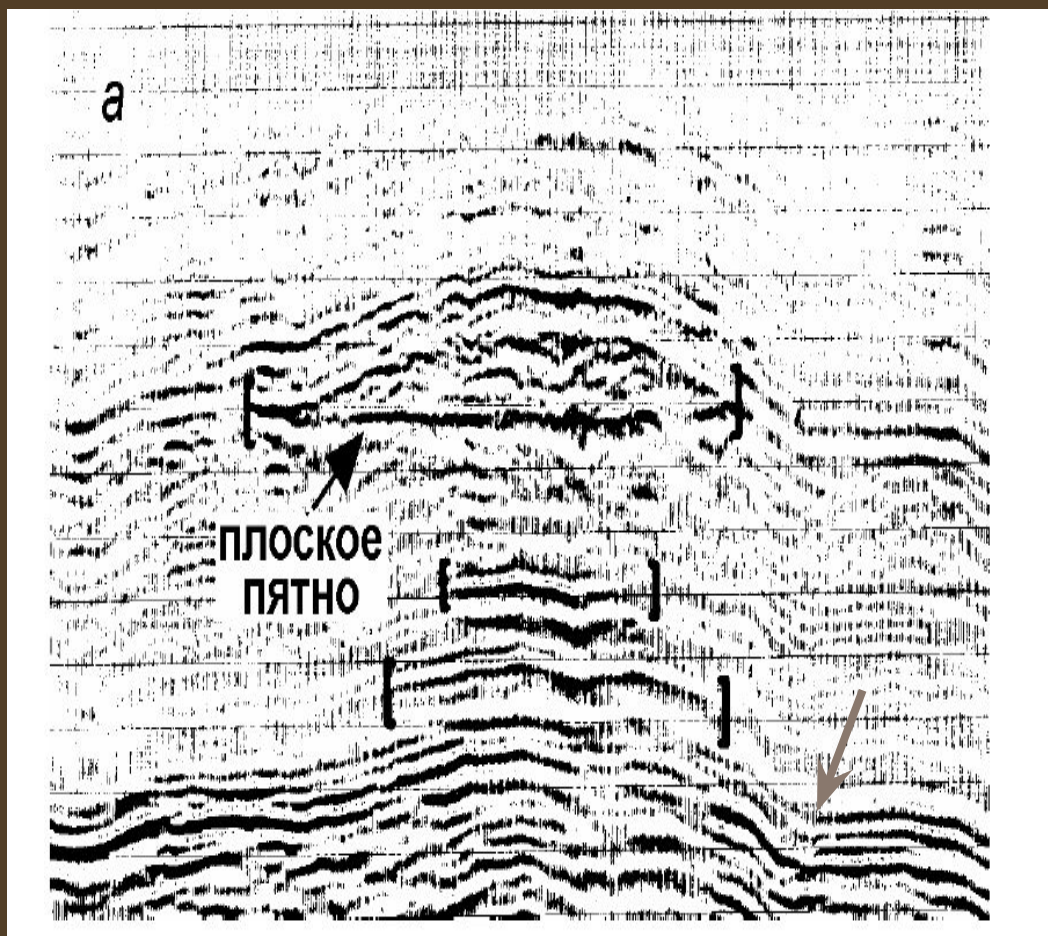
В этом случае на периферии залежи наблюдается эффект «обращения фаз» (смены полярности) – 2 класс (пески с разностью импедансов близкой к 0)



Коллектор представлен менее жестким, слабо сцементированным песчаником, когда замещение воды газом приводит к меньшему импедансу, чем импеданс покрывающей

Если скорость в водо- и углеводородосодержащей породах больше скорости в покрывающих, то большой положительный коэффициент отражения на периферии залежи уменьшается над ней, но остается положительным.

В этом случае на разрезе наблюдается локальное уменьшение амплитуд – «тусклое пятно» – 1 класс (высокоимпедансные пески)



Коллектор представлен хорошо сцементированными породами и несмотря на замещение воды на газ, его импеданс выше импеданса покрывки (напр, глин)

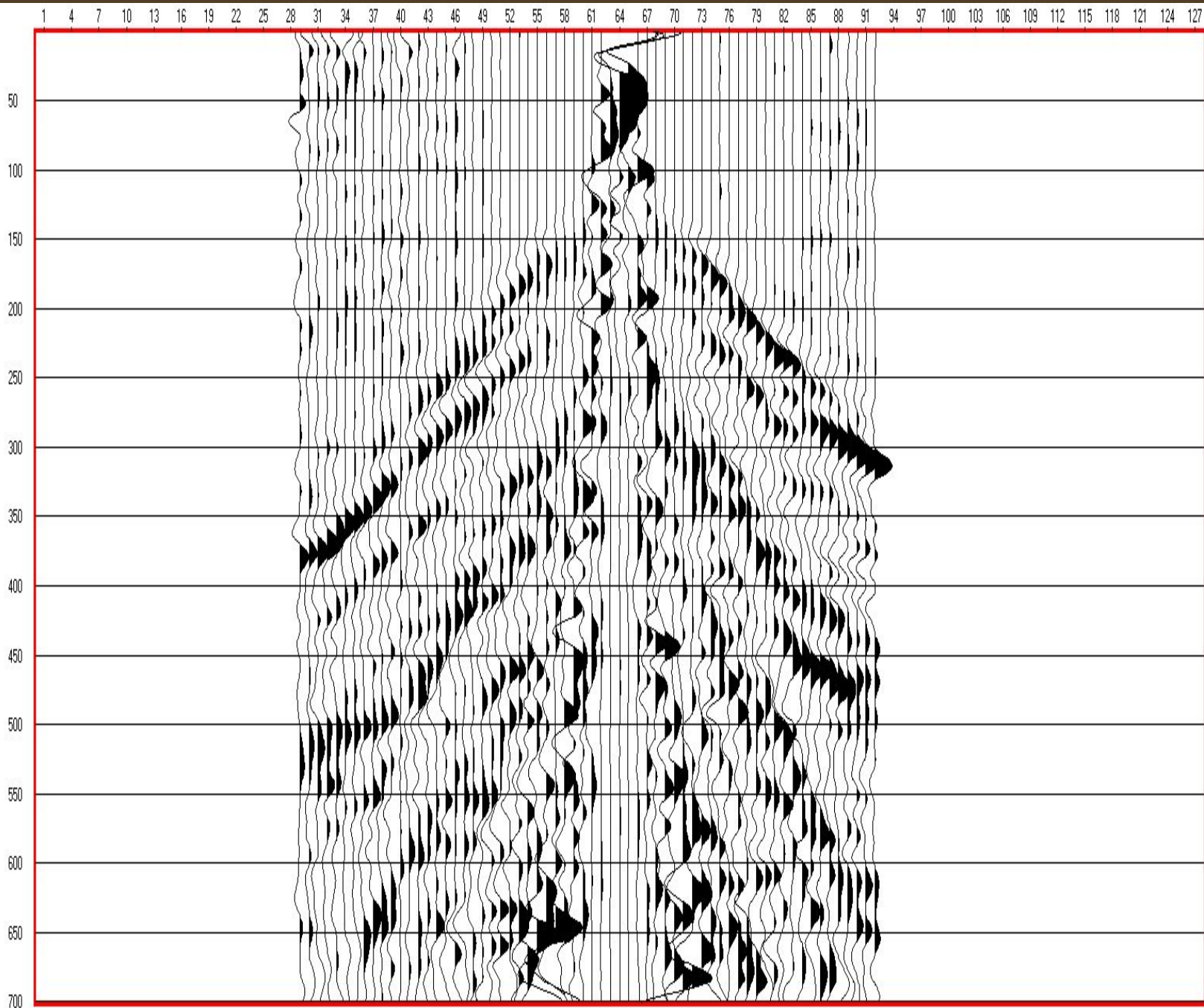


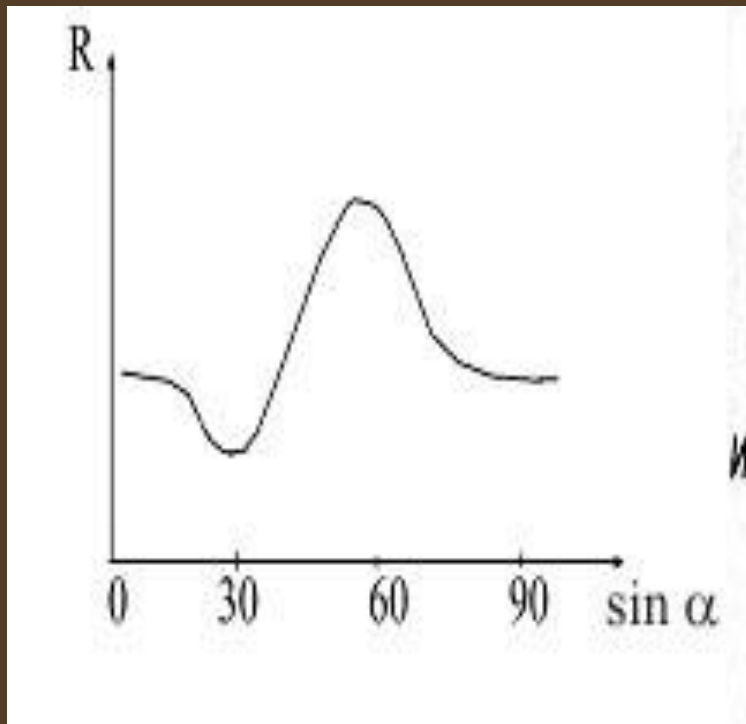
AVC

Этот  
отр  
пре

В  
и  
п  
п

так  
изм  
стру  
тре





пределах угловой сейсмограммы  
дБ, то их относят к аномалиям.

аномалии по сейсмическим данным,  
положения зон изменения физических  
и связанных с наличием УВ.

чина коэффициента отражения  
угла падения волны на границу.

Для малых удалений амплитуда отраженных волн определяется в основном акустическими свойствами продольных волн контактирующих пород (величиной акустического импеданса  $g = V_p \cdot \rho$ ).

С увеличением удаления (возрастанием угла  $\alpha$ ) возрастают интенсивность поперечных (обменных) отраженных волн. Это повышает роль характера распределения скоростей поперечных волн и коэффициентов Пуассона на границе, т.е. величину так называемого упругого (эластического) импеданса  $g_{PS}$ .

Точное решение задачи определения коэффициентов отражения и преломления для случая наклонного падения луча дано Цеппритцем

$$A_{PP} \cdot \cos \alpha_P - A_{PS} \cdot \sin \alpha_{PS} + B_{PP} \cdot \cos \beta_{PP} + B_{PS} \cdot \sin \beta_{PS} = \cos \alpha_P,$$

$$A_{PP} \cdot \sin \alpha_P + A_{PS} \cdot \cos \alpha_{PS} - B_{PP} \cdot \sin \beta_{PP} + B_{PS} \cdot \cos \beta_{PS} = -\sin \alpha_P,$$

$$A_{PP} \cdot g_{P1} \cdot \cos 2\alpha_{PS} - A_{PS} \cdot g_{S1} \cdot \sin 2\alpha_{PS} - B_{PP} \cdot g_{P2} \cdot \cos 2\beta_{PS} + \\ + B_{PS} \cdot g_{S2} \cdot \sin 2\beta_{PS} = -g_{P1} \cdot \cos 2\alpha_{PS},$$

$$A_{PP} \cdot (V_{S1}/V_{P1}) \cdot g_{S1} \cdot \sin 2\alpha_P + A_{PS} \cdot g_{S1} \cdot \cos 2\alpha_{PS} + \\ + B_{PP} \cdot (V_{S2}/V_{P2}) \cdot g_{S2} \cdot \sin 2\beta_{PP} - B_{PS} \cdot g_{S2} \cdot \cos 2\beta_{PS} = \\ = (V_{S1}/V_{P1}) \cdot g_{S1} \cdot \sin 2\alpha_P.$$

в соответствии с приближением, величина коэффициента отражения зависит от угла  $\alpha$  падения следующим образом

$$R_{PP}(\alpha) \approx \frac{1}{2} \left( 1 - 4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \sin^2 \alpha \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\sec^2 \alpha}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P} -$$

$$- 4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \frac{\Delta V_S}{V_S} \sin^2 \alpha,$$

где  $\Delta V_P = V_{P2} - V_{P1}$ ,  $\Delta V_S = V_{S2} - V_{S1}$ ,  $\Delta \rho = \rho_2 - \rho_1$ ,

$$V_P = (V_{P2} - V_{P1})/2, \quad V_S = (V_{S2} - V_{S1})/2, \quad \rho = (\rho_2 - \rho_1)/2.$$

Линеаризованная аппроксимация зависимости коэффициента отражения от угла падения (из уравнений Цеппритса) облегчает анализ относительных параметров среды ( $\Delta V_p/V_p$ ;  $\Delta V_s/V_s$ ;  $\Delta \rho$ ). Развитию способов такой аппроксимации посвящена работа Шуэ

$$R_{PP}(\alpha) = A + B \sin^2 \alpha + C \frac{\sin^4 \alpha}{1 - \sin^2 \alpha}$$

Множитель  $A$  здесь не зависит от угла  $\alpha$  и несет информацию о волновом сопротивлении (акустической жесткости) при нормальном падении волны на границу

Величина второго коэффициента  $B$  сложным образом зависит от соотношения скоростей и, следовательно, от величин коэффициента Пуассона в покрывающей и подстилающей средах.

Влияние третьего члена ( $C$ ) существенно лишь при углах, близких или больших критического (свыше  $30^\circ$ ).

Учитывая тот факт, что в реальности расстояния между пунктами возбуждения и приема обычно соответствуют углам, меньшим критических, то третьим членом можно пренебречь и использовать для определения зависимости  $R(\alpha)$  двучленную аппроксимацию Шуэ вида

$$R_{PP}(\alpha) = A + B \sin^2 \alpha$$

Важной особенностью уравнения является линейность коэффициента отражения относительно  $\sin^2 \alpha$ . На основе этого уравнения появилась схема интерпретации, базирующаяся на характере изменения амплитуд отраженных волн с расстоянием, позволяющая фиксировать газонасыщенные породы.

Обработка - для каждой точки ОГТ строят угловую сейсмограмму (сейсмические трассы располагают в этом случае не в зависимости от их удалений, а в зависимости от углов падения  $\alpha$ ).

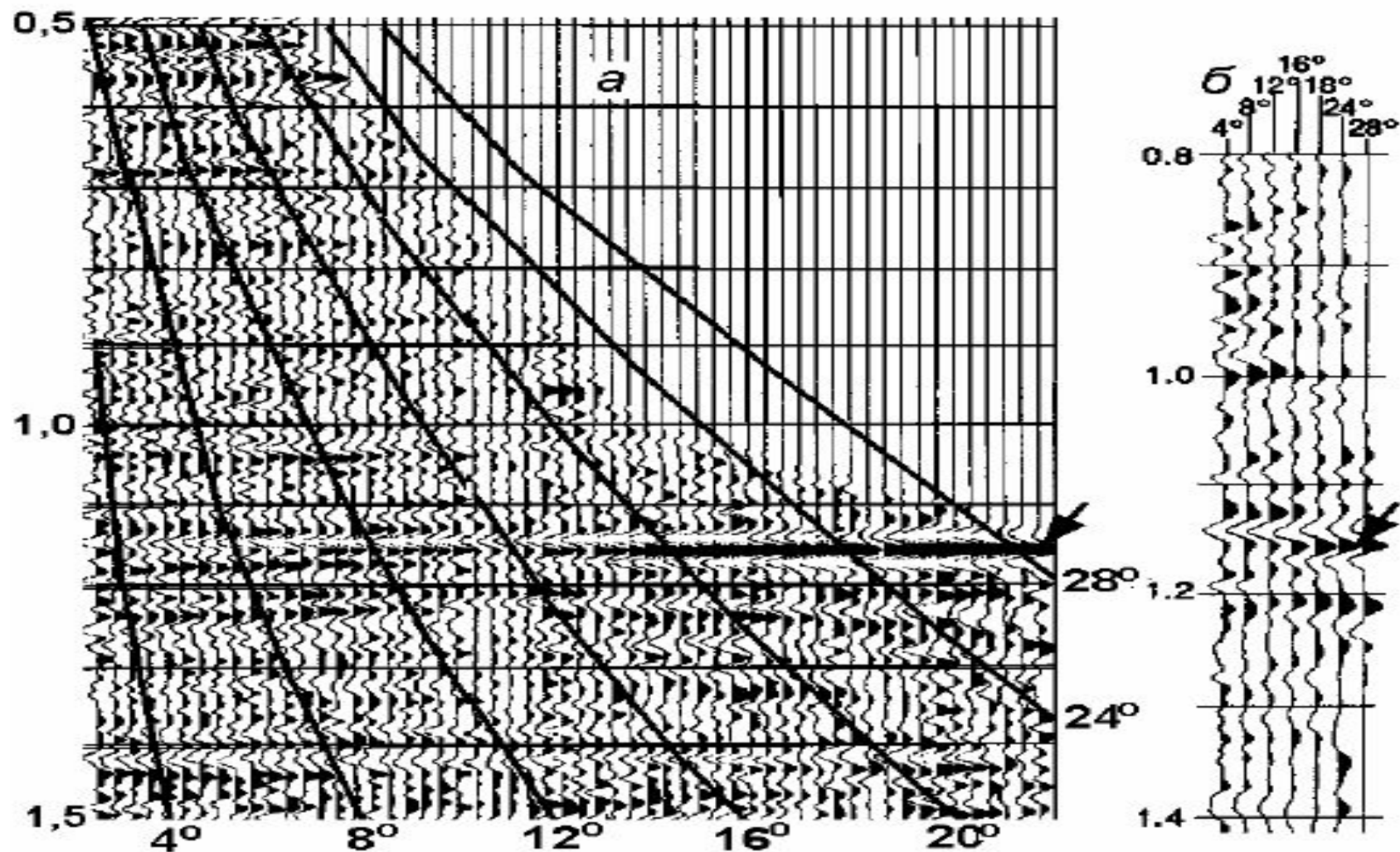
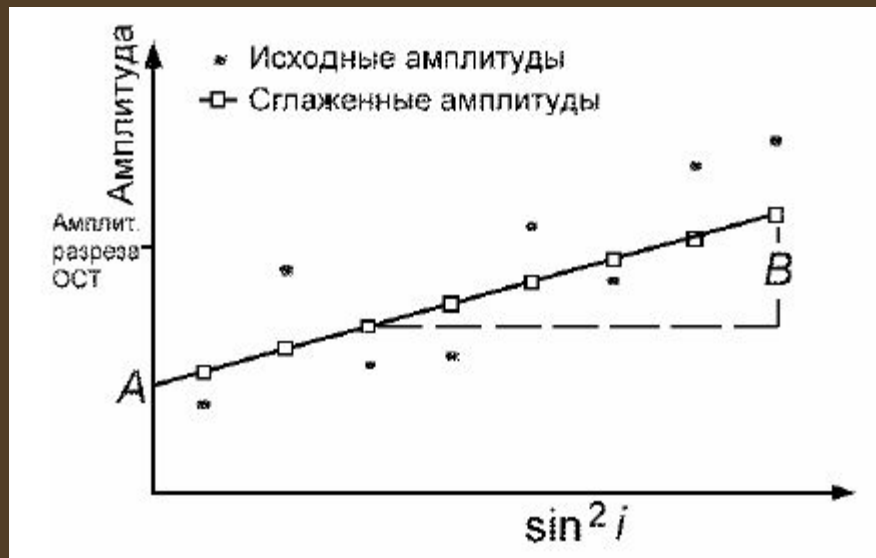


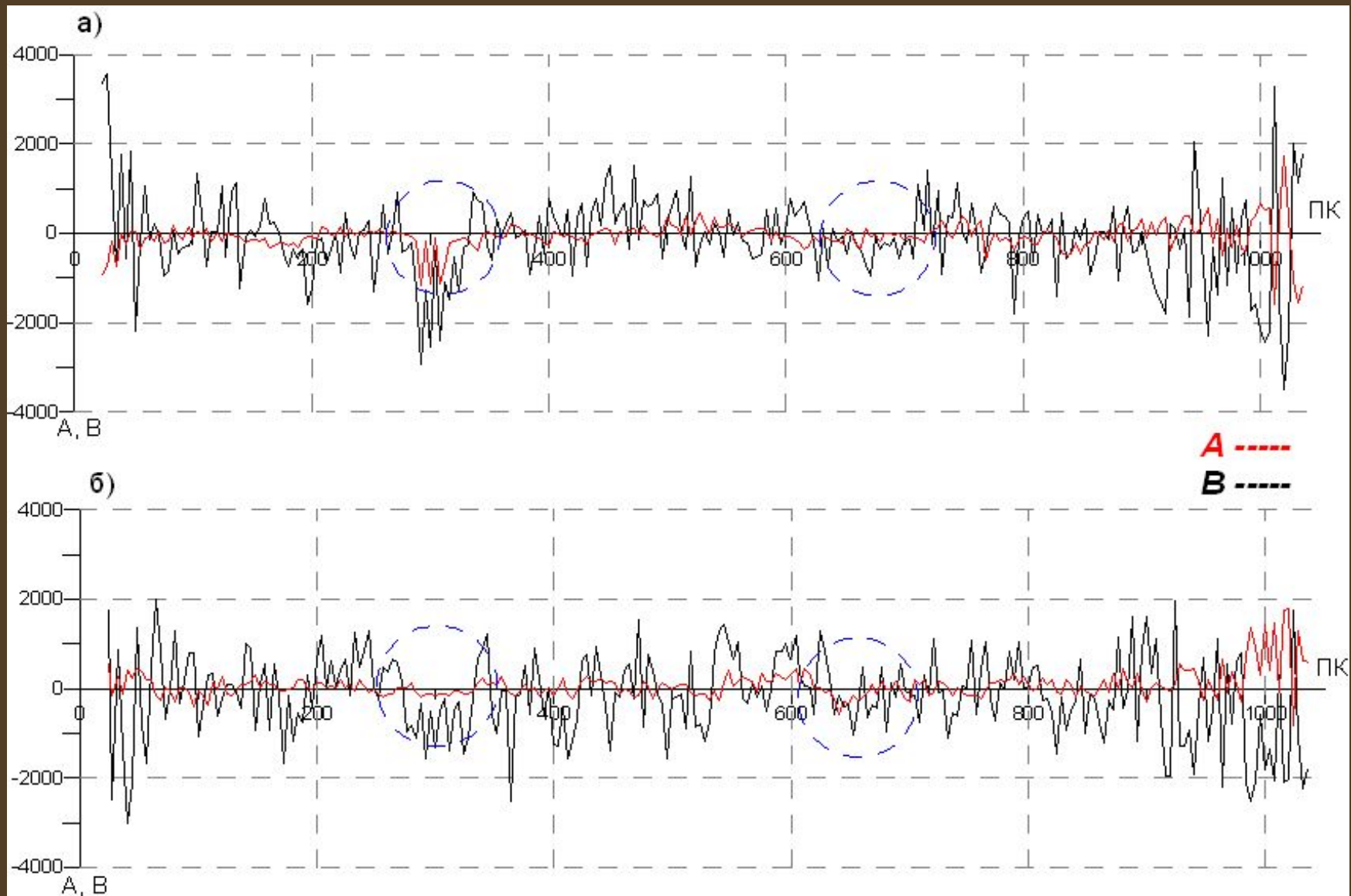
Рис. 14. Сейсмограмма с наложенными на неё линиями равных углов падения (а) и соответствующий ей фрагмент сейсмограммы AVA (б). Ось на времени 1,15 с показана стрелками.

В пределах угловой сейсмограммы на каждой трассе определяют амплитуды колебаний и строят график в системе координат, где по оси ординат отложен коэффициент отражения (амплитуд), а по оси абсцисс –  $\sin^2\alpha$



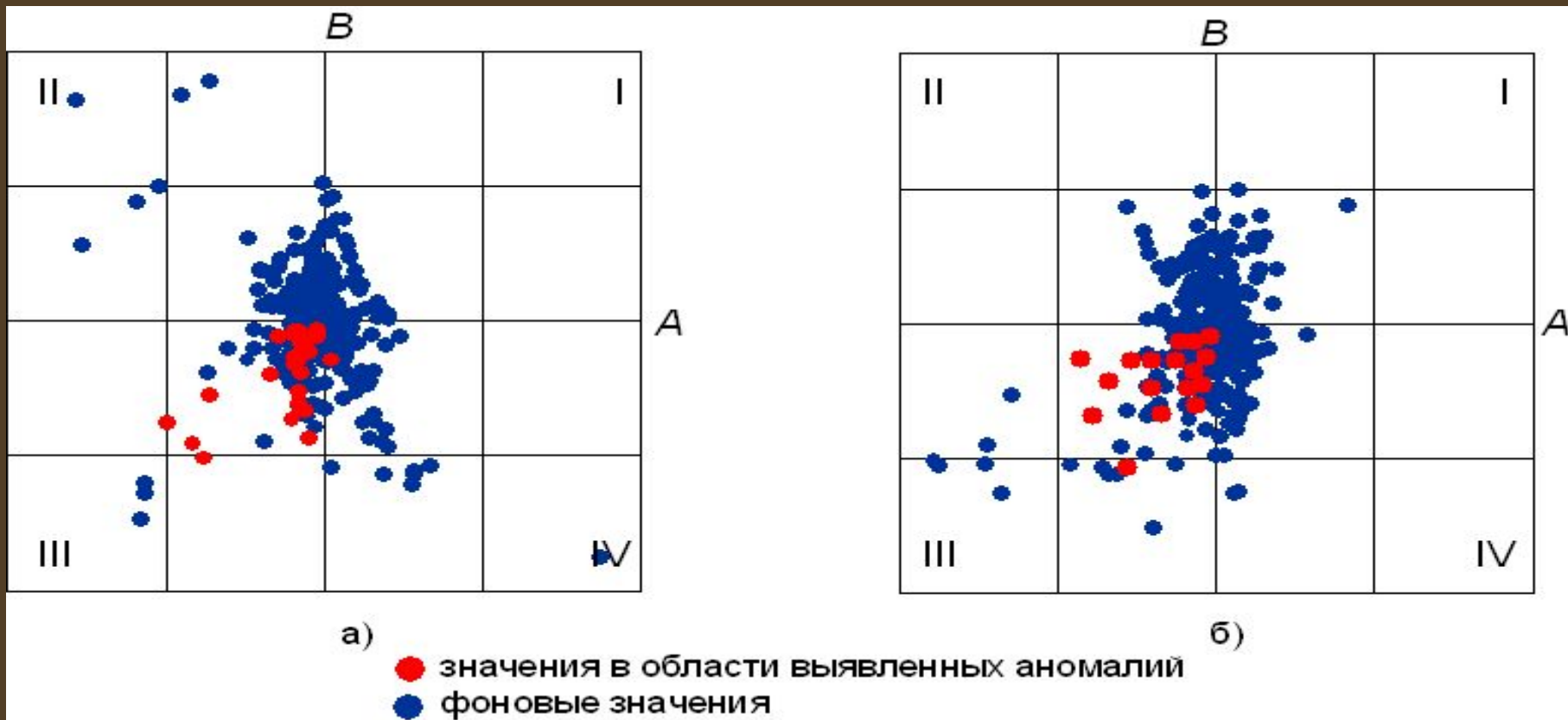
По оси ординат в этом случае отсекается отрезок, равный величине A (величине коэффициента отражения при нормальном падении луча на границу  $R_0$ ), называемый интерсептом, а наклон линии аппроксимации характеризует коэффициент B или градиент. После определения по каждой угловой сейсмограмме значений (для каждой ОГТ) коэффициентов A и B строят временные трассы, где вместо амплитуд колебаний откладываются величины A ( $R_0$ ) или B.





Графики распределения атрибутов А и В вдоль  
профиля: пласт Е (а), пласт А (б)

Если требуется провести классификацию газовых песков, то строят кроссплоты



Кросс-плот значений атрибутов А и В: пласт Е (а), пласт А (б)

Для водонасыщенных терригенных пород зависимость  $B(A)$  – прямая линия, проходящая через начало координат. Ее наклон зависит от соотношения  $V_p/V_s$

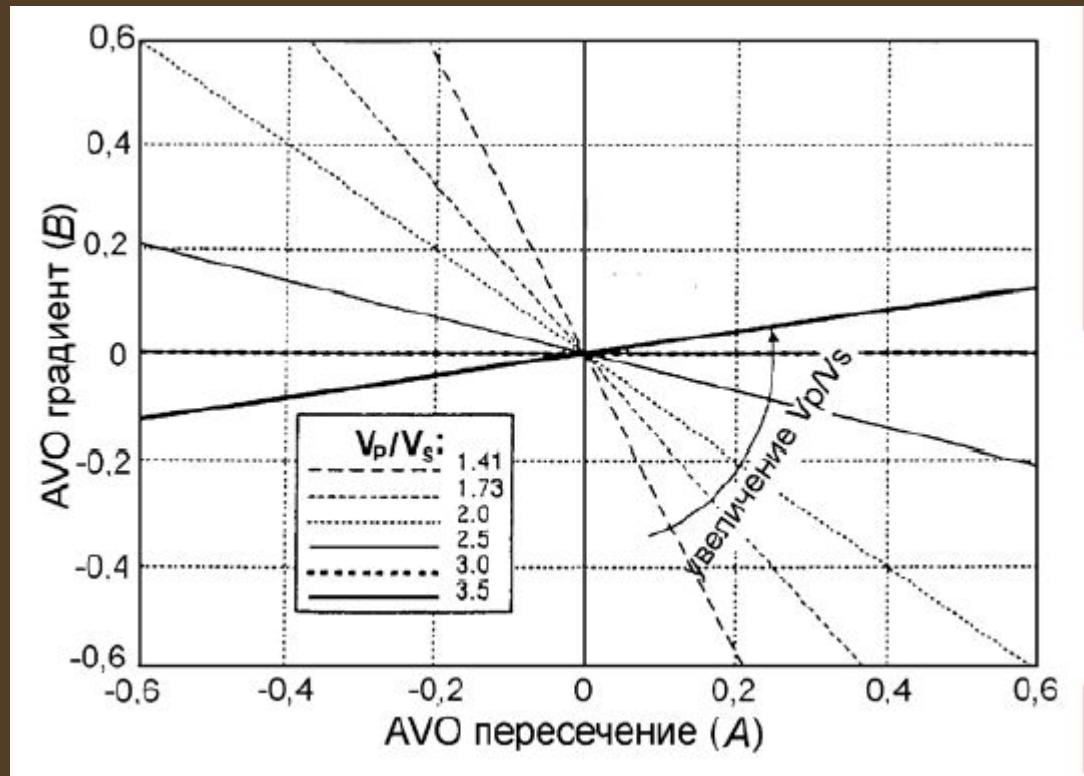


Рис. 17. Фоновая зависимость  $B(A)$  для водонасыщенных пород представляет прямую, поворачивающуюся против часовой стрелки при увеличении  $V_p/V_s$ .

Смещенные относительно фоновой линии зависимости  $B(A)$  для кровля и подошва газонасыщенных песков проявляются в виде отдельных прямолинейных зависимостей, смещенных относительно фоновой линии

Эти зависимости могут попасть в разные квадранты, причем каждый имеет свое место на плоскости

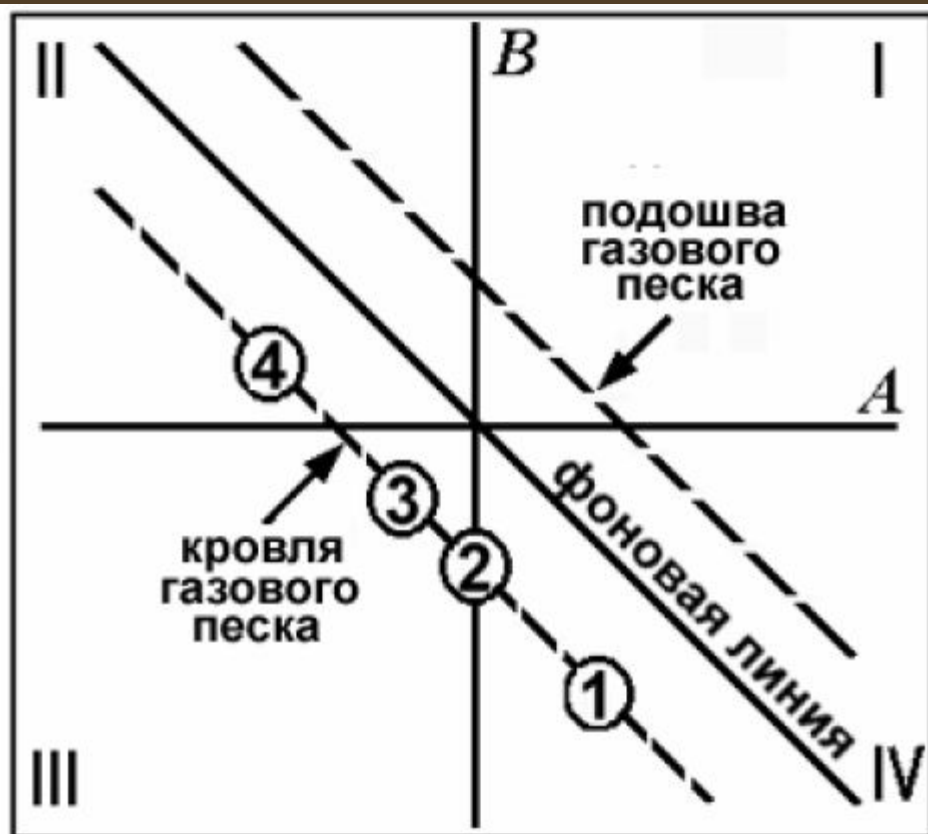


Рис. 18. Классы песков на зависимости  $B(A)$ . Ниже фоновой линии – линия точек для отражений от кровли газовых песков классов 1, 2, 3 и 4, располагающихся в IV, III или II квадрантах, выше фоновой линии – линия точек для отражений от подошвы газовых песков.

**Таблица 2. Амплитуды отражения от кровли газового песка в зависимости от удаления для четырех классов песков при типичной "фоновой" зависимости с отрицательным наклоном.**

Класс	Импеданс газового песка	Квадрант	Знак <i>A</i>	Знак <i>B</i>	Амплитуда в зависимости от удаления
I	Больше покрывающего слоя	IV	+	-	Уменьшается
II	Примерно равен импедансу покрывающего слоя	III или IV	±	-	Уменьшается или увеличивается; может измениться полярность
III	Меньше покрывающего слоя	III	-	-	Возрастает
IV	Меньше покрывающего слоя	II	-	+	Уменьшается

4 класс газовых песков появляется если пористый песок перекрыт высокоскоростной толщей (глинистые сланцы, плотные песчаники или карбонаты)

При интерпретации данных также используют другие типы индикаторов  
аддитивный ( $A + B$ ),  
мультипликативный ( $A \cdot B$ )

Индикатор  $A + B \approx$  позволяет опознать водонасыщенные коллекторы, обладающие значениями, близкими к нулю, на фоне которых в виде отрицательных аномалий ( $A + B$ ) выделяются газонасыщенные коллекторы

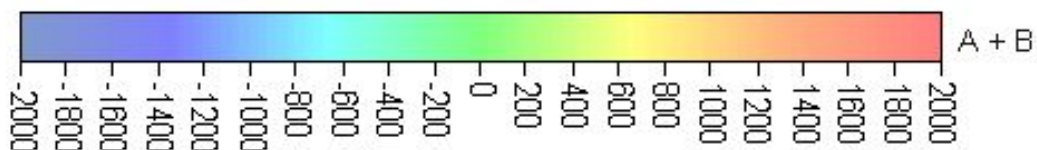
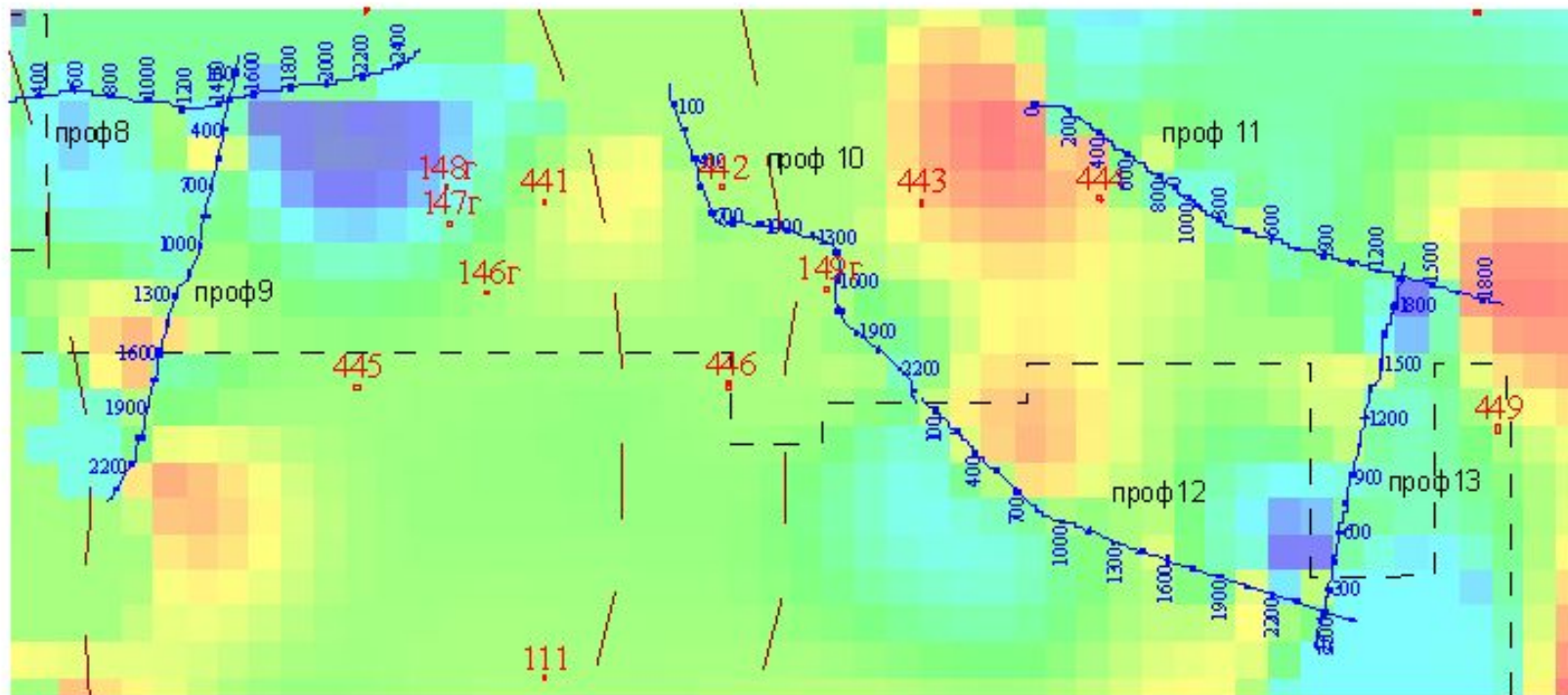


Схема распределения значений “индикатора А+В”  
по горизонту Е

Индикатор  $A \cdot B$  позволяет определить песок с низким импедансом, для которого свойственны отрицательные значения  $A$  и  $B$  и большая положительная величина  $A \cdot B$ .



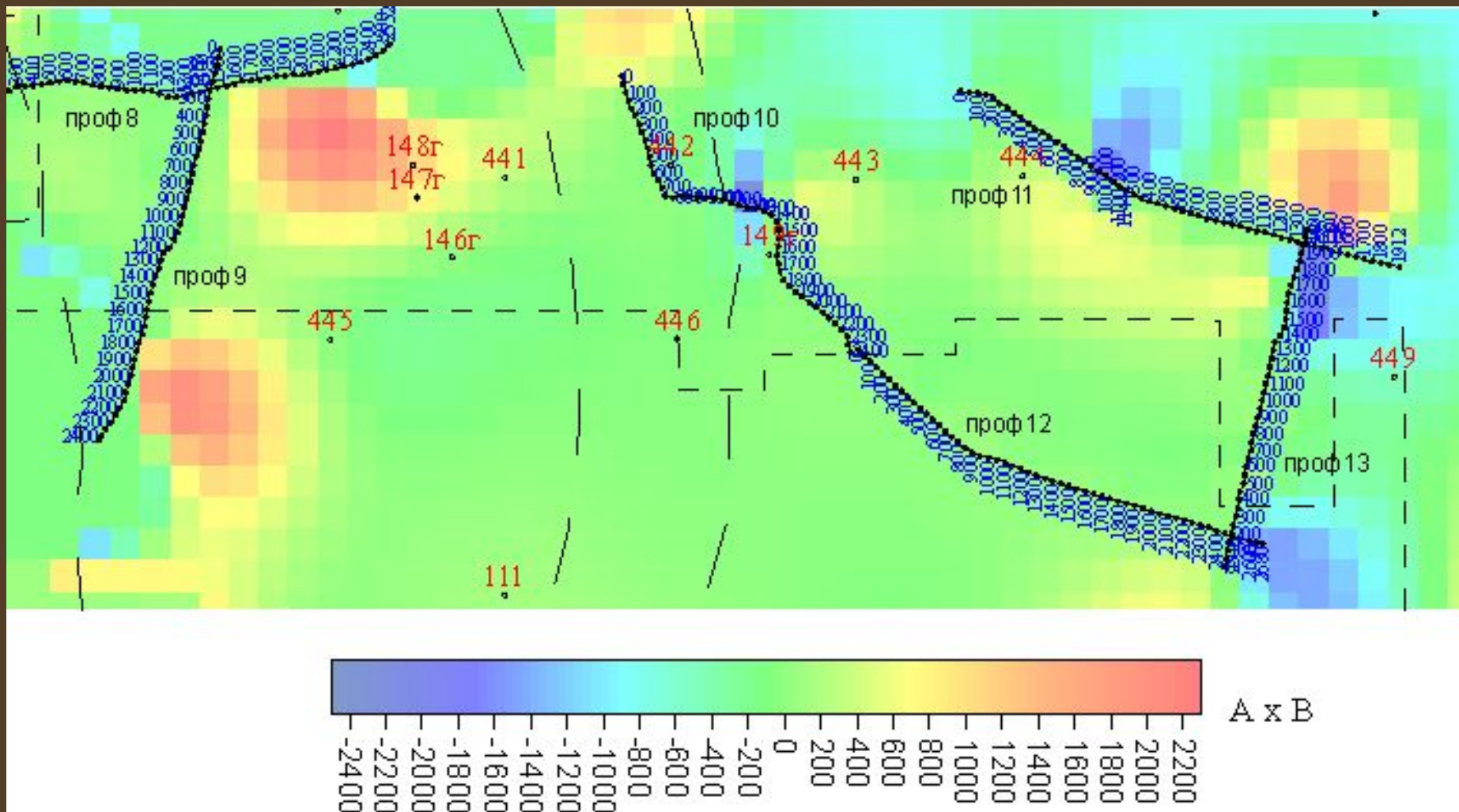


Схема распределения значений AVO-произведения по горизонту E

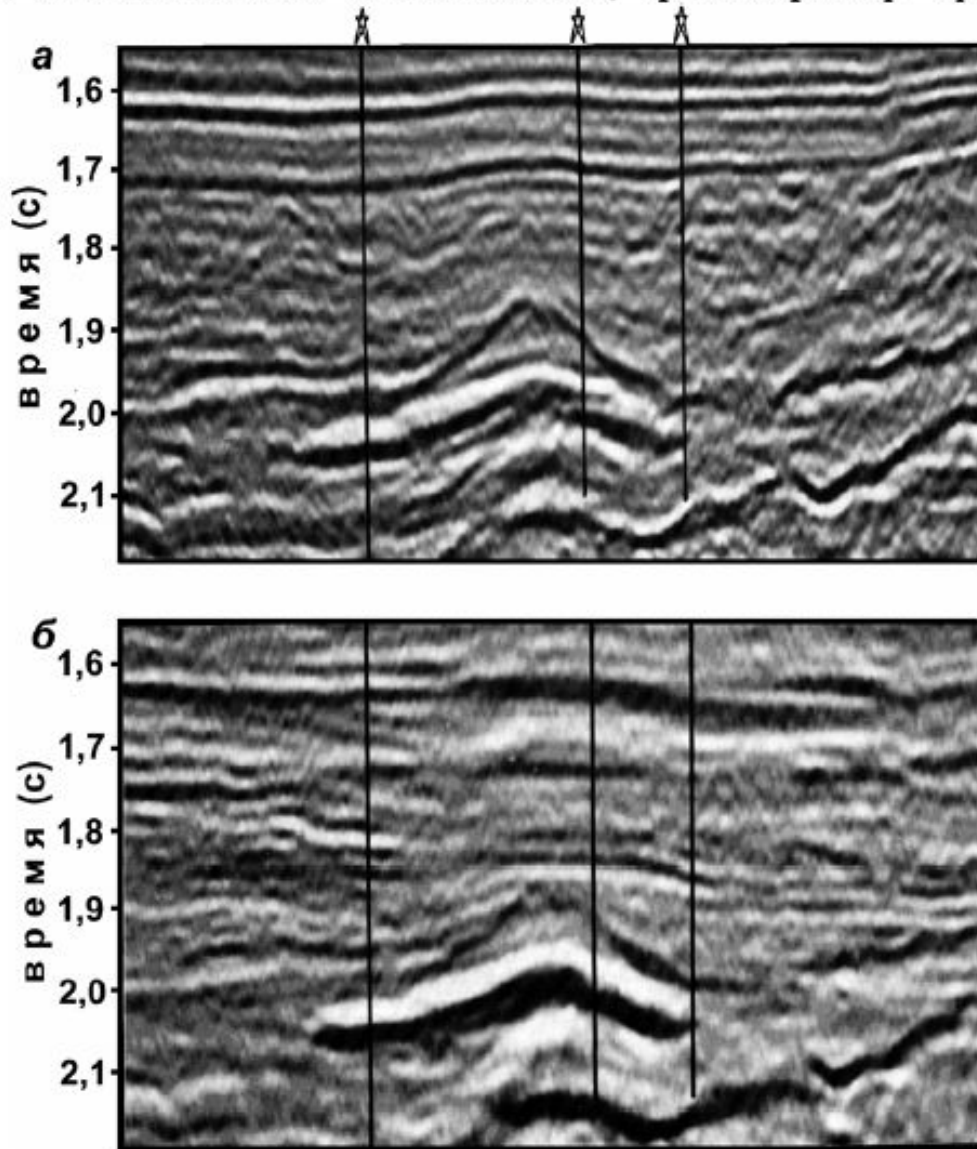


Рис. 21. Сравнение реальных разрезов: обычного (а) и флюид-фактора (б). Разрезы получены по данным 3D сейсморазведки [21]. На разрезе флюид-фактора наблюдаются аномалии, связанные с газовыми песчаниками.

«их» AVO-атрибутов. Их  
 Например, флюид-  
 и любого типа

Преобразование каких-либо характеристик волновых полей, например, скоростей  $V_{\text{ПАК}}$ , акустических импедансов, AVO-атрибутов, мгновенных характеристик или самих сейсмических записей в параметры модели среды, получило название **инверсии сейсмических данных**.

Переход к упругой (эластичной) модели предполагает учет возникновения обменных волн на границах

В случае падения Р-волны под углом  $\alpha^\circ$  к отражающей границе пласт характеризуется так называемым *elastic impedance* (эластическим или **упругим импедансом**), который зависит от скоростей продольной и поперечной волн, плотности горных пород и угла падения волны на границу.

Чем больше угол  $\alpha$ , тем выше интенсивность поперечных (обменных) отраженных волн.

технология **упругой инверсии** основана на определении и интерпретации широкого круга параметров, связанных корреляционными зависимостями со свойствами среды, особенно такими, как пористость, флюидонасыщенность, характер флюида.

При выполнении упругой инверсии часто используются 10 параметров

- скоростная отражающая способность Р волн

$$Q_P = \Delta V_P / 2V_P = V_{P2} - V_{P1} / V_{P2} + V_{P1} = C$$

- скоростная отражающая способность S волн

$$Q_S = \Delta V_S / 2V_S = V_{S2} - V_{S1} / V_{S2} + V_{S1}$$

- Плотностная отражающая способность

$$Q_\rho = \Delta \rho / 2\rho = \rho_2 - \rho_1 / \rho_2 + \rho_1$$

-Соотношение скоростей S и P волн

$$Q_{SP} = \frac{V_S}{V_P} = \frac{V_{S1} + V_{S2}}{V_{P1} + V_{P2}} = \left( \frac{1 - 2\sigma}{2(1 - \sigma)} \right)^{1/2} = \left[ \frac{1 - (\sigma_1 + \sigma_2)}{2 - (\sigma_1 + \sigma_2)} \right]^{1/2}$$

- Жесткостная отражающая способность P волн

$$Q_{gP} = \frac{\Delta(V_P \rho)}{2V_P \rho} = Q_P + Q_\rho = R_{Po} \cong A$$

- Жесткостная отражающая способность S волн

$$Q_{gS} = \frac{\Delta(V_S \rho)}{2V_S \rho} = Q_S + Q_\rho$$

- Псевдокоэффициент Пуассона (пуассоновская отражающая способность)

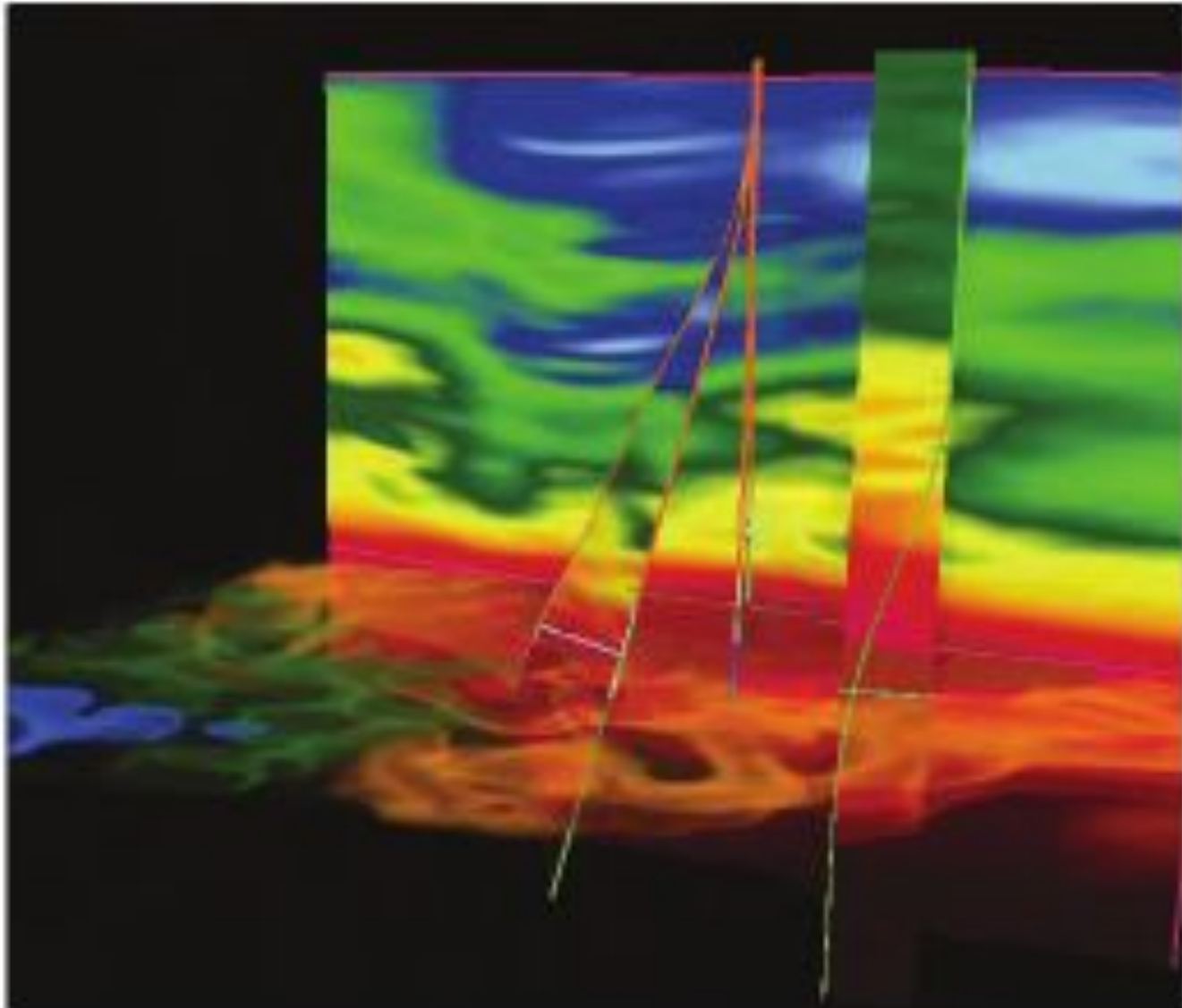
$$Q_\sigma = Q_P - Q_S = Q_{gP} - Q_{gS} = PR = \frac{\Delta\sigma}{(1 - \sigma)^2} \cong A + B$$

- Градиент амплитуд

- Псев

и

Таки  
получ  
Q , ск  
срезь



МОЖНО  
ПРИЧИН  
СРЕЗЫ И