

УДК 550.834.53

Д.К. Калмыков¹, А.И. Понимаскин², А.Ф. Гималтдинова³, М.Ю. Токарев⁴

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ AVO-АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ ДАННЫХ ПО ПРИОБСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

Для оценки вероятной эффективности применения AVO-анализа на примере данных по Приобскому нефтяному месторождению построен ряд петрофизических моделей. Рассчитаны синтетические сейсмограммы с различным соотношением сигнал/помеха. По этим сейсмограммам получены AVO-характеристики (интерсепт и градиент). Определены условия, при которых можно использовать AVO-анализ в дальнейших исследованиях.

Ключевые слова: AVO-анализ, Приобское месторождение, моделирование шума, петрофизическая модель, инверсия.

For the purpose of AVO analysis potential efficiency estimation in the Priobskaya oilfield a number of petrophysical models have been constructed. Different signal/noise ratio synthetic seismograms have been calculated. Using these seismograms AVO characteristics (Intercept and Gradient) were received. Conditions of potential using AVO analysis in future investigation were defined.

Key words: AVO analysis, Priobskaya oilfield, noise simulation, petrophysical model, inversion.

Введение. В настоящее время при поиске и разведке углеводородов широко применяется метод AVO (Amplitude Variation with Offset), основанный на изучении аномального поведения сейсмических амплитуд отраженных волн в зависимости от удаления. Этот подход используют в основном для поиска газовых резервуаров, так как песчаники, насыщенные газом, характеризуются широким спектром зависимости амплитуды от удаления. Для таких песчаников была создана схема классификаций AVO-характеристик для дальнейшего анализа аномалий и определения классов газовых песков. Аналогичная классификация для нефтяных песков и карбонатных коллекторов оказалась практически невозможной из-за малого контраста присущих им значений коэффициента Пуассона со значениями коэффициента Пуассона для покрывающей толщи [Воскресенский, 2001]. В то же время при определенных условиях (хорошее качество сейсмической записи, контрастные акустические свойства пород, горизонтально-слоистый разрез) применение AVO-анализа для поиска нефтенасыщенных коллекторов возможно. Однако до этого необходимо проведение ряда тестов и предварительных расчетов, которые могут показать, насколько актуален этот анализ на том или ином месторождении. Методике оценки эффективности AVO-анализа и посвящена статья.

Исследования проводились на основе данных сейсморазведки, ГИС (геофизическое исследование скважин) и ВСП (вертикальное сейсмическое профилирование) по Приобскому месторождению. На

территории исследования коллекторские горизонты-резервуары представляют собой разномасштабные и разновозрастные линзы, ограниченные со всех сторон глинами, они не содержат свободной пластовой воды и газа, в то же время месторождение весьма перспективно, поскольку в его пределах находятся большие запасы нефти, сконцентрированные в неструктурных литологических ловушках [Карагодин и др., 1996].

Методика. Методика оценки вероятной эффективности применения AVO-анализа включает следующие основные этапы:

- 1) построение базовой петрофизической модели по результатам обработки и интерпретации данных ГИС и ВСП;
- 2) задание перебора петрофизических характеристик;
- 3) сейсмогеологическое моделирование на основе волнового уравнения — расчет синтетических сейсмограмм, получение синтетических суммотрасс и трасс AVO-атрибутов;
- 4) сравнение AVO-атрибутов, вычисленных по синтетическим сейсмограммам.

Построение базовой петрофизической модели. Для построения базовой модели использованы данные ВСП, акустический и плотностной каротаж по скважине № 1. Начальная скоростная модель продольных волн построена по данным ВСП, она отвечает основным реперным горизонтам и является первым приближением к базовой петрофизической. На основе этой модели в скважине № 1 проведена акустическая инверсия. Для этого выбран алгоритм с наложением

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант, *e-mail:* d.kalmykov@gmail.com

² ООО «Деко-геофизика», вед. геофизик, *e-mail:* ponimaskin@decogeo.com

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирантка, *e-mail:* gimaldinova-a@mail.ru

⁴ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, кафедра сейсмологии и геоакустики, ст. препод., *e-mail:* tokarev@radexpro.ru

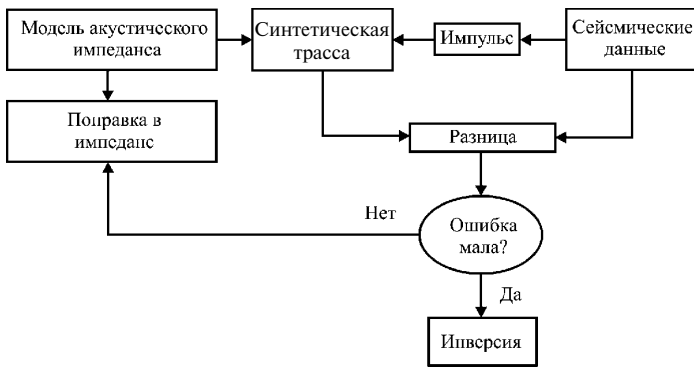


Рис. 1. Схема алгоритма акустической инверсии, по [Russell, 1988]

ограничений. Этот алгоритм можно изобразить блок-схемой, представленной на рис. 1.

Этот алгоритм направлен на получение кривых импеданса в виде серии блоков, средний размер которых задается интерпретатором, но превышает интервал дискретизации сейсмических данных. Суть метода сводится к минимизации целевой функции вида

$$J = (T - W\mathbf{r})^T(T - W\mathbf{r}),$$

где W — матрица, элементы которой описывают сейсмический импульс; T — вектор, состоящий из всех отсчетов сейсмической трассы; \mathbf{r} — вектор, содержащий значения всех неизвестных коэффициентов отражения. Эта система решается напрямую или итерационным методом.

Построение окончательной базовой модели проводили с использованием времен вступления реальных волн и интервальных скоростей таким образом, чтобы величина эффективной скорости во всей покрывающей толще совпала с эффективной скоростью, определенной по данным акустического каротажа и данным ВСП [Токарев и др., 2004]. Результат инверсии — скоростная модель продольных волн, представленная на рис. 2. Для расчета модели плотности использовано уравнение Гарднера

$$\rho = 330V^{0,25},$$

где ρ — плотность, кг/м^3 , V — скорость продольных волн по данным инверсии, м/с .

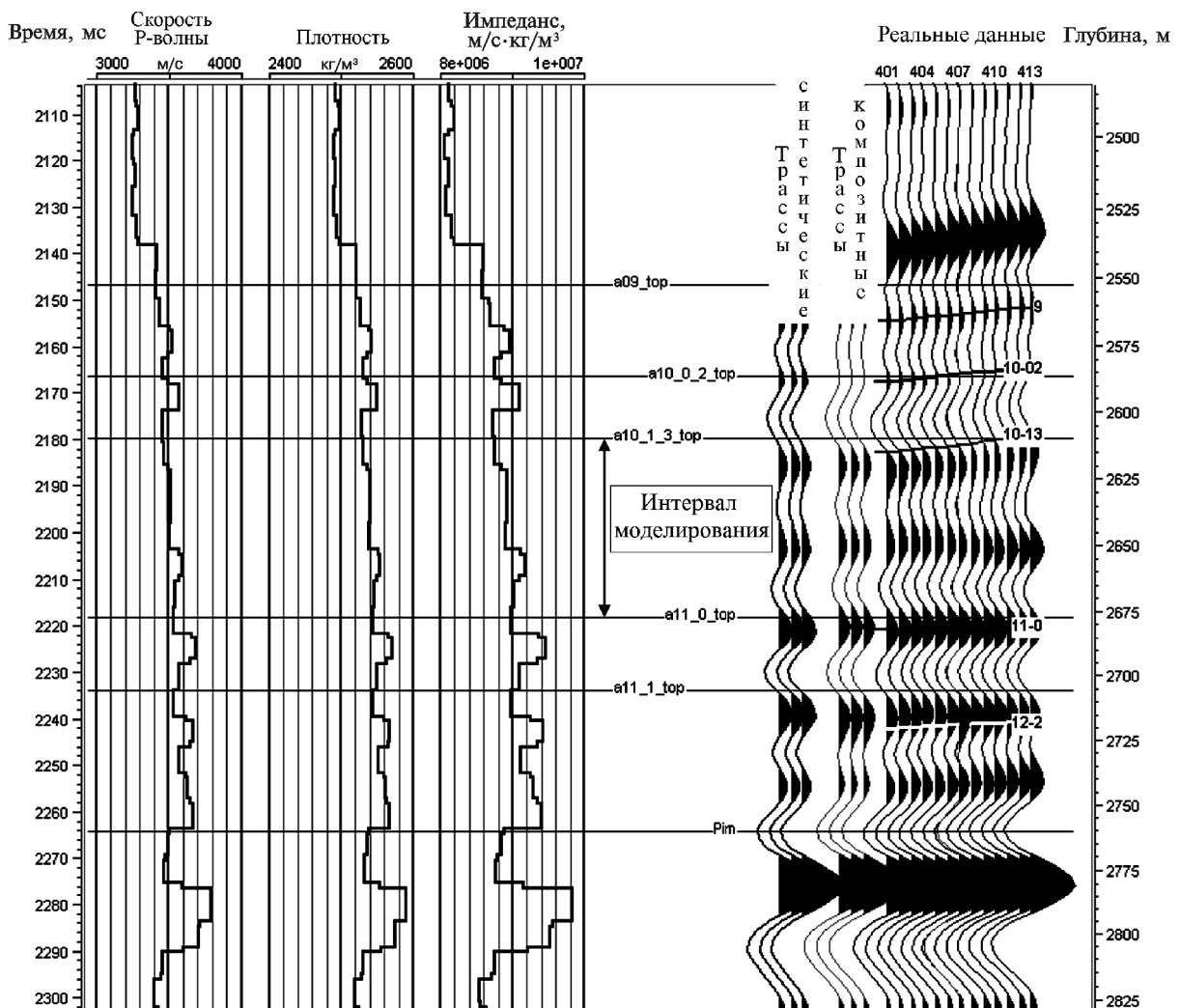


Рис. 2. Базовая модель, выбранная для проведения волнового моделирования

Коэффициенты в этом эмпирическом уравнении подбирали таким образом, чтобы базовая плотностная модель максимальным образом совпала с данными плотностного каротажа.

Поскольку на площади исследования не проводился акустический каротаж на S -волнах, для расчета базовой модели поперечных волн сопоставлены значения скорости поперечных волн, полученных по данным ВСП, со значениями скорости поперечных волн, рассчитанными по эмпирическим зависимостям $V_s - V$ для различных пород. Наилучшие результаты получены по эмпирической зависимости для песчаников с примесью глины при пористости больше 15% (рис. 3).

Окончательная модель поперечных волн получена путем пересчета модели продольных волн по выбранной зависимости [Mavko et al., 1998]

$$V_s = 0,756V - 662,$$

где V — скорость продольных волн по данным инверсии, м/с; V_s — скорость поперечных волн по эмпирической зависимости, м/с.

Задание перебора петрофизических характеристик. Для дальнейшего сейсмического моделирования и оценки вероятной эффективности использования методики AVO построен ряд моделей упругих свойств продуктивного пласта, в которых пористость изменялась в пределах 10–24%, мощность слоев и насыщение углеводородом при этом оставались неизменными. Модели с пористостью 10–12% соответствуют песчаному пласту, пористость которого имеет низкие значения за счет сортировки слагающего материала (неколлектор). Отдельно проведено моделирование замещения песчаного коллектора на глинистые породы (породы-неколлекторы, пористость которых меньше 14,5%) и рассмотрен случай, когда поры в коллекторе заполнены карбонатным материалом (модель «плотная порода»). Значения плотности и скорости при разной пористости взяты из зависимо-

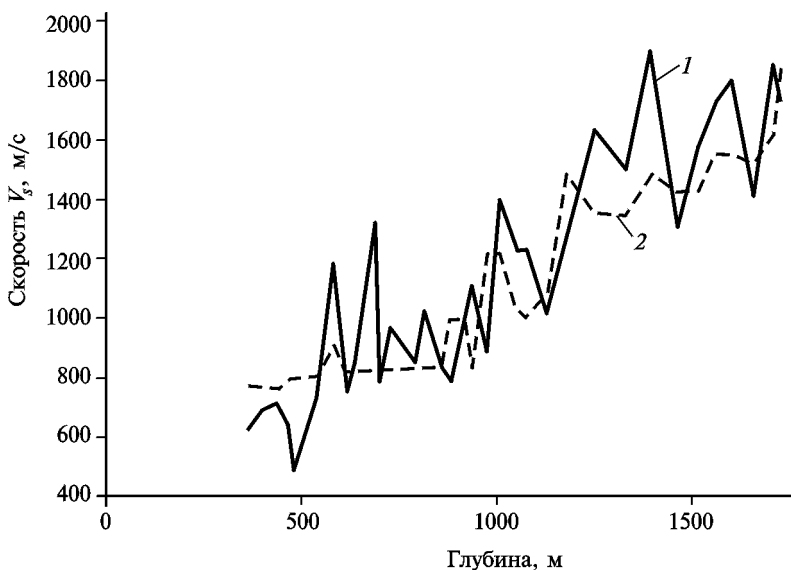


Рис. 3. Сопоставление значений скорости поперечных волн, рассчитанных по данным ВСП (1) и по эмпирической зависимости (2)

Данные о плотности и скорости продольных и поперечных сейсмических волн в породах, используемые для построения моделей

Название модели	Пористость, %	V_p , м/с	V_s , м/с	Плотность (ρ), кг/м ³
Модель № 1	10	3790	2210	2510
Модель № 2	12	3740	2170	2480
Модель № 3	16	3640	2090	2410
Модель № 4	20	3540	2020	2340
Модель № 5	24	3440	1940	2270
Модель № 6 «осредненный» коллектор	17,7	3610	2060	2380
Модель № 7 «глина»	—	3500	1980	2500
Модель № 8 «плотная порода»	—	4780	2950	2540

стей скорость—пористость и плотность—пористость, полученных по данным ГИС. Для ситуаций, когда весь пласт представлен глиной или плотной породой, взяты средние значения скорости и плотности глины и плотной породы по данным ГИС в пласте. Также построена модель «среднего» коллектора, полученная по реальным данным путем осреднения коллекторских свойств в скважине (таблица). Перебор петрофизических параметров проводился в интервале пласта AC10_13 на основе скважины № 1 для коллектора с эффективной мощностью ($H_{эф}$) 26,6 м.

В результате на основе базовой петрофизической модели, полученной по итогам инверсии, построена серия акустических моделей (V , V_s , плотность) для ожидаемых диапазонов изменения петрофизических свойств. На рис. 4 приведены модели акустического импеданса, выбранные для дальнейших исследований.

Сейсмогеологическое моделирование. Для оценки влияния изменения петрофизических параметров на характеристики сейсмической записи, определения возможностей и ограничений использования сейсмических данных при прогнозе коллекторских свойств продуктивного пласта проведен расчет синтетических сейсмограмм по построенным моделям.

Размеры ячеек в акустической модели задавали равными 2×2 м. Это позволило получить сейсмограммы, шаг по выносам в которых составляет 2 м. Затем сейсмограммы прореживались таким образом, чтобы кратность синтетических сейсмограмм приблизилась к кратности 3D сейсмического куба, составляющей приблизительно 30.

Для получения синтетических сейсмограмм использован импульс Риккера с частотой 70 Гц. Такой импульс обеспечивает в сейсмограммах широкий диапазон частот, заведомо превышающий диапазон частот, наблюдаемый в поле.

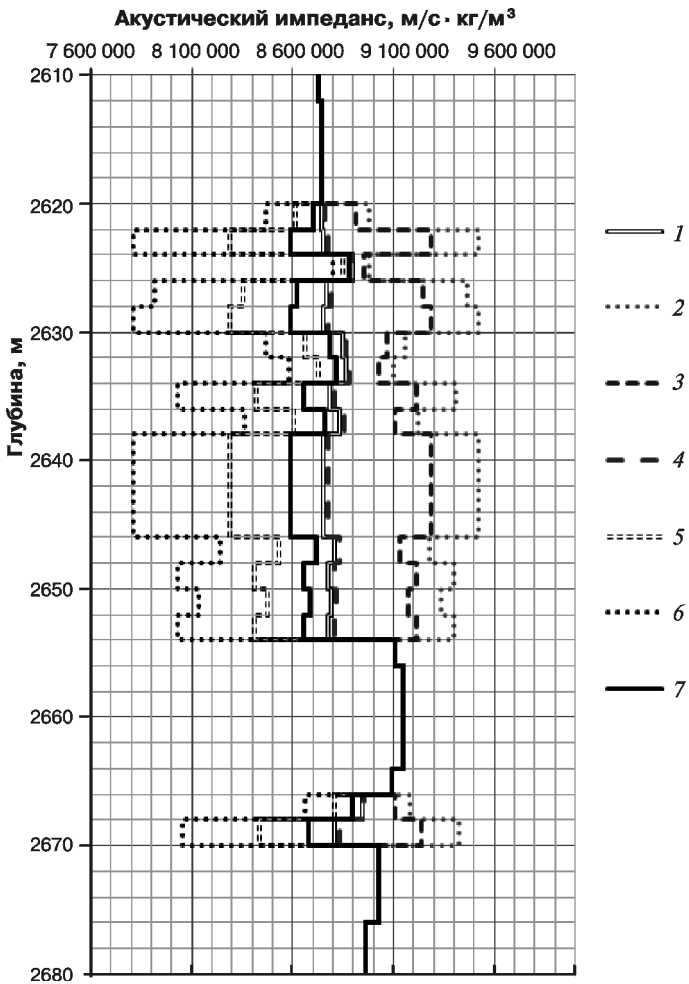


Рис. 4. Пласт AC10_13, акустические модели импеданса для сейсмогеологического моделирования: 1 – модель «глина»; 2 – модель № 1, пористость 10%, 3 – модель № 2, пористость 12%, 4 – модель № 3, пористость 16%, 5 – модель № 4, пористость 20%, 6 – модель № 5; пористость 24%, 7 – модель среднего коллектора

Анализ полученных сейсмограмм оказался затруднительным из-за интерференции сигнала с обменными волнами. Обменные волны можно удалить, положив скорость S-волн в моделях равной нулю. Для того чтобы сохранить динамику отражений, решили оставить скорость S-волн неизменной для исследуемого интервала глубины и обнулить вне исследуемого интервала. Примеры синтетических сейсмограмм до и после изменения скорости поперечных волн в модели приведены на рис. 5, где видно, что фон обменных волн в интервале исследования отсутствует.

Следующий шаг – приведение формы импульса полученных синтетических сейсмограмм к форме импульса, извлеченного из сейсмического куба. Для этого амплитуд-

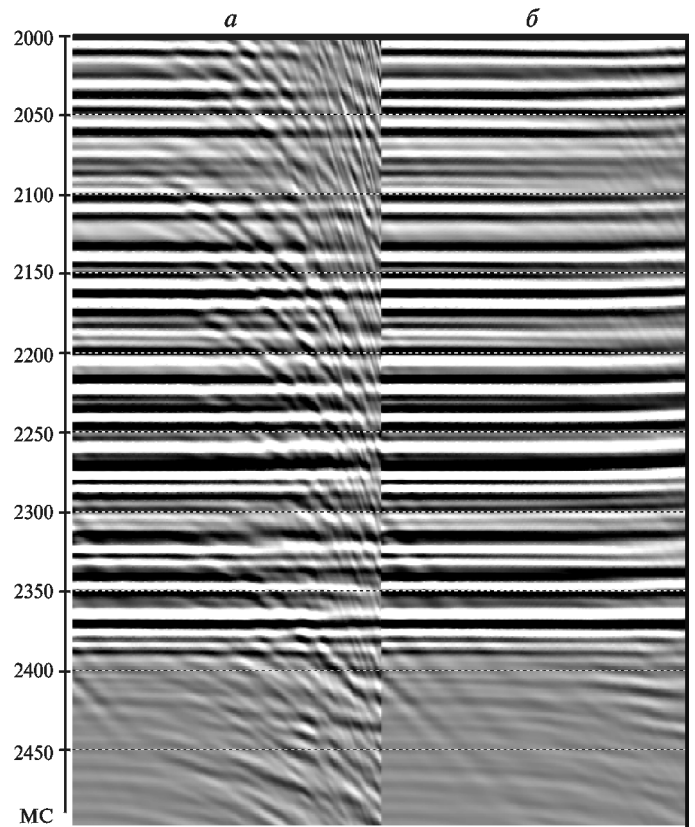


Рис. 5. Синтетические сейсмограммы до (а) и после (б) изменения скорости поперечных волн и их увеличенные фрагменты

ные спектры сейсмограмм делили на спектр импульса Риккера и затем умножали на спектр сигнала, извлеченного из сейсмических данных. Операции с фазовыми спектрами не производили, поскольку все импульсы нуль-фазовые.

При моделировании спектр случайного шума приводили к форме спектра шума, зарегистрированного в поле (рис. 6), поскольку, как показывает практика,

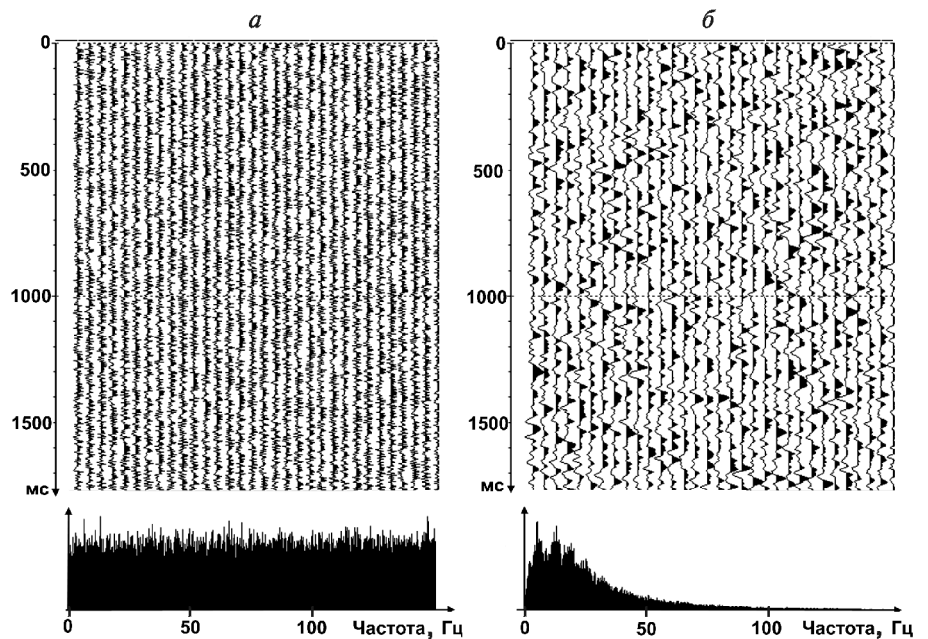


Рис. 6. Пример реализации случайного шума (а) и пример случайного шума, амплитудный спектр которого приведен к реально наблюдаемому (б)

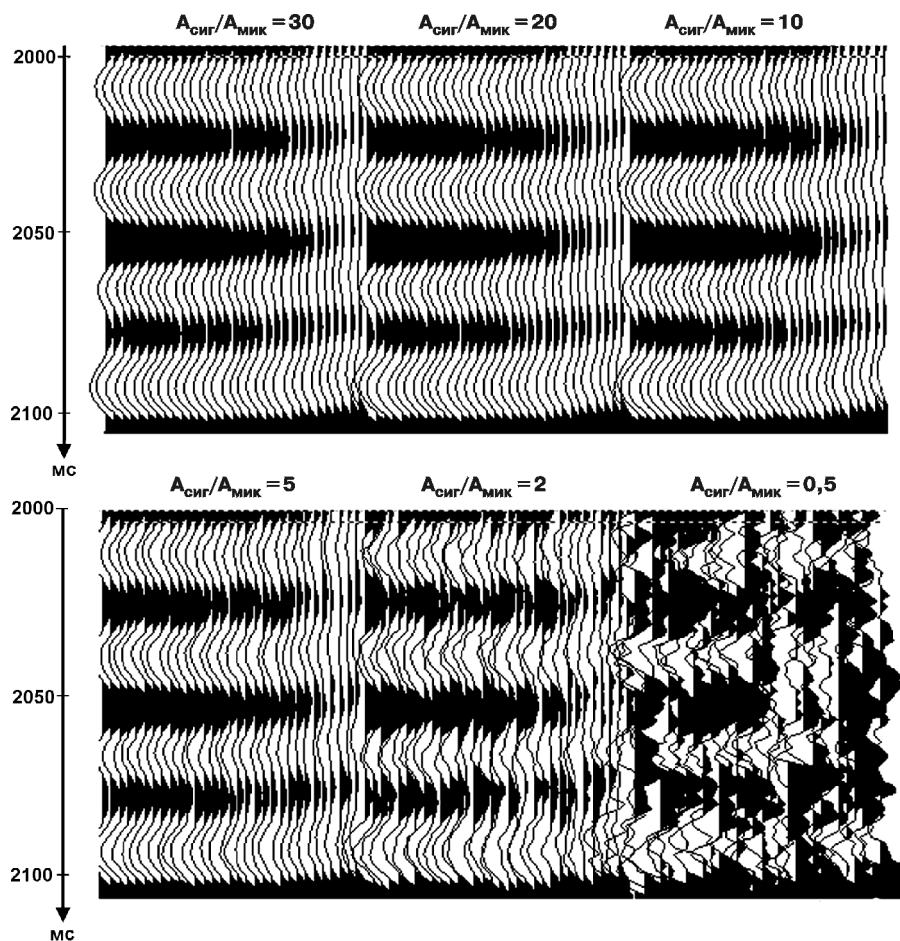


Рис. 7. Пример синтетических сейсмограмм с различным соотношением $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$

спектр микросейсм не бесконечен. Это связано с тем, что случайные шумы (микросейсм) имеют вполне определенные источники (корни деревьев при ветре, шум ручьев и рек, работа техники и т.д.).

После получения моделей шума профиля эти шумы добавляли в сейсмограммы таким образом, что отношение амплитуды сигнала ($A_{\text{сиг}}$) к амплитуде микросейсм ($A_{\text{мик}}$) соответствовало изучаемому. При анализе карт отношения амплитуды сигнала к амплитуде микросейсм установлено, что среднее значение этого атрибута по площади приблизительно равно 30. Поэтому при моделировании шума созданы сейсмограммы с соотношением $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$, изменяющимся от 0,5 до 30. При моделировании амплитуд шума каждый раз брали новую реализацию этого шума. Примеры сейсмограмм с различным соотношением амплитуды сигнала к амплитуде шума приведены на рис. 7.

После добавления шума в синтетические сейсмограммы по ним проводили расчет AVO-параметров R_0 (интерсепт) и G_r (градиент) по стандартной методике с использованием двучленной аппроксимации Шуе в диапазоне углов $0-35^\circ$, так как для целевого интервала отражений характерен этот диапазон (рис. 8).

Углы падения вычисляли по формуле

$$\sin \Theta = \frac{V_{\text{int}}}{V_{\text{rms}}} \left(\frac{X}{\sqrt{X^2 + (V_{\text{rms}} T_0)^2}} \right),$$

где V_{int} и V_{rms} — интервальные и эффективные значения скорости для этого отсчета, X — расстояние между пунктом взрыва (ПВ) и пунктом приема (ПП) для трассы и T_0 — время отсчета, для которого производятся расчеты.

Затем для каждого отсчета трассы строили зависимость амплитуды от квадрата синуса угла падения. Амплитуды трасс сейсмограммы на одном времени позволяют использовать линейную зависимость для получения AVO-интерсепта (R_0) и AVO-градиента (G_r). Эти характеристики являются коэффициентами линейного уравнения.

Сравнение AVO-атрибутов, вычисленных по синтетическим сейсмограммам. На рис. 9 приведены примеры суммотрасс, R_0 и G_r для набора моделей без добавления шума. Аналогичные характеристики для данного набора моделей рассчитаны при различных соотношениях $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$ в сейсмограммах. Модель № 8 «плотная порода» удалена из дальнейших расчетов. По упругим свойствам эта модель резко отличается от остальных и не требует дальнейшего рассмотре-

ния, так как абсолютно четко выделяется в синтетическом волновом поле (рис. 9). На рис. 10 приведены графики зависимости амплитуды для исследуемой оси синфазности от удаления источник–приемник для различных соотношений $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$. Как и следовало ожидать, AVO-параметр G_r оказался наиболее чувствительным к изменению соотношения $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$.

Чтобы оценить диапазоны изменений значений AVO-параметров при добавлении шума, для каждой модели и каждого изучаемого соотношения $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$ получены сейсмограммы при 10 различных реализациях шума. Кроссплоты R_0 и G_r , рассчитанные по этим сейсмограммам, представлены на рис. 11.

Результаты исследований. Сравнение суммотрас, трасс атрибутов R_0 и G_r при различной реализации шума показало, что на результаты интерпретации волнового поля большое влияние может оказывать соотношение $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$ сейсмической записи. Так, при анализе амплитуд неоднородность в интерпретации моделей с различной пористостью присутствует при соотношении $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$, равном 2 и меньше. Чувствителен к шумовой составляющей записи атрибут G_r , его интерпретация затруднительна при соотношении $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$, равном 5. В то же время анализ атрибутов реальной сейсмической записи выявил, что на территории исследования соотношение $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$ выдержанное и изменяется от 20 до 40. Исключением составляют лишь зоны, где при проведении буровзрывных работ не были выбраны следующие оптимальные условия возбуждения: глубина заложения заряда и его вес, а также тип заряда. В этих зонах соотношение $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$ изменяется от 1 до 8. Проведение AVO-анализа при таком соотношении в условиях низкой контрастности упругих свойств вмещающих пород и пород-коллекторов крайне затруднительно. При этом на остальной территории исследования отношение $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$ не является главным фактором, который не позволяет провести AVO-анализ.

Основная проблема возникает при разделении модели «глина» и

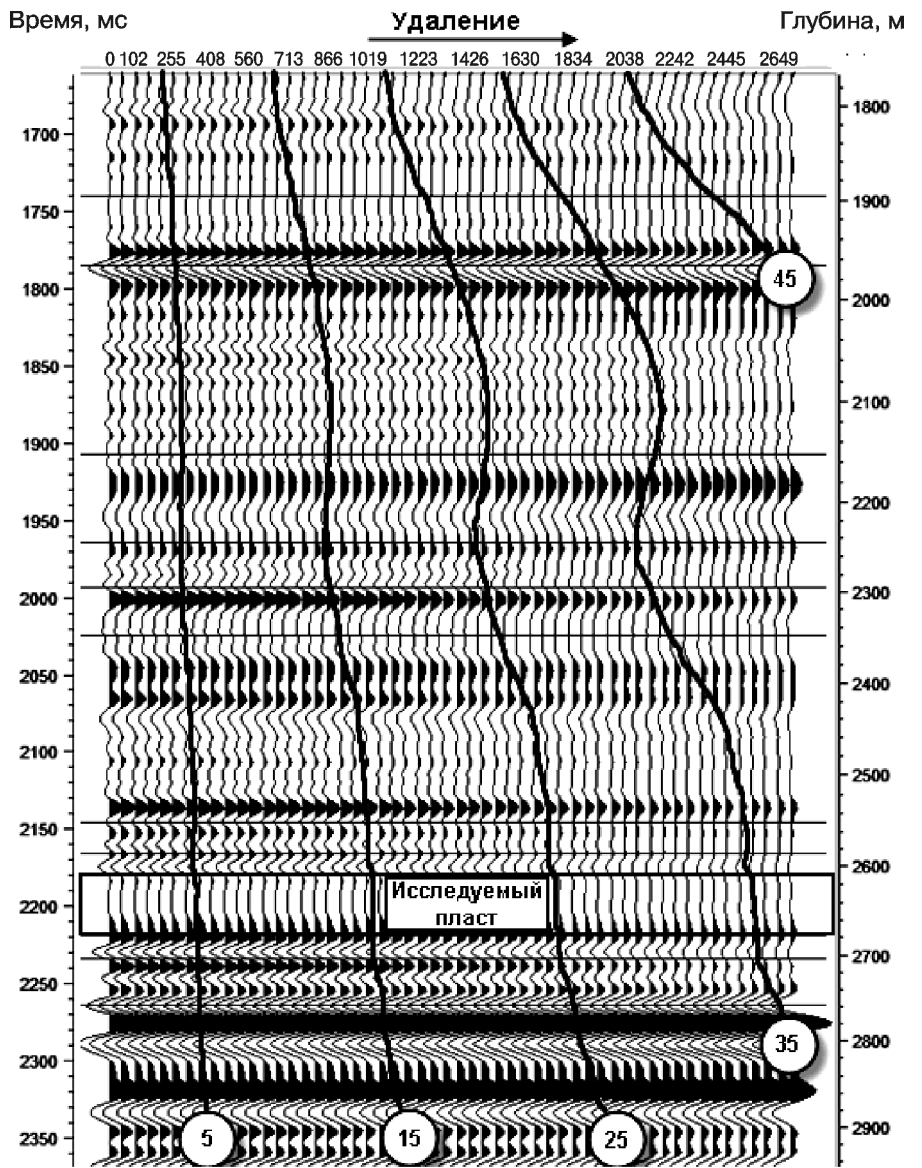


Рис. 8. Синтетическая сейсмограмма в интервале целевых пластов характеризуется углами падения в диапазоне 0–35°. Линиями показаны изолинии равных углов падения

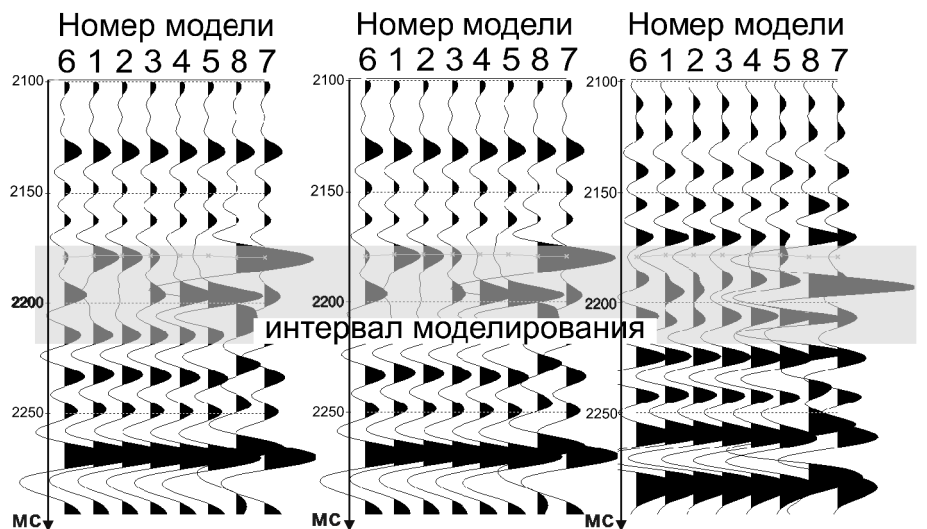


Рис. 9. Суммотрассы (слева), трассы R_0 (в середине) и G_r (справа), рассчитанные по незашумленным моделям; 1 — модель с пористостью 10%; 2 — модель с пористостью 12%; 3 — модель с пористостью 16%; 4 — модель с пористостью 20%; 5 — модель с пористостью 24%; 6 — модель «среднего» коллектора; 7 — модель «глина»; 8 — модель «плотная порода»

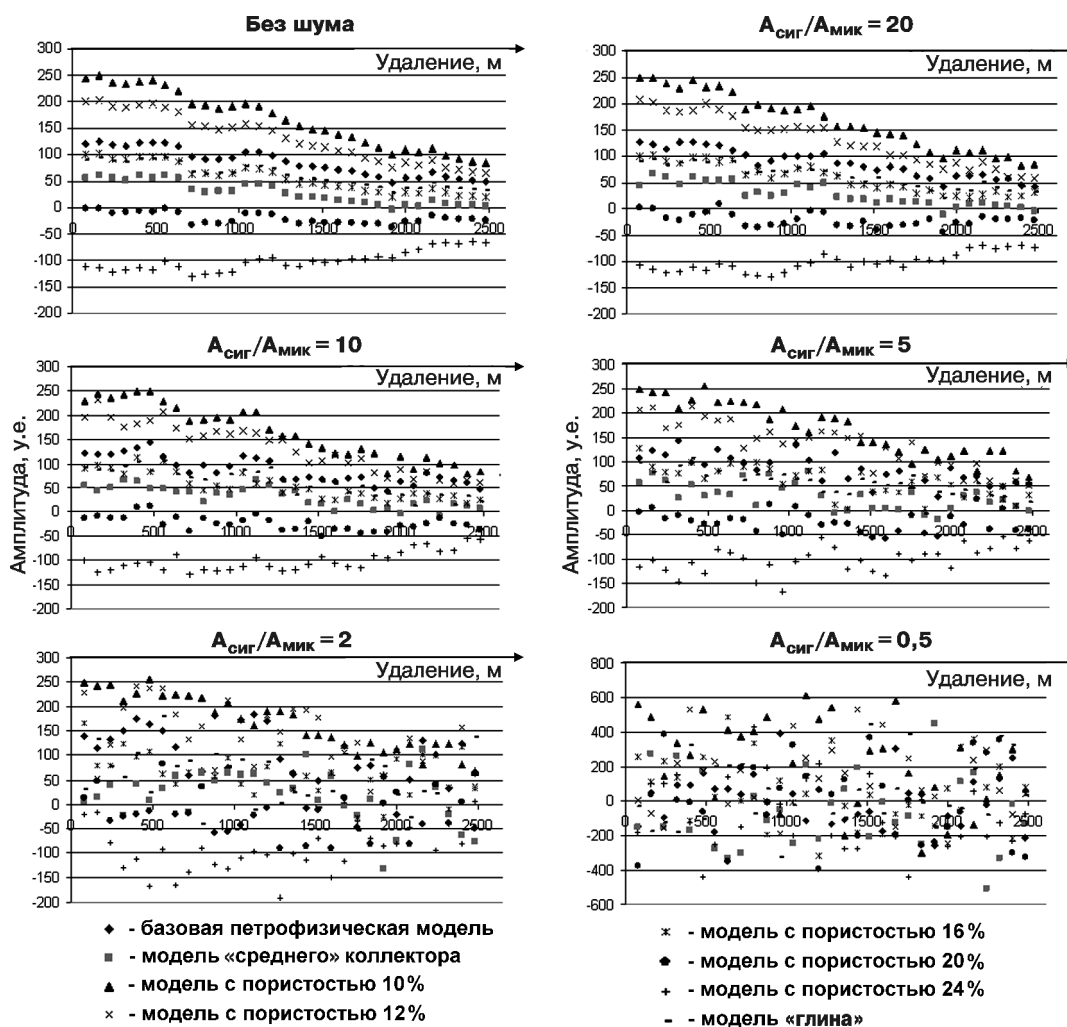


Рис. 10. Зависимость амплитуды от соотношения $A_{\text{сиг}}/A_{\text{мик}}$ для различных моделей

модели «коллектор» с пористостью 16%. На кроссплотах R_0 и G_0 такое разделение затруднительно уже при отношении сигнал/шум, равном 20, так как по результатам моделирования значения R_0 и G_0 для этих моделей отличаются мало, а добавление шума ухудшает ситуацию. Такое небольшое отличие модели «глина» от модели «коллектор» с пористостью 16% связано с тем, что обе модели характеризуются схожими значениями акустического импеданса. Это приводит к их одинаковому отклику на синтетическом волновом поле. В таких условиях проведение AVO-анализа не имеет смысла. Выделение коллекторов, пористость которых сильно отличается от пористости вмещающих пород (20–24%), вызывает затруднения только при соотношении сигнал/шум, равном 5 и менее. Однако пласты-коллекторы с таким большим значением пористости на исследуемой территории практически отсутствуют (исключение составляет пласт AC11_1, где идет добыча углеводородов).

Заключение. Таким образом, возможности применения AVO-анализа на Приобском месторождении ограничены качеством сейсмической записи и акустическими свойствами пород. Отметим, что по

скважинным данным пористость в коллекторах на исследуемой территории составляет около 16–17%. При такой пористости значения импеданса нефтенасыщенного песчаника практически не отличаются от значений импеданса вмещающих пород (рис. 12). Однако по результатам моделирования видно, что AVO-параметр G_0 наиболее чувствителен к изменению свойств среды. Для моделей «коллектор» (пористость 16%) и «глина» значения параметра R_0 не отличаются, а значения параметра G_0 отличаются на 50 (200 для модели «глина» и 250 для модели «коллектор»). Поэтому есть вероятность разделения этих двух моделей именно по значению параметра G_0 . Однако смоделировать ситуацию поведения этого параметра нельзя, не имея информации о скорости S -волн. Нами при проведении моделирования пористости коллектора использована линейная зависимость связи $V_s - V_p$ в связи с отсутствием данных акустического каротажа на S -волнах. При такой зависимости исследование поведения AVO-параметра G_0 может носить лишь качественный характер, количественных выводов при отсутствии измеренных значений V_s сделать не удастся. Необходимы дополнительные исследования поведения S -волн в скважинах. Кроме того, отметим, что

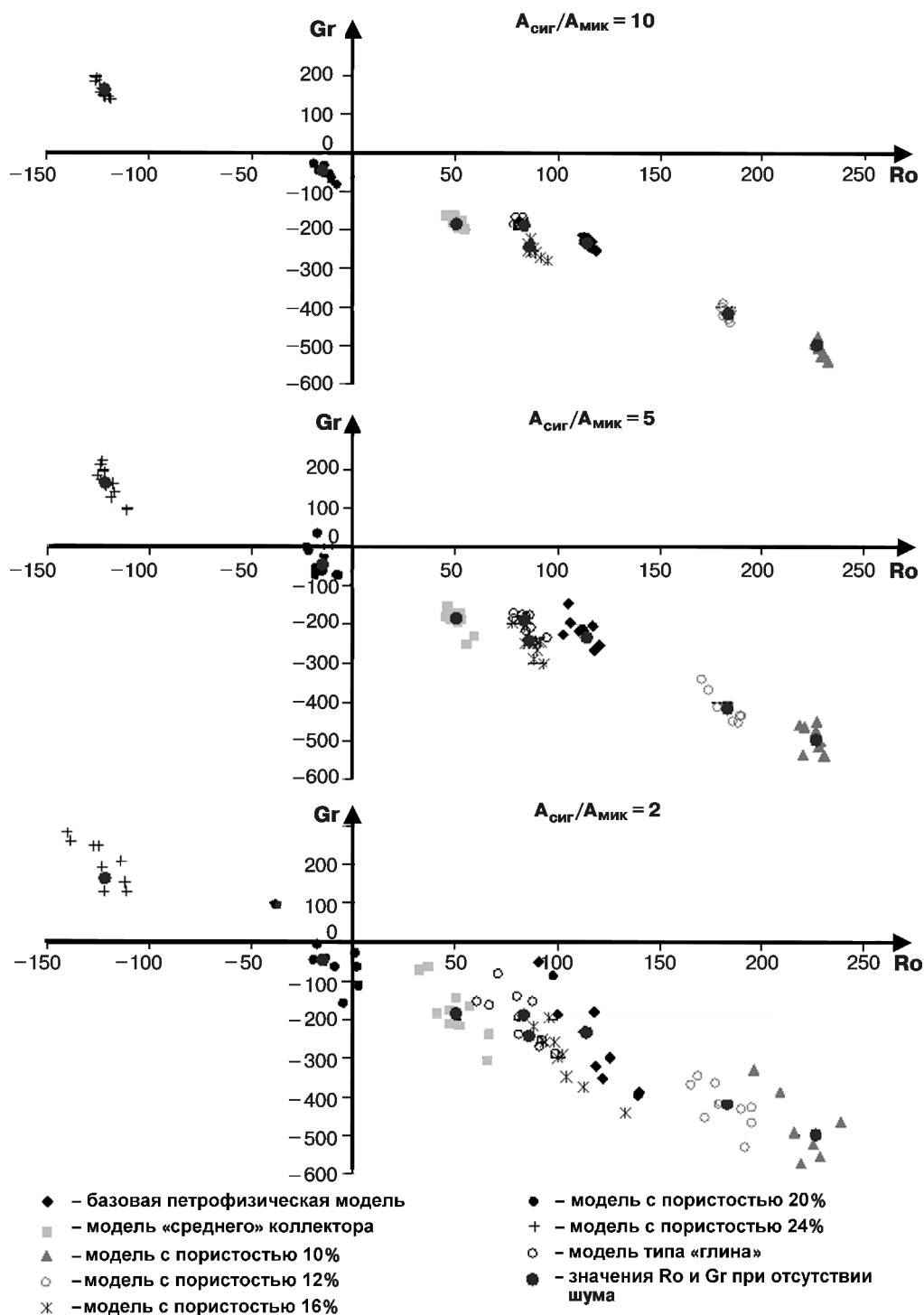


Рис. 11. Кроссплоты AVO-параметров R_0 и G_r для набора моделей при 10 различных реализациях шума, определены при разном соотношении $A_{\text{СИГ}}/A_{\text{МИК}}$

параметр G_r , по значениям которого можно разделить модели «глина» и «коллектор», как отмечено выше, весьма чувствителен к качеству сейсмической записи. В связи с этим можно сделать ряд рекомендаций по планированию съемки и обработке сейсмического и скважинного материала:

- при дальнейших исследованиях на этом месторождении со столь сложными сейсмогеологическими условиями необходимо уделять особое внимание методике получения и преобразования сейсмической

информации до кондиций, необходимых при решении обратных динамических задач;

- при получении сейсмического материала стоит выделить такие важные моменты, как проектирование оптимальных параметров возбуждения и приема, обеспечение возбуждения достаточной энергии сигнала в нужном частотном диапазоне, обеспечение достаточной кратности накоплений;

- при обработке сейсмического материала нужно уделять внимание ослаблению помех, влияющих

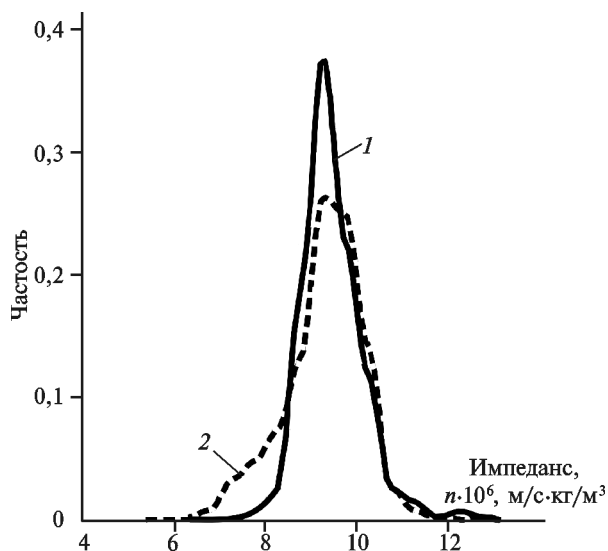


Рис. 12. Распределение акустических импедансов для песчаников и глинистого пласта АС10_13: 1 — породы коллектора; 2 — вмещающие породы

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. М.: РГУ нефти и газа, 2001. 21 с.

Карагодин Ю.Н., Еришов С.В., Сафонов В.С. и др. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. 5 с.

Токарев М.Ю., Альмендингер О.А., Харитонов А.Е. Технология АВО анализа на примере 2Д сейсмических на-

на точность расчета АВО-параметров. Для этого можно применять такие процедуры, как исключение малых удалений, осложненных кратными и поверхностными волнами, а также использовать для АВО-анализа удаления с допустимой величиной растяжения импульса при вводе кинематических поправок, укрупнение бинов (гибкое бинирование), подавление нерегулярного шума в процессе обработки.

Особое внимание следует уделять и обработке материалов ГИС. В условиях существенно глинистого разреза на рассматриваемом месторождении из-за наличия каверн кривые акустического каротажа чрезвычайно сильно искажены. Это вносит существенные искажения в моделируемые АВО-эффекты. В данные необходимо вносить поправки за кавернозность. Только с учетом всех указанных замечаний есть вероятность получить качественный материал, по которому будет можно провести динамический анализ в условиях Приобского месторождения.

блюдений (интерпретация) // Тез. докл. конференции «Геомодель-2004». Геленджик, 2004.

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook: tools for seismic analysis in porous media. Cambridge: Cambridge Univ. Press, 1998. 240 p.

Russell B. Introduction to seismic inversion methods // Soc. of Explor. Geophysicist. Course Notes Ser. 1988. P. 2.

Поступила в редакцию
20.10.2009