

Проектирование системы наблюдений с учетом требований AVO – анализа

Бусыгин И.Н., Томишинец Т.И., Бусыгин А.И., ОАО «Краснодарнефтегеофизика», г.Краснодар

Резюме

Отсутствие методических рекомендаций по оценке эффективности и проектированию систем наблюдения является одним из факторов, сдерживающих применение AVO-анализа для прогноза залежей УВ. Изложению данных для прогноза уделяется пока мало внимания. Описанные в данной работе способы оценки параметров системы наблюдения и контроля полевых материалов на основе требований AVO-анализа являются в значительной степени новыми. Важная роль отводится методике сейсмомоделирования, обеспечивающей необходимую разрешающую способность и соотношение S/N . Разработана методика оценки эффективности AVO-анализа для решения поставленной геологической задачи. Петрофизические характеристики коллекторов в терригенном разрезе определяются на основе теории Био – Гассмана.

Введение.

Технология AVO-анализа рассчитана на сейсмическую информацию, представленную на всех удалениях системы наблюдений, и, следовательно, использует дополнительную в сравнении с методом ОГТ размерность пространства данных. Это приводит к тому, что требования к методике полевых работ, сформулированные в рамках технологии ОГТ, недостаточны для выполнения полноценного AVO-анализа. На практике, как правило, приходится констатировать неоптимальность тех или иных параметров использованной системы наблюдений [2], что отражается на достоверности прогноза литологии и флюидонасыщения разреза.

Для преодоления этих затруднений необходимо предварительное проектирование полевых работ. Часто возникает потребность в переработке старых данных с целью пересмотра интерпретации, в том числе, для последующего применения AVO – анализа. Рассмотрение этих вопросов означает подбор оптимальных в смысле определения AVO-атрибутов параметров системы наблюдений, оценки разрешающей способности и требуемого соотношения сигнал-помеха, подбора параметров источника возбуждения, с тем, чтобы оценить эффективность AVO-анализа при решении поставленной геологической задачи.

Достижение этих целей обеспечивается моделированием волнового поля и AVO-эффектов от предполагаемой залежи. Естественно, что это требует детальной геолого-геофизической информации по скважине, находящейся вблизи целевого объекта.

Отсутствие методики проектирования полевых работ, учитывающей требования AVO-анализа и предусматривающей оценку его эффективности, является сдерживающим фактором, препятствующим применению этого метода. Не претендуя на полноту характеристики полевых работ, рассмотрим только те аспекты полевой методики, которые связаны со спецификой требований AVO-анализа. Для расчета параметров системы наблюдения и моделирования эффективности AVO – технологии в ОАО «Краснодарнефтегеофизика» разработан пакет программ проектирования полевых наблюдений с учетом требований AVO – анализа [2,3].

Оценка реальной базы приема.

Одной из решающих характеристик системы наблюдений является диапазон углов падения волн на границу для отражений, зарегистрированных базой приема.

Поскольку в основе AVO – анализа лежит зависимость коэффициента отражения от угла падения волны на границу, удаления каналов сейсмограммы пересчитываются в углы (эту операцию будем называть угловой трансформацией). Наблюдаемые амплитуды при этом подвергаются аппроксимации упрощенными модификациями уравнения Цепритца, описывающими зависимость амплитудного распределения $u(\theta)$ на сейсмограмме от угла падения θ волны на границу. Для описания такой зависимости наиболее широко применяется уравнение Шюе $u(\theta) = R_0 + Bs$, где $s = \sin^2 \theta$, R_0 – коэффициент нормального отражения волны от границы, B – градиент амплитудного распределения.

Надежное определение атрибутов R_0 , B требует использования расстановки с выносами ПП от ПВ в диапазоне от $L_{\min}=0$ до максимально возможных удалений $L_{\max}$. Границам базы приема

$L_{\min}$, $L_{\max}$ соответствуют углы $\theta_{\min}$, $\theta_{\max}$. Реальные значения этих параметров определяются особенностями волнового поля сейсмограммы, наличием низкоскоростных помех, скоростной моделью среды, положением и наклоном границ.

Влияние базы приема на погрешность определения AVO – атрибутов можно оценить, используя доверительные интервалы параметров $\bar{R}_0$, $\bar{B}$. Обозначим координаты точек амплитудного сечения сейсмограммы через $u_k = u(\theta_k)$ и $s_k = \sin^2(\theta_k)$, где $k = (1, n)$. Тогда для точечных оценок имеем:

$$\bar{R}_0 = \frac{1}{\Delta_s} (\bar{u}\bar{s}_2 - \bar{s}\bar{u}), \quad \bar{B} = \frac{1}{\Delta_s} (\bar{w} - \bar{s}\bar{u}),$$

$$\Delta_s = \bar{s}_2 - \bar{s}^2, \quad \Delta_u = \bar{u}_2 - \bar{u}^2, \\ \text{где } \bar{s} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n s_k, \quad \bar{u} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n u_k, \quad \bar{w} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n s_k u_k, \\ \bar{s}_2 = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n s_k^2, \quad \bar{u}_2 = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n u_k^2.$$

Интервальные оценки атрибутов R_0 , B найдем методом максимального правдоподобия. Логарифмическую функцию правдоподобия запишем в виде:

$$F(R_0, B) = \sum_{k=1}^n (R_0 + Bs_k - u_k)^2 - M \leq 0,$$

$$\text{где } M = \sum_{k=1}^n (\bar{R}_0 + \bar{B}s_k - u_k)^2 = n(\Delta_u - \Delta_s B^2).$$

Считая амплитуды u_k распределенными по нормальному закону, получим для функции правдоподобия F распределение χ_n^2 с n степенями свободы. Доверительная область оценок R_0 , B с надежностью γ определяется условием $\gamma = P(\chi_n^2 \leq F_\gamma)$. В результате, получаем диапазон изменения амплитудных оценок как условный экстремум $u \pm \delta u = R_0 + Bs + \lambda(F_\gamma(R_0, B))$ для точек (R_0, B) на контуре доверительной области $F = F_\gamma$, где λ – неопределенный множитель Лагранжа. Уравне-

ние Шюе $u = R_0 + Bs$ показывает, что точность определения параметров δR_0 и δB связана с амплитудной погрешностью δu , причем в начале и в конце базы приема влияние на амплитуду, соответственно, второго и первого слагаемых уравнения Шюе можно считать мало существенным. Тогда в точке $\sin \theta_{\min}$ имеем:

$$\delta R_0^2 = \frac{2|F_1|}{n} \left(1 + \frac{s^2}{\bar{s}_2} \right) \delta u^2$$

то есть с надежностью γ получаем:

$$\delta R_0 = \delta u \sqrt{\frac{2|F_1|}{n} \left(1 + \frac{\sin^4 \theta_{\min}}{\bar{s}_2} \right)}$$

Аналогично, в точке $\sin \theta_{\max}$ имеем $\delta R_0 = \delta Bs$, то есть:

$$\delta B = \frac{\delta u}{\sin^2 \theta_{\max}} \sqrt{\frac{2|F_1|}{n} \left(1 + \frac{\sin^4 \theta_{\min}}{\bar{s}_2} \right)}$$

Следовательно, мы выразили погрешности атрибутов δR_0 и δB через параметры базы приема $\theta_{\min}$ и $\theta_{\max}$.

Отсюда следует, что угловая база аппроксимации обеспечивает надежность определения атрибутов R_0 и B и, тем самым, надежность амплитудной характеристики отраженной волны. Диапазон углов должен содержать информацию при углах падения близких к 0° для определения нормального коэффициента отражения R_0 и при достаточно больших углах для достоверного определения градиента B амплитудной характеристики отраженной волны. Максимальный угол $\theta_{\max}$ назначается так, чтобы исключить значения коэффициентов отражения вблизи критических углов, то есть ограничивает область, где приближенные аппроксимации коэффициентов отражения незначительно ($<1\%$) отличаются от кривой, рассчитанной по уравнению Цепритца (рис.1). Оценка критического угла производится для границы, совпадающей с кровлей целевого пласта. При этом разрез выше и ниже этой границы считается однородным, то есть среда аппроксимируется двухслойной скоростной моделью.

Оценка параметров выноса должна учитывать особенности модели среды. Желательно, чтобы использовалась модель средних или эффективных скоростей с углами наклона границ до $50 - 70^\circ$. При этом необходимо оценить различие между траекториями лучей для реального и среднее – эффективного луча, рассчитанного с учетом преломления на выше лежащих границах. В условиях Краснодарского края такая технология полевых работ позволяет использовать углы $\theta_{\max}$ до 300° . Целесообразно уточнить траекторию луча для интервальной слоистой модели (рис.2) и найти $\theta_{\max}$ для дальнего канала.

Наиболее достоверно максимальное удаление оценивается на основе региональных зависимостей $L_{\max}$ от глубины горизонта. Такие зависимости должны быть построены для всех целевых горизонтов. Поскольку таких обобщающих работ, как правило, нет, необходим контроль полученных выше оценок, основанный на ранее проведенных работах. Для этой цели используются угловые сейсмограммы и угловые разрезы, полученные трансформацией наблюдаемых

сейсмограмм в угловой масштаб (рис.3). При расчете базы приема необходимо учитывать влияние кратных волн на параметры расстановки сейсмоприемников. Задаваясь временем и однократной волны, степенью подавления, обеспечивающих требуемое подавление (рис.2) кратной волны. Эта палетка позволяет получить соответствующие оценки $L_{\max}$, $L_{\min}$.

На величину параметров $L_{\max}$, $L_{\min}$ влияют также кинематический мыютинг (рис.2) и мыютинг низкоскоростной помехи. Кроме того, при расчете базы приема учитывается начальное и конечное время сейсмозаписи на каждом канале.

Таким образом, можно отметить следующие особенности алгоритма расчета базы приема:

- Реальное значение базы оценивается на уровне целевого горизонта.
- Факторы, влияющие на положение базы приема, учитываются в порядке их усложнения.
- Процесс расчета выполняется методом итераций.

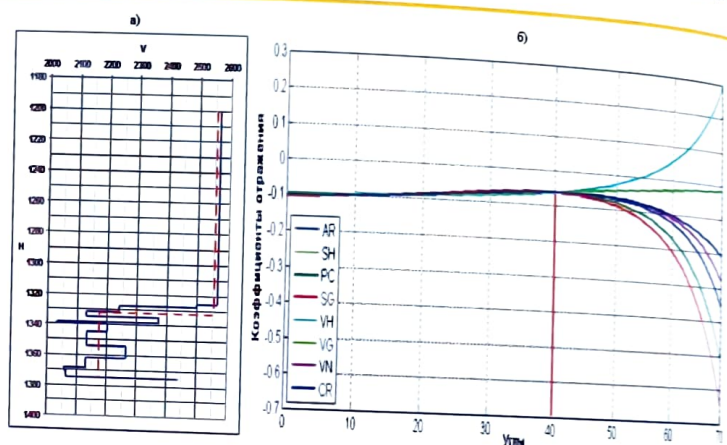


Рис. 1. Выбор углового диапазона базы приема: а) аппроксимация разреза двухслойной средой; б) упрощенные аппроксимации уравнения Цепритца

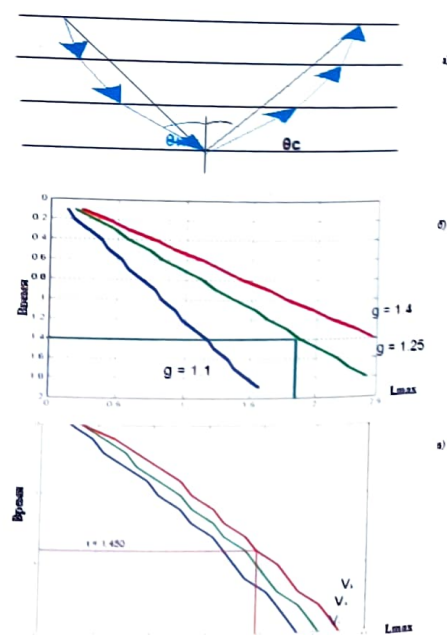


Рис. 2. Выбор $L_{\max}$ базы приема: а) схема лучей в модели интервальных и средних скоростей; б) мыютинг по градиенту кинематических поправок; в) палетка подавления кратных волн.

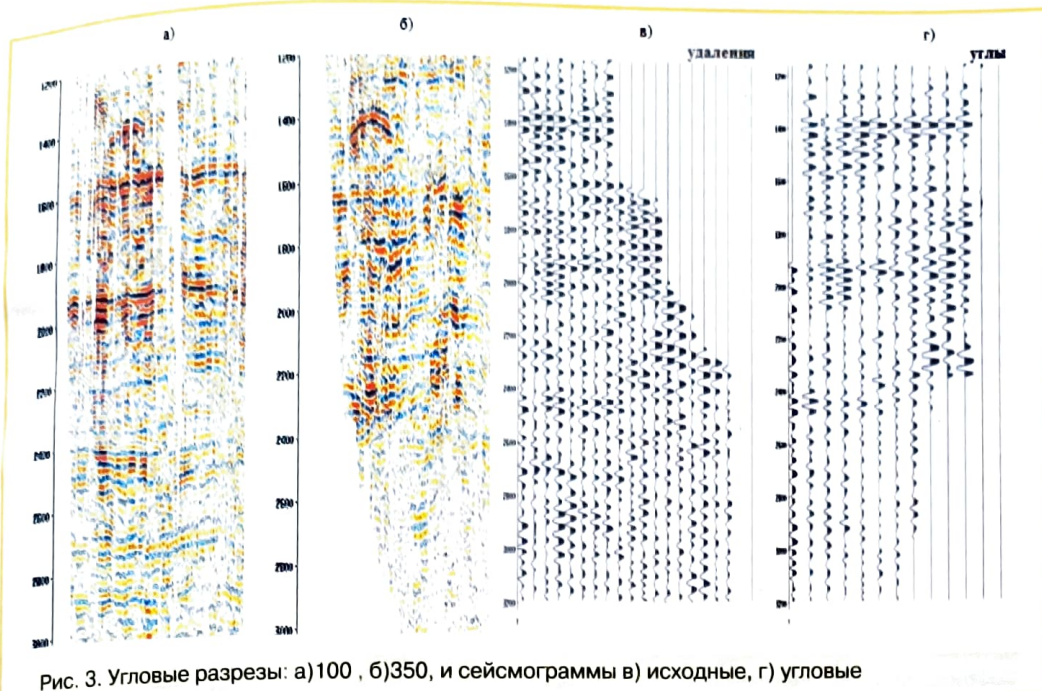


Рис. 3. Угловые разрезы: а) 100, б) 350, и сейсмограммы в) исходные, г) угловые

Расчет базы выполняется в следующей последовательности:

- Предварительный выбор угловой базы $\theta_{\min}$, $\theta_{\max}$.
- Оценка $L_{\max}$, $L_{\min}$ в рамках модели средних скоростей для углов отражения от целевой границы, равных $\theta_{\min}$, $\theta_{\max}$.
- Оценка $L_{\max}$, $L_{\min}$ в рамках модели интервальных скоростей.
- Оценка $L_{\max}$ по региональным зависимостям $L_{\max}(H)$ от глубины залегания целевого горизонта.
- Учет влияния кратных волн, начального и конечного мьютинга.
- Контроль $L_{\max}$ по предыдущим работам.

Выбор параметров системы наблюдения.

Эффективность AVO-анализа и надежность определения атрибутов в существенной степени зависят от пространственной дискретизации волнового поля. Рассмотрим оценку параметров системы наблюдения, определяющих качество пространственных измерений вдоль профиля.

Оценка шага $\Delta X_{\text{ОГТ}}$.

Одним из важнейших параметров сейсмопрофилирования является шаг дискретизации $\Delta X = \Delta X_{\text{ОГТ}}$ волнового поля. Его значение однозначно определяет шаг по пунктам приема и число каналов расстановки сейсмоприемников.

Выбор шага ΔX по профилю диктуется требованием правильного восстановления волнового поля с максимальной пространственной частотой, обеспечивающего исключение эляйсинг – эффекта. Такую пространственную частоту имеют отражения с максимальным углом θ_m между лучом и вертикалью. Недостаточно маленький шаг приводит к тому, что структура реального волнового поля вдоль профиля будет передана неправильно. Для AVO – обработки зеркальные пространственные помехи имеют существенное значение и являются важным искажающим фактором.

Угол θ_m можно оценить по лучу, попадающему из ПВ в максимально удаленный ПП. Очевидно, что этот угол следует оценивать по минимальной глубине, на которой могут находиться целевые горизонты. Шаг ΔX между пикетами

ОГТ назначается по теореме Котельникова для волны с углом падения θ_m по формуле [6]:

$$\Delta X \leq \frac{V_{\text{ОГТ}}(t)}{4f_{\max} \sin \theta_m} \quad (1)$$

Таким образом, можно отметить следующие факторы, влияющие на дискретность измерений вдоль профиля:

- Частотный состав сигнала, ограниченный частотой Найквиста.
- Скорость распространения сейсмической волны $V = V_{\text{ОГТ}}(t)$ на уровне целевого горизонта.
- Угол θ подхода волны к линии профиля. При увеличении угла θ пространственная частота волны увеличивается. Принимаем $\theta = \theta_m$.
- Кажущаяся скорость волны вдоль целевого горизонта, $V^* = V_{\text{ОГТ}}(t) / \sin \theta_m$.

Пространственная дискретизация волнового поля определяется выбором шага $\Delta X = \Delta X_{\text{ОГТ}}$ и $\Delta X_{\text{ПП}} = 2\Delta X$. Расчет шага дискретизации сейсмического разреза по приведенной выше формуле при $\theta_m = 30^\circ$ и шаге дискретизации сигнала по времени, равном $\Delta t = 4$ мс, дает $\Delta X = 10$ м. Шаг по пункту приема принимаем равным $\Delta X_{\text{ПП}} = 2\Delta X = 20$ м. Такие значения ΔX и $\Delta X_{\text{ПП}}$ не совпадают с обычно используемыми на практике и поэтому нуждаются в дополнительной коррекции в результате проведения опытно-методических работ.

Принятые значения пределов базы приема $L_{\min}$, $L_{\max}$ и значения шага по $\Delta X_{\text{ПП}}$ позволяют оценить полное число каналов на расстановке сейсмоприемников по формуле:

$$N = \frac{(L_{\max} - L_{\min})}{\Delta X_{\text{ПП}}} + 1.$$

Оценка кратности наблюдения.

Следующий этап проектирования расстановки сейсмоприемников состоит в определении требуемой кратности K прослеживания наблюдений. Вместе с числом каналов N это позволяет найти шаг по пункту возбуждения $\Delta X_{\text{ПВ}}$. Кратность прослеживания должна обеспечить при расчете AVO-атрибутов высокое соотношение сигнал-помеха $(S/N)_p$ на сейсмограммах, используемых для анализа. Это соотношение

должно, в конечном итоге, быть достаточным для оценки с требуемой точностью параметров коллектора и его флюидонасыщения. Зависимость соотношения $(S/N)_p$ от глубины и возраста отложений, литологии, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, продольной и поперечной скорости должна быть получена в результате обобщения региональных данных. Можно отметить следующую региональную информацию, которая позволяет рассчитать с необходимой точностью кратность системы наблюдений:

- Региональные оценки точности определения параметров коллектора для надежного прогноза залежи УВ.
- Региональные зависимости точности оценок динамических параметров сейсмозаписи (амплитуда, частота и т.д.) от требуемой точности оценок коллекторских свойств.
- Региональные зависимости требуемого S/N разреза от требуемых оценок точности динамических параметров.
- Требуемые оценки соотношения S/N разреза на основании опыта предыдущих работ. Из опыта AVO – анализа следует значение S/N разреза, равное 8-10.
- Определение соотношения S/N на реальных материалах.
- Соотношение S/N получаемых результатов и исходных сейсмограмм оцениваются по реальным характеристикам сейсмозаписи на уровне целевого горизонта.

Во многих регионах работы по формированию регрессионных зависимостей между такими параметрами с необходимой полнотой не проводились. В связи со сказанным, такая технология оценки требуемого соотношения сигнал-помеха не реализуема и $(S/N)_p$ определяется на основе опыта предыдущих работ.

Отечественный и зарубежный опыт применения AVO-анализа свидетельствует, что для успешного использования и обеспечения требуемой точности расчета AVO-атрибутов необходимо получение на полевых сейсмограммах такого значения $(S/N)_c$, которое, с учетом кратности наблюдений, обеспечивает соотношение сигнал-помеха на этапе окончательного разреза, равное $(S/N)_p = 8-10$. Для оценки реальной кратности наблюдения на уровне целевых горизонтов необходимо измерить соотношение $(S/N)_c$ на исходных сейсмограммах. Исходя из оценок $(S/N)_p$ и $(S/N)_c$, можно вычислить необходимую кратность наблюдений [7], соответствующую требованиям AVO-анализа, по формуле:

$$K = \left(\frac{(S/N)_p}{(S/N)_c} \right)^2$$

Опыт показывает, что обычно используемая для метода ОГТ кратность наблюдения, равная $K=48-96$, как правило, недостаточна для AVO-анализа.

Оценка шага $\Delta X_{ПВ}$.

Знание базы приема и реальной кратности прослеживания на уровне целевого горизонта дают возможность получить шаг ПВ по профилю. Формула Майна дает:

$$\Delta X_{ПВ} = \frac{N}{K} \Delta X$$

Обратим внимание на то, что шаг ΔX дискретизации сейсмического изображения от других параметров системы наблюдения непосредственно не зависит, в то время как реальные значения базы приема L , параметры N , K и шаг $\Delta X_{ПВ}$ рассчитываются по характеристикам отраженной волны на уровне изучаемого объекта. Расчет параметров расстановки сейсμοприемников можно изобразить следующей схе-

мой:

$$L_{\min} \rightarrow L_{\max} \rightarrow K \rightarrow \Delta X_{\text{ОГТ}} \rightarrow \Delta X_{ПВ} \rightarrow N \rightarrow \Delta X_{ПВ}$$

Время целевого горизонта, начальный и конечный мьютинг и другие особенности волнового поля влияют на реальное значение параметров $L_{\max}$ и m . Округление параметров, принятых в процессе расчета, влияние эляйсинг-эффекта, распространение реальных параметров наблюдения, рассчитанных для целевого горизонта, на весь временной интервал регистрации могут привести к необходимости новой итерации расчета этих параметров. В соответствии с формулой (1) изменение угла θ_m может отразиться на выборе шага ΔX . Следовательно, процесс подбора параметров системы наблюдения, вообще говоря, является рекурсивным, и может потребоваться несколько последовательных их уточнений.

Оценка параметров возбуждаемого сигнала.

При проектировании полевых работ, рассчитанных на последующее применение AVO – анализа, предъявляются несколько повышенные требования к источнику возбуждения поля. Сигнал, посылаемый в среду источником возбуждения, должен удовлетворять следующим двум условиям:

- Необходимо обеспечить достаточно высокое соотношение сигнал-помеха на уровне целевого горизонта. Так как у нас нет возможности влиять на воздействие среды на сигнал, то это требование означает формирование нужных характеристик источника возбуждения.
- На уровне целевого горизонта необходимо обеспечить требуемую разрешающую способность сигнала, посылаемого источником возбуждения. Это означает, что необходимо сформировать сигнал в источнике, имеющий требуемый спектр, учесть тонкослоистость разреза в диапазоне залегания целевого горизонта, учесть влияние поглощения вышележащей части среды на отдельные спектральные компоненты сигнала. Иными словами, необходимо учесть частотную характеристику коэффициента поглощения вышележащей части разреза.

Эти проблемы решаются с помощью моделирования, для которого требуется достаточно детальная скважинная информация (пластовые разбивки, акустические данные о скоростях Р и S-волн, распределение плотностей по разрезу). Скважина не обязательно должна проходить через изучаемый объект. Но необходимо, чтобы она была типичной и близкой к изучаемому объекту по своему геологическому строению. При отсутствии такой информации возможно моделирование на основе априорных данных о среде. Необходимо учитывать, что точность расчета параметров сигнала при этом снижается, что сказывается на надежности заключений.

В реальных условиях моделирование выполнялось для тонкослоистой среды, задающей песчано-глинистое переслаивание в интервале целевого горизонта. Использовались моделирующая система Tesseral и программа, реализующая матричный алгоритм расчета волнового поля (ОАО «Краснодарнефтегеофизика»). Путем перебора сигналов разной видимой частоты и длительности, подбирались импульс, достаточный для формирования рисунка сейсмозаписи, ограничивающего залежь УВ по вертикали и в плане. Тем самым, подбирался сигнал в источнике возбуждения, обеспечивающий требуемую временную и латеральную разрешающую способность, что позволяло оценить его спектр на уровне целевого горизонта. На рис. 4 приведены

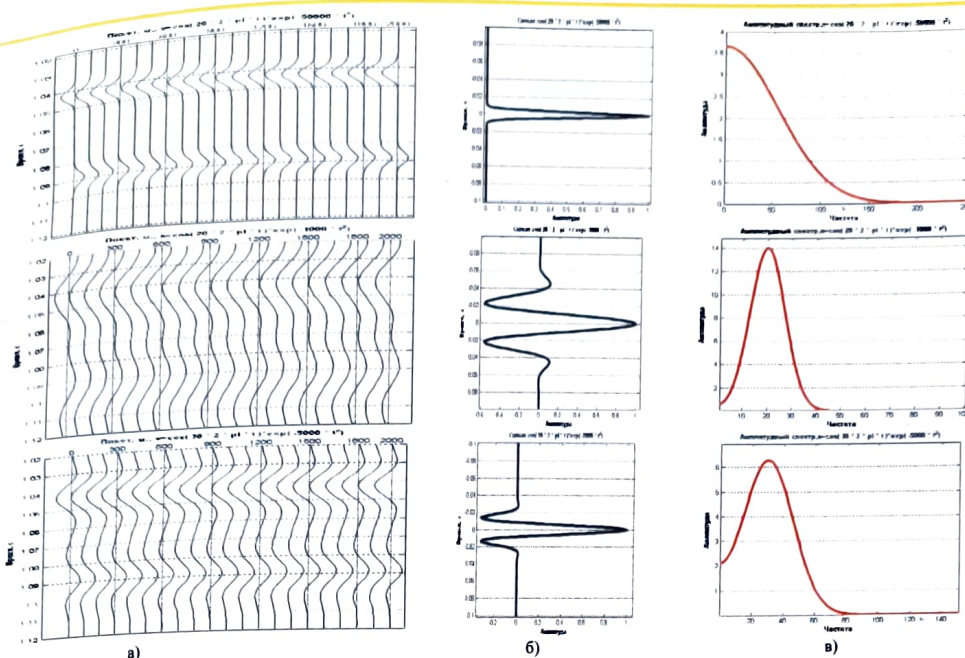


Рис. 4. Оценка разрешающей способности: а) синтезированные разрезы; б) перебор импульсов; в) спектры импульсов

примеры подбора спектра сигнала, обеспечивающего разрешение, необходимое для однозначной оценки характера флюидонасыщения.

Помимо оценки сигнала на уровне целевого объекта, необходим его пересчет на уровень источника возбуждения, учитывающий диссипативное поглощение средой энергии распространяющейся волны. Эта задача решается путем использования данных ВСП или акустического каротажа, что позволяет получить оценки декремента затухания, учитывающие его изменение с частотой сигнала и глубиной горизонта. При отсутствии этих данных приходится привлекать априорную информацию. В работе [1] предлагается линейная зависимость коэффициентов поглощения от частоты f в виде $\alpha = \delta \cdot f^t$, причем декремент поглощения для терригенного разреза принимается равным $\delta = 0.03$. Пусть $U_0(f)$ - спектр сигнала на уровне целевого горизонта, лежащего на времени t_0 . Тогда, с учетом поглощения волны за время пробега $t_{max}(t_0)$, получаем спектр сигнала в источнике равным $U_0(f) \exp(\delta f t_{max})$. С помощью ОПФ находим спектр $U(f)$ и другие характеристики волны в источнике возбуждения. В результате, для сигнала в источнике определяем его динамические параметры, такие как длительность, максимальную частоту, энергию, декремент поглощения, что позволяет рассчитать параметры взрывного импульса и посылаемого СВИП-сигнала.

Сопоставление энергии СВИП-сигналов, использованных в ранее проведенных и в проектируемых работах, можно выполнить по формуле:

$$\frac{E}{\bar{E}} = \frac{(f_H + f_K)T}{(\tilde{f}_H + \tilde{f}_K)\tilde{T}},$$

где E, f_H, f_K, T - энергия, начальная и конечная частота, длительность СВИП-сигнала, проектируемого для АВО - анализа и использованного в старых работах. Аналогичное сопоставление энергий взрывных зарядов выполняется по формуле:

$$\frac{E}{\bar{E}} = \left(\frac{Q}{\bar{Q}} \right)^{2m},$$

где $Q, \bar{Q}$ - вес зарядов в проектируемых и проведенных работах, m - коэффициент, зависящий от состояния, состава породы во взрывной скважине и массы заряда. Для сухих грунтов принимается $m=1$ [5].

При взрывном возбуждении сигнала преобладающая частота f в источнике поля оценивается по формуле: $f = gQ^{-1/3}$, где $g=35-42$, а для сухих пород - 50 и более [5].

Сопоставление сигналов и их спектров на уровне целевого горизонта и в источнике возбуждения позволяют выбрать параметры источника, способ группирования источников, обеспечивающий необходимую энергию и требуемый частотный состав сигнала группы источников.

Моделирование АВО-эффекта

Для применения АВО-анализа необходимо оценить результативность этого метода при решении конкретной геологической задачи. Следовательно, необходимо оценить степень проявления залежи в амплитудных характеристиках сейсмической записи и выработать динамические признаки наличия УВ в целевых объектах. Эта задача решается превентивным моделированием волнового поля и АВО - атрибутов в предположении нефте-газонасыщения и водонасыщения разреза.

Моделирование АВО-эффекта выполняется по данным ГИС и требует детальной геологической модели изучаемого горизонта. Это означает, что необходимо задать петрофизические характеристики перекрывающих отложений, пластов-коллекторов и различных пропластков в диапазоне целевого интервала. На рис.5 приведен пример геологической модели в вариантах с газо- и водонасыщением пласта.

Петрофизические параметры коллекторов в пределах изучаемого интервала разреза рассчитываются на основе теории Био-Гассмана [4]. Алгоритм предусматривает задание фракционного состава терригенного коллектора и компонент порового флюида. Эффективные параметры коллектора (скелета породы и его флюида) определяются в соответствии с моделью Гассмана или задаются непосредственно (вместо зада-

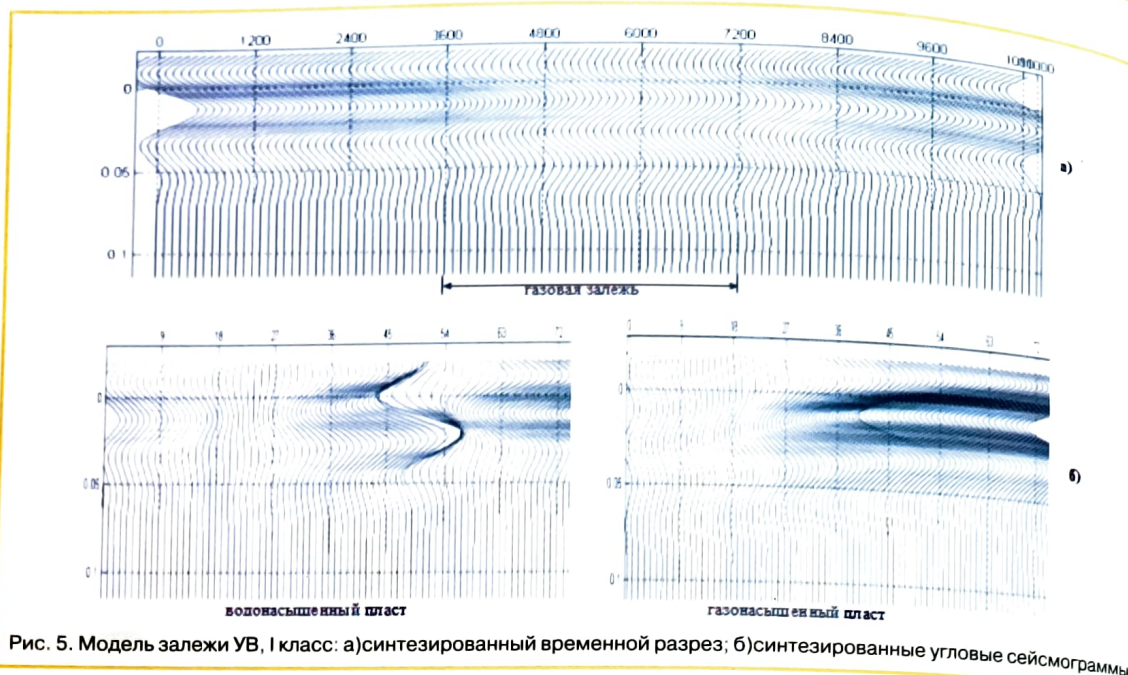


Рис. 5. Модель залежи УВ, I класс: а) синтезированный временной разрез; б) синтезированные угловые сейсмограммы

ния компонент породы). На основе теории Био или ее низкочастотной асимптотики рассчитываются продольные и поперечные скорости, декременты поглощения волн первого и второго рода в зависимости от пористости k_p и нефтегазонасыщенности $k_{нг}$ породы. Для компенсации погрешностей теории Био-Гассмана в уравнениях $V_s = aV_p + bV_p + ck_p + dk_{нг}$ и $\rho = mV_p^n + p$, с помощью которых корректируются значения скорости V_s и плотности ρ , предусматриваются региональные поправочные коэффициенты a, b, c, d, m, n, p , которые подбираются эмпирически для основных лито-стратиграфических комплексов Западного Предкавказья.

Используются следующие варианты расчета петрофизических характеристик пластов терригенного разреза:

- Определение поперечной скорости V_s и плотности ρ . Если данные акустического каротажа отсутствуют, то, используя информацию о составе, продольной скорости, свойствах компонент породы, коллекторских свойствах, флюидонасыщении, можно получить информацию о соответствующем значении V_s и ρ , при условии, что рассчитанная продольная скорость совпадает со скоростью в породе.
- Определение продольной скорости при изменении характера флюидонасыщения коллектора. При моделировании залежи УВ сравнивается волновое поле для разрезов с водонасыщенным и газонасыщенным коллектором. Изменение степени нефтегазонасыщения $k_{нг}$ приводит к необходимости расчета соответствующих значений V_p и ρ . Так, например, газонасыщение коллектора позволяет по значению $k_{нг}$ рассчитать уменьшение скорости V_p .
- Определение коэффициента пористости и нефтегазонасыщенности. Если в пределах пласта изменение скорости и плотности установлены (например, по данным сейсморазведки и ГИС), то по этим данным можно рассчитать соответствующие значения параметров k_p и $k_{нг}$.

На рис.6 приведены синтезированные временные разрезы и сейсмограммы для моделирования газовых залежей разных размеров и с разной степенью газонасыщения. Моделирова-

ние сейсмограмм позволяет сопоставить кривые коэффициентов отражения и кроссплоты атрибутов R0, В в интервалах разреза внутри и вне контура залежи. Приведенные материалы позволяют установить класс аномалии и диагностические признаки залежей УВ.

Примеры расчета систем наблюдения для применения AVO-анализа.

Сопоставление профильных данных, ориентированных на применение AVO – обработки, и выполненных по методу ОГТ, приведено в примерах полевых работ на суше (Рудевская и Оросительная площади) и на шельфе Азовского моря (Ахтырская площадь). Объектами изучения являлись аномалии, соответственно, I, III и II-классов («тусклое пятно», «яркое пятно» и инверсия фазы) в терригенных отложениях нижнеюрского, понт-меотического и эоцен-палеоценового возрастов. Источниками возбуждения сигналов являлись вибраторы, взрывы в скважинах и пневмопушки. Аномалии обусловлены газовыми залежами на времени 2.3- 2.5, 1.35- 1.45 и 1.8- 2.0 секунды. Параметры систем наблюдения приведены в Табл. 1

Приведенное сопоставление позволяет отметить следующие особенности систем наблюдения, применяемых для AVO – анализа

Таблица 1.
Сопоставление систем наблюдения по технологиям ОГТ и AVO.

Параметры	Рудевская площадь		Оросительная площадь		Ахтырская площадь	
	ОГТ	AVO	ОГТ	AVO	ОГТ	AVO
θ_{max}	260	350	340	400	360	400
L_{max}	2.8	3.5	2.45	2.45	5.95	3.5
$\Delta X_{огт}$	12.5	10	25	6	25	12.5
$\Delta X_{пв}$	50	20	100	12	50	25
$\Delta X_{пп}$	25	20	50	24	50	25
K	24	48-64	48	72	120	200
N	48	176	96	160	120	128
Группа источников	1	3-4	1	2	4	6
$\frac{E}{\bar{E}}$	1	2.5-3	1	4	1	2

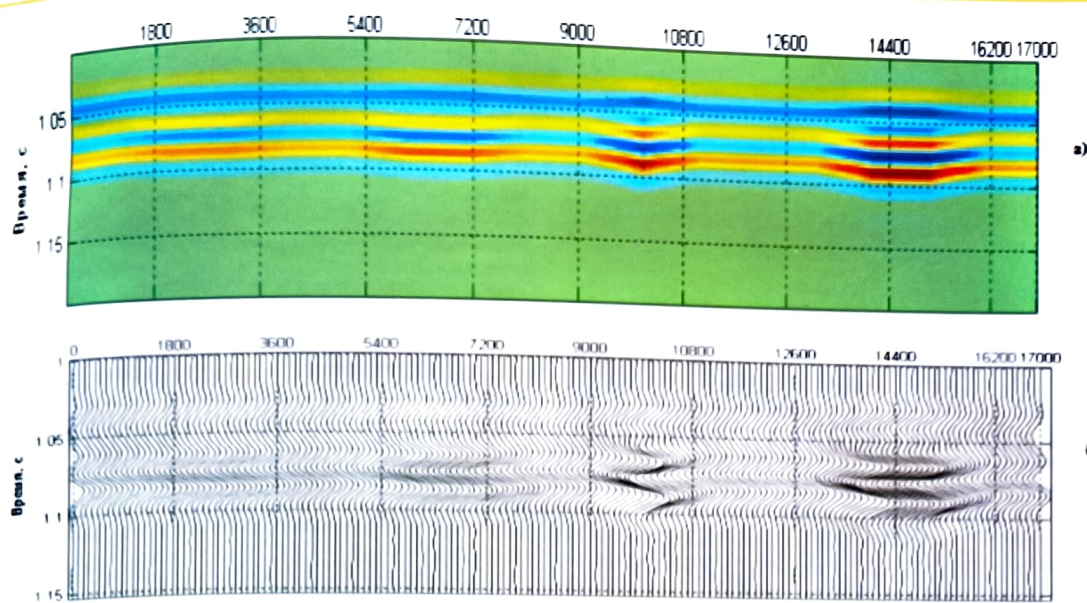


Рис. 6. Модель залежи УВ, III класс: а) синтезированный временной разрез (4 модели залежи УВ); б) синтезированные угловые сейсмограммы

данных сейсморазведки, в сравнении со стандартной системой метода ОГТ:

- База приема увеличена в 1.2 – 1.5 раза.
- Шаг по профилю в 2 – 4 раза меньше, чем для ОГТ.
- Кратность наблюдений и число каналов в 1.5 – 2 раза больше, чем для ОГТ.
- Увеличена мощность источников в 2 – 4 раза.
- Применяется группирование источников на базе. Число источников увеличено в 2 – 4 раза.

Заключение.

Неоптимальность параметров системы наблюдения является одной из важнейших причин, приводящих к неудачам в применении AVO-анализа для прогноза залежей УВ. Сейсмогеологические условия на каждой конкретной площади могут существенно различаться, что приходится учитывать при проектировании таких работ. Учет особенностей каждой площади требует от геофизика вдумчивого и нешаблонного подхода. Предлагаемая работа содержит попытку осветить главные элементы и логику такого проектирования, не претендуя на полный обзор проблем, связанных с проектированием полевых работ для последующего применения AVO-анализа.

В статье рассмотрено применение AVO – анализа для двумерных сейсмических наблюдений. Такой вариант анализа методики полевых работ является пока основным. Однако, в условиях 3D наблюдений специфика требований AVO-анализа остается, по существу, такой же. Главным образом, она сводится к необходимости обеспечить достаточную статистику расчета AVO – атрибутов, достаточную разрешающую способность анализа и необходимое соотношение сигнал – помеха. Учет этих требований в пределах бина наблюдений 3D ничем практически не отличается от изложенного алгоритма подбора оптимальных параметров сейсмoproфилирования и оценки эффективности AVO – анализа по выборкам ОГТ.

Анализ полевой методики сопровождается описанием методики моделирования AVO-эффекта, что позволяет разработать достаточно определенные признаки, с помощью которых может диагностироваться залежь УВ. Этими признаками являются: локальное понижение частоты и увеличение длительности записи;

характерные фазовые «раздутия» и «провисания» фаз в пределах сейсмозаписи; образование «зоны тени» на границах, залегающих ниже залежи. Оценка эффективности планируемого AVO – анализа путем моделирования залежи УВ является новым элементом алгоритма проектирования полевых работ. С помощью сейсмомоделирования достигались следующие цели:

- Учет поглощения разреза, лежащего над целевым горизонтом.
- Оценка параметров сигнала в источнике.
- Оценка характера проявлений залежи УВ на разрезе и сейсмограммах.
- Формирование диагностических признаков залежи УВ.
- Оценка эффективности применения AVO – анализа.

Важно обратить внимание на те результаты анализа методики полевых работ, по которым наблюдаются основные различия в параметрах систем регистрации сейсмических данных, а также на оценку эффективности применения AVO – анализа. В статье приведены примеры проектирования полевых работ на конкретных площадях.

Литература

1. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. М., «Недра», 1982 г.
2. Бусыгин И.Н. Методические рекомендации по AVO-анализу сейсмических данных. Краснодар, 2007г.
3. Бусыгин И.Н. Методические рекомендации по проектированию и оценке соответствия полевых работ 2 D требованиям AVO-анализа данных сейсморазведки. Краснодар, 2008г.
4. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь, Издательство ГЕРС, 2006г. – 480 с. с ил.
5. Сейсморазведка. Справочник геофизика М., «Недра», 1981г.
6. Mike GaLbraith. A new methodology for 3D survey design. The Leading Edge, p. 1017-1023, October, 2004.
7. Norm Cooper, Mustagh Resources. A world of realty – Designing Land 3D programs for signal, noise, and prestack migration. (Part 1 of a 2 – part tutorial). The Leading Edge, p. 1007-1014, October, 2004.