

УДК 553.98.061.4(086.5)

© А.А. Никитин, Д.П. Земцова

*А.А. Никитин, Д.П. Земцова*

# СОЗДАНИЕ ФОРМАЛИЗОВАННОЙ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

## Введение

В настоящее время на основе региональных исследований 2D-, 3D-сейсморазведки, данных ГИС, бурения в комплексе с другими геофизическими методами выделено значительное количество перспективных объектов в коллекторах различного типа, определяющих их высокий уровень нефтегазовых ресурсов. Однако результаты бурения и теоретические исследования большинства целевых объектов свидетельствуют о сложной внутренней структуре резервуаров, обусловленной напряженным состоянием геологической среды, создающей различного типа эффекты ее энергетического дисбаланса. Последнее приводит к неадекватности выделяемых образов залежей углеводородов и многовариантности их геолого-геофизической интерпретации.

Повышение результативности ГРП связывается с широким использованием новых геофизических технологий и привлечением архивных материалов сейсморазведки, ГИС и других методов.

Последовательность создания формализованной модели включает:

- стандартные процедуры преобразования сейсмического временного разреза по выделению отражающих границ, построению структурных карт, оценки скоростей продольных волн, разрезов акустического импеданса и т. д. В качестве технологий используются системы СЦС-5, ProMAX, SeisX, Focus. Для гравимагнитных полей, помимо построения карт, используются 2Д/3Д трансформации этих полей в нижнее полупространство по выделению субвертикальных границ разреза и построению разрезов эффективной плотности и намагниченности. При этом особое внимание уделяется построению скоростной модели разреза и привязке волнового поля к разрезу скважин;
- решение задач обнаружения перспективных нефтегазоносных зон – средствами решения на основе атрибутного анализа волнового и потенциальных полей и разложения структурных карт на составляющие с расчетом их полного градиента.

Локализация перспективных объектов на нефтегазоносность осуществляется путем использо-

вания таких процедур и технологий, как классификация атрибутов волнового поля по методу К-средних, расчет мультиплексного параметра, метод главных компонент, многопризнаковая энергетическая фильтрация атрибутов [4], декомпозиция дисперсии волнового поля (ДДВП), селекция продольной волны по типу флюида, низкочастотной резонансной эмиссии (НЧРЭ) геодинамического шума [2, 6, 7, 8].

Детализация выделенных перспективных объектов связана с инверсионными преобразованиями волновых [3] и потенциальных полей, обеспечивающими уточнение размеров и глубины залегания объектов, с оценкой их упруго-деформационных характеристик, включая расчет бокового распора по определению основных направлений геодинамических напряжений среды. Построение формализованной модели залежи заканчивается оценкой ее адекватности реальному объекту.

## Обнаружение перспективной зоны

Под обнаружением понимается установление факта наличия аномалиеобразующего объекта. Таким объектом при анализе сейсмических временных разрезов, полученных по региональным профилям (100 км и более), является перспективная на углеводороды (УВ) зона. Для ее обнаружения используется адаптивная энергетическая фильтрация временного разреза. Выделенные наиболее энергетические области по результатам энергетической фильтрации соответствуют перспективной зоне. На рис. 1а представлен фрагмент временного разреза по одному из профилей Баренцева моря, а на рис. 1б и в соответственно изображены результаты энтропийной и адаптивной энергетической фильтрации. По результатам энергетической фильтрации на глубинном временном разрезе (рис. 1в) наиболее энергетически выраженная зона наблюдается на временах 1,2-1,4 с, 26180-27800 в пределах 2500-2000 м. Вторая аналогичная зона выделяется на временах 2,4-2,5 с. Особое значение представляет первая зона ввиду ее доступности для глубокого бурения. Перспективность этой зоны подтверждается анализами разреза энтропийного параметра (рис. 1б) на котором четко выделяются субвертикальные зоны флюидных прорывов, прерываемые зоной размыва, основные из которых приурочены к контуру первой перспективной

зоны. Перспективность той же зоны подтверждается аномальными значениями комплексного параметра (рис. 1г), хотя и менее однозначно.

Для вычисления комплексного параметра используются такие информативные атрибуты волнового поля, как дисперсия, энергия, энтропия, анизотропия, видимая частота, градиентные характеристики, определяемые в скользящем окне из 7-9 дискретов по  $X$  и 9-11 дискретов по  $t$ . Таким образом, общее число дискретов приводит к состоятельности и эффективности статистических оценок этих атрибутов.

К задаче обнаружения перспективной зоны относится разложение структурных сейсмических карт (или карт изохрон) на составляющие, региональную и локальную. При этом региональные составляющие характеризуют общее поведение отражающего горизонта, а также и влияние палеорельефа, а локальная составляющая оконтуривает перспективную зону и возможные антиклинальные ловушки. Разложение карт изохрон сопровождается вычислением полного градиента карты с целью выделения тектонических нарушений. В пределах выявленной перспективной зоны задается местоположение виртуальной скважины, уже в пределах которой в суженном интервале по  $X$  и по  $t$  осуществляется разложение карты изохрон и дальнейшая локализация перспективного объекта. На рис. 2а, б, в, г представлены те же фрагменты исходного временного разреза (а), результаты энергетической фильтрации (б), энтропийной фильтрации (в) и комплексного параметра (г) в суженном интервале. На рис. 2д и е для этого интервала изображены исходная карта изохрон и ее локальная составляющая с тектоникой. На последней карте перспективный объект локализуется в виде структуры. Таким образом, уже на этапе региональных сейсмических работ масштаба 1:100 000 достаточно успешно реализуются задачи обнаружения перспективных зон и частичной локализации перспективных объектов. Технология реализации адаптивной энергетической фильтрации и расчетов комплексного параметра детально освещена в монографиях [1, 2] и в статье [5] с использованием компьютерной системы КОСКАД 3D.

#### **Локализация перспективного на нефтегазоносность объекта**

Локализация перспективного на нефтегазоносность объекта осуществляется путем использования процедур классификации атрибутов волнового поля по методу К-средних мультиплексного параметра, многоатрибутной энергетической фильтрации, а также на основе применения новых технологических решений, к которым относятся декомпозиция дисперсии волнового поля (ДДВП), низкочастотный

резонанс сейсмической эмиссии геодинамического шума (НРСЭ). Локализуемый перспективный объект расположен в пределах крупного антиклинального поднятия, осложненного серией нарушений (рис. 2д). После применения энергетической фильтрации, т.е. в результате трансформации исходной структурной карты (рис. 2д), указанное поднятие трансформируется в три более мелких антиклинали (рис. 2е). Перспективный объект попадает в область повышенной трещиноватости разреза. Крупные тектонические нарушения концентрируются в юго-западном секторе (рис. 2е).

На рис. 3а представлен фрагмент временного разреза в пределах перспективного объекта. Для его локализации и возможного флюидосодержания приведены последовательно декомпозиция дисперсии волнового поля вдоль заданной виртуальной скважины, селекция продольной волны по типу флюида (рис. 3б) и графики низкочастотной резонансной эмиссии геодинамического шума (рис. 3в).

На рис. 3б изображена региональная (низкочастотная) составляющая дисперсии (уровень 1) и локальная (высокочастотная) составляющая (уровень 2). Такое разложение обеспечивает селекцию продольной волны по типу флюида согласно теоретическим и экспериментальным исследованиям В.Н. Николаевского [6]. При этом разложении преимущественно нефтесодержащая часть флюида выделяется в области низких частот (уровень 1), а газосодержащая часть характеризуется областью высоких частот (уровень 2). Кроме того, высокочастотная составляющая дисперсии волнового поля, как правило, обеспечивает выделение зон повышенной трещиноватости, когда используются результаты разложения дисперсии волнового поля по системе вертикальных сечений временного разреза. Наконец, на возможную нефтегазоносность выявленного перспективного объекта указывает эффект низкочастотной резонансной эмиссии геодинамического шума. При этом для исследуемого фрагмента временного разреза исключаются все регулярные волны путем адаптивной энергетической фильтрации, а для остаточного поля проводится вейвлет-преобразование, как правило, с использованием Морле-вейвлета в качестве материнского. Совпадение повышенных аномальных значений амплитуд вейвлет-преобразования с пониженными значениями частот вейвлет-преобразования характеризует потенциальную нефтегазонасыщенность целевого интервала. На рис. 3в приведены графики амплитуд и частот вейвлет-преобразования в пределах локализованного перспективного объекта. Наблюдаемый эффект низкочастотной резонансной эмиссии свидетельствует о нефтегазоносности

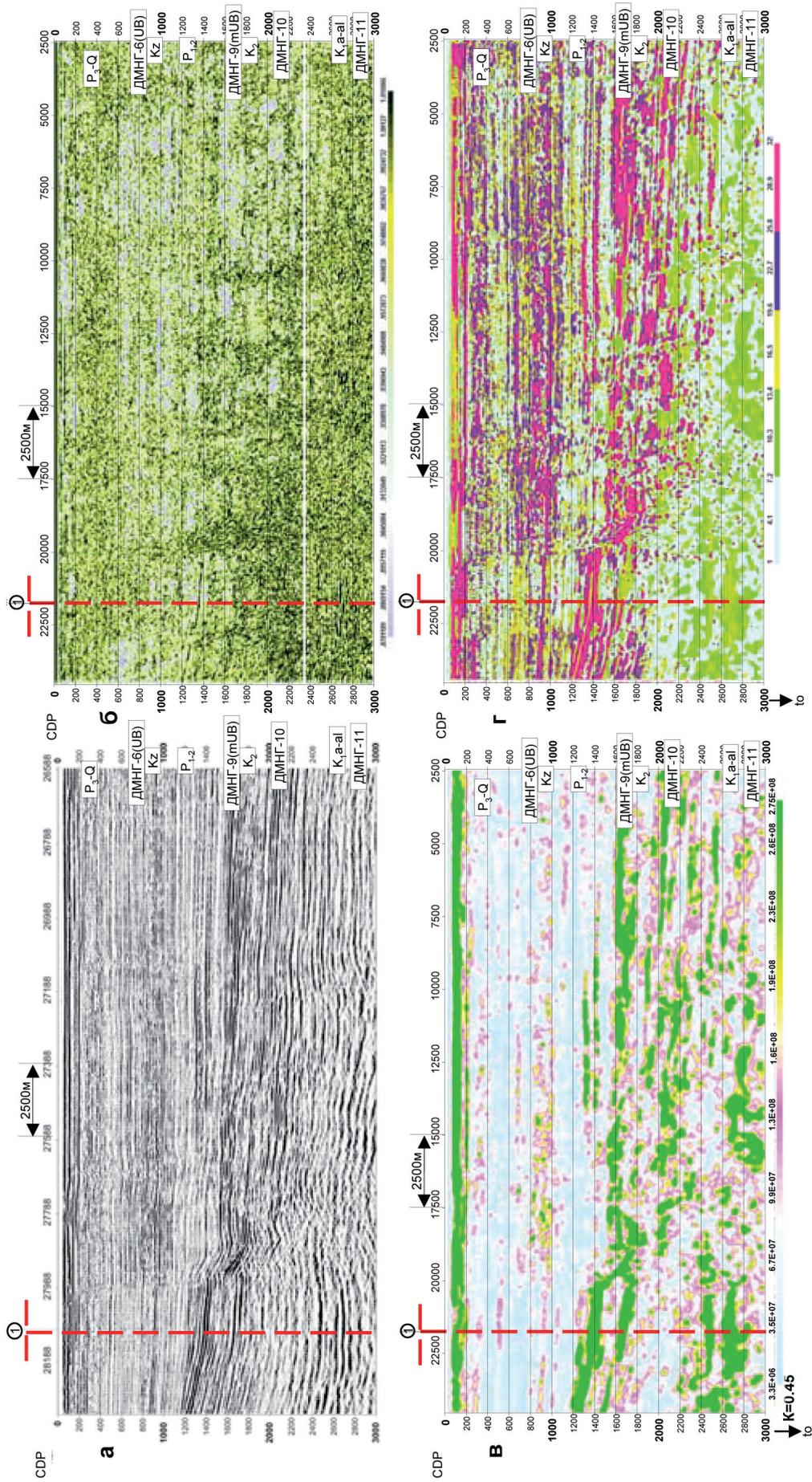
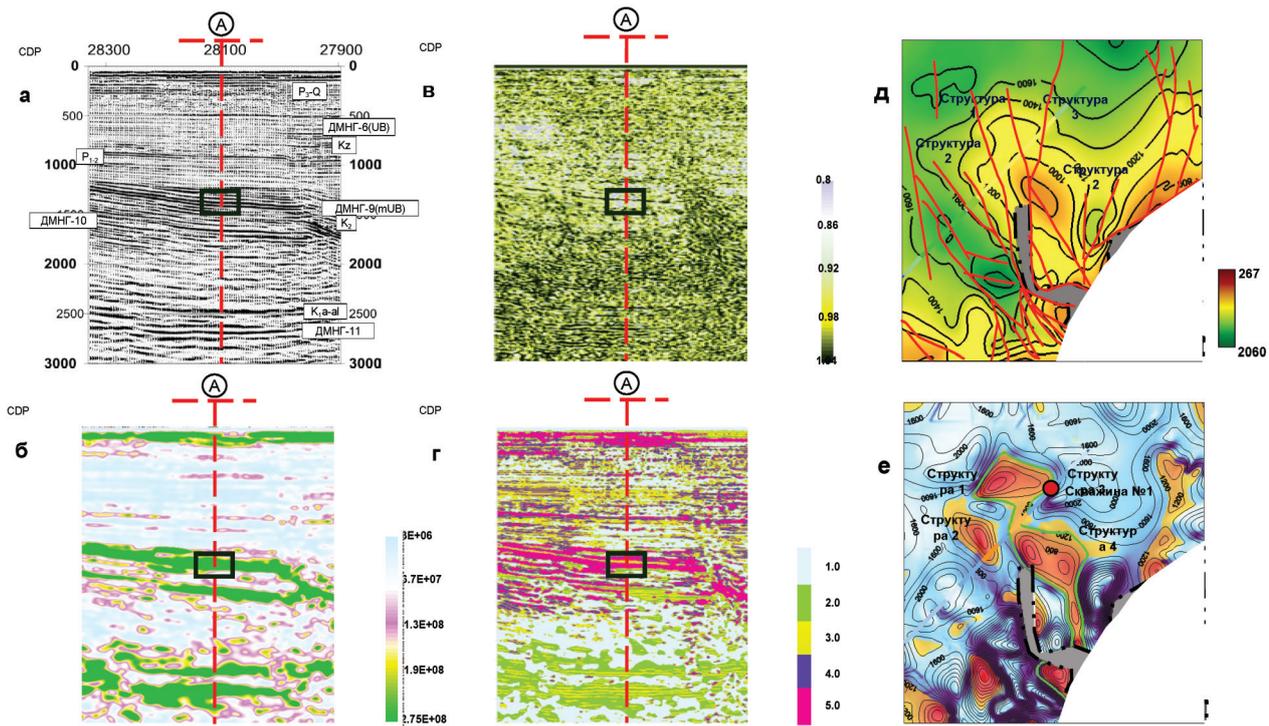


Рис. 1. Отображение образов перспективных объектов в параметрических волновых полях: фрагменты исходного временного разреза (а) и энтропии (б), энергии (в), классификации (г)



**Условные обозначения**

- а** - фрагмент исходного временного разреза МОГТ
  - б** - фрагмент временного разреза энергии
  - в** - фрагмент временного разреза энтропии
  - г** - фрагмент временного разреза знаковой классификации
  - д** - исходная карта изохрон
  - е** - совмещение карты локальной составляющей и градиента с.г. 1
- Область развития залежи УВ
  - Аномальные значения локальной составляющей карты изохрон
  - Зона отсутствия целевой сейсмической поверхности («разрыв»)
  - Положение опорной синтезированной скважины
  - Аномальные значения градиента
  - крупные тектонические нарушения
  - целевой объект

Рис. 2. Технологическая схема формализованной модели перспективного объекта

перспективного объекта. Технология низкочастотного резонанса сейсмической эмиссии геодинамического шума запатентована [7], а ее практическая реализация осуществлена в компьютерной системе КОСКАД 3D. Алгоритмичное обеспечение технологии рассмотрено в работах [1, 2], а ее эффективность подтверждена десятками экспериментов в различных нефтегазоносных провинциях России.

В целом, на рис. 1, 2 и 3 приводятся технологические схемы построения базовой формализованной промышленной модели конкретного объекта.

**Детальное описание** перспективного объекта связано с инверсионными преобразованиями волнового поля, с оценками упруго-деформационных характеристик и напряженного состояния геологической среды, составной частью которой является изучаемый объект.

Инверсионные преобразования с построением разрезов акустического импеданса требуют определения скоростей продольных и поперечных волн  $V_p$  и  $V_s$ , а также плотности  $\rho$  пород. В качестве первого приближения используют значения  $V_s$ , равные  $0,5V_p$ ,

а при определении плотности – формулу Гарднера  $\rho = 0,31V^{1/4}$ ,  $\rho$  в г/см<sup>3</sup>,  $V$  в м/сек. Построение разрезов акустического импеданса подробно описано в Методических рекомендациях [3].

Коэффициент Пуассона  $\sigma$  характеризует соотношение между относительным поперечным сжатием (растяжением) и относительным продольным удлинением (сокращением) объемного элемента вещества. Величина  $\sigma$  изменяется в пределах от 0 до 0,5.

Коэффициент Пуассона равен отношению относительной поперечной деформации  $\epsilon_1$  к продольной деформации  $\epsilon$ , т.е.

$$\sigma = \frac{\epsilon_1}{\epsilon_2} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$$

Таким образом, при этом, если коэффициент Пуассона зависит только от значений  $V_p$  и  $V_s$ , то определение модуля Юнга связано со значением плотности  $\rho$ .

Для нефтегазоносных коллекторов существенное значение приобретает определение модуля

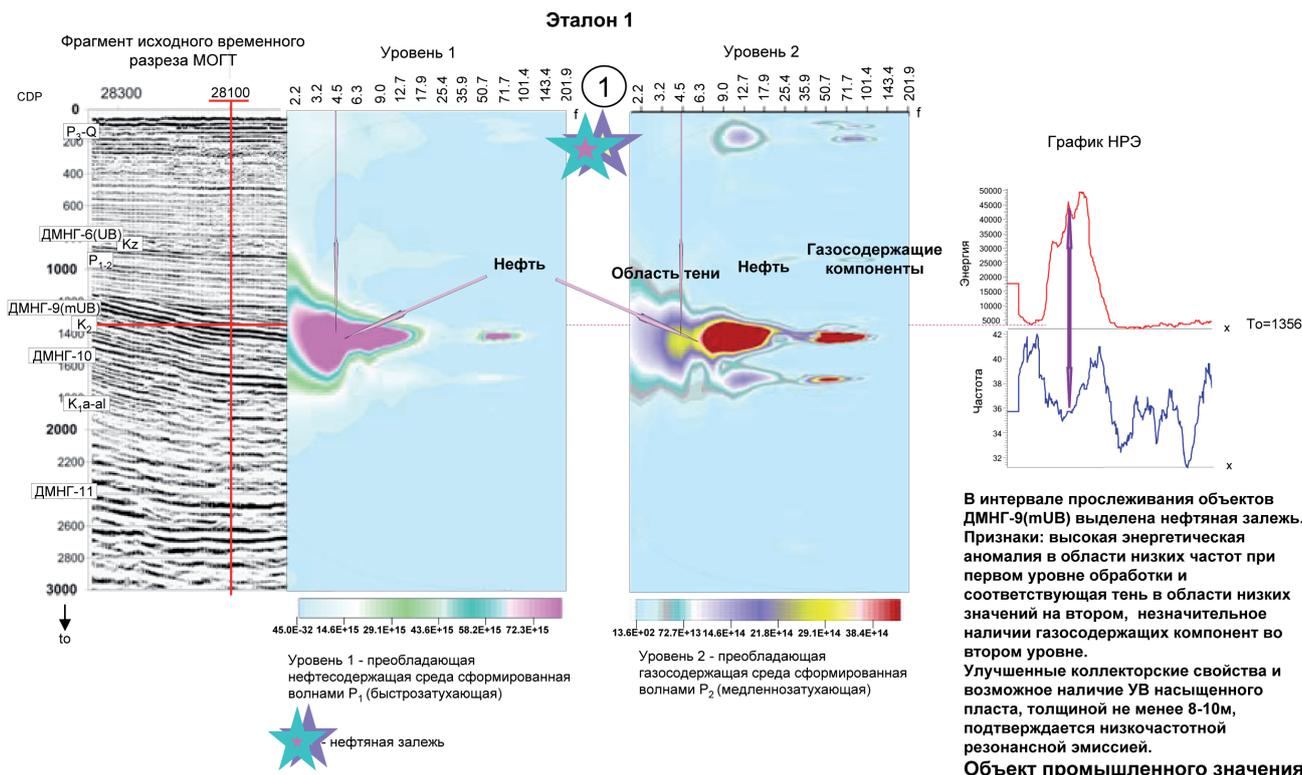


Рис. 3. Использование технологий обработки волнового поля при его разложении на составляющие, селекции продольной волны по типу флюида, и низкочастотной резонансной эмиссии геодинамического шума

объемной упругости среды  $K$ , равного отношению нормального напряжения  $P$ , возникающего при всестороннем сжатии (объемного давления), к относительному изменению объема  $\Delta V$ , или дилатации среды,  $\theta = \Delta V/V$ , т.е.  $K = P/\theta$ , а также обратная величина  $\beta = K^{-1}$ , которая характеризует сжимаемость среды.

Величина модуля объемной упругости среды выражается через значения  $V_p$ ,  $V_s$  и  $\rho$  следующим образом:

$$K = \rho \left( V_p^2 - \frac{4}{3V_s^2} \right).$$

Единица измерения модуля  $K$  есть Па, единица измерения параметра сжимаемости  $\beta$  есть Па<sup>-1</sup>. Размерность паскаля м<sup>-1</sup>кгс<sup>-2</sup>.

Уруго-деформационные характеристики с учетом результатов анализа ядра позволяют выявить особенности матрицы порово-трещиноватого нефтесодержащего карбонатного коллектора в разрезе скважины и околоскважинном пространстве.

Для установления закономерностей их изменения по площади необходимы многоволновые сейсмические исследования.

При внешнем воздействии раскрытость и проницаемость трещин, обеспечивающих основной фильтрационный потенциал, существенно изменяются в зависимости от ориентировки системы трещиноватости и направления действия главной оси напряжения. По литературным источникам, величина сжимающих сил метаносного угля порядка 20 МПа, а коэффициент сжатия (отношение объемов сжатого и несжатого угля) изменяется в широких пределах от 2,6 до 27 раз, в зависимости от размеров и конфигурации пустот. Следовательно, для оценки фильтрационного потенциала угольных пластов определяющим является характер горного давления, обусловленного действием литостатических и геодинамических сил. Такие силы в условиях геосинклинального строения Кузбасса представляют решающую роль.

Различают вертикальную и горизонтальную компоненты горного давления, соответствующие геостатическому и боковому давлениям. Вертикальная компонента оценивается по величине средневзвешенной плотности вышележащих горных пород, а горизонтальная компонента пропорциональна геостатическому давлению упругой модели горной породы.

Отношение бокового давления породы к вызвавшей его вертикальной нагрузке, т.е. геостатическому давлению,  $\lambda = \rho_{бок} / \rho_{верт}$ , показывает, какая часть вертикальной нагрузки передается через породу в сторону. Величина  $\lambda$  рассчитывается через коэффициент Пуассона как  $\lambda = \sigma / (\sigma - 1)$ , называется коэффициентом бокового распора.

Величина бокового распора давления зависит от упругих свойств пород, которые обуславливают релаксацию напряжений. Породы с большим периодом релаксации характеризуются боковым давлением, которое в 2,5-3 раза меньше вертикального, т.е. величина бокового распора отражает пространственную ориентировку трещиноватости в среде.

В зонах вертикально направленной трещиноватости получение повышенных притоков углеводородов можно достичь бурением наклонно-направленных скважин с учетом особенностей распределения горного давления и бокового распора.

Качественно о распределении напряжений по модулю объемной деформации и модулю сдвига можно судить по рис. 4, на котором изображен временный разрез (рис. 4а) по одной из структур, в юго-западном секторе Западно-Камчатского шельфа верхняя часть разреза представлена осадочным комплексом пород, а нижняя – фундаментом. На рис. 4б и в соответственно

изображены рассчитанные значения модуля объемной деформации и модуля сдвига, приуроченного к верхам фундамента. Перспективная зона нефтегазоносности характеризуется аномальными значениями этих упруго-деформационных характеристик и приурочена к центральной части представленного фрагмента временного разреза, справа от имеющейся скважины, забой которой, к сожалению, не дошел до кровли фундамента.

**Адекватность формализованной модели реальной среде**

В общем случае можно сформулировать необходимые и достаточные условия адекватности модели реальной среде. Необходимые условия состоят в достижении заданных невязок между наблюдаемыми значениями поля и значениями решения прямой задачи от модели, т.е. необходимые условия связаны с построением однометодных моделей. Ввиду неоднозначности (неопределенности) решения обратных задач геофизики, достаточные условия адекватности определяют достижения заданных невязок по всем полям одновременно. С этой целью следует использовать так называемое обобщенное расстояние, представляющее сумму квадратов отклонений значений наблюдаемых

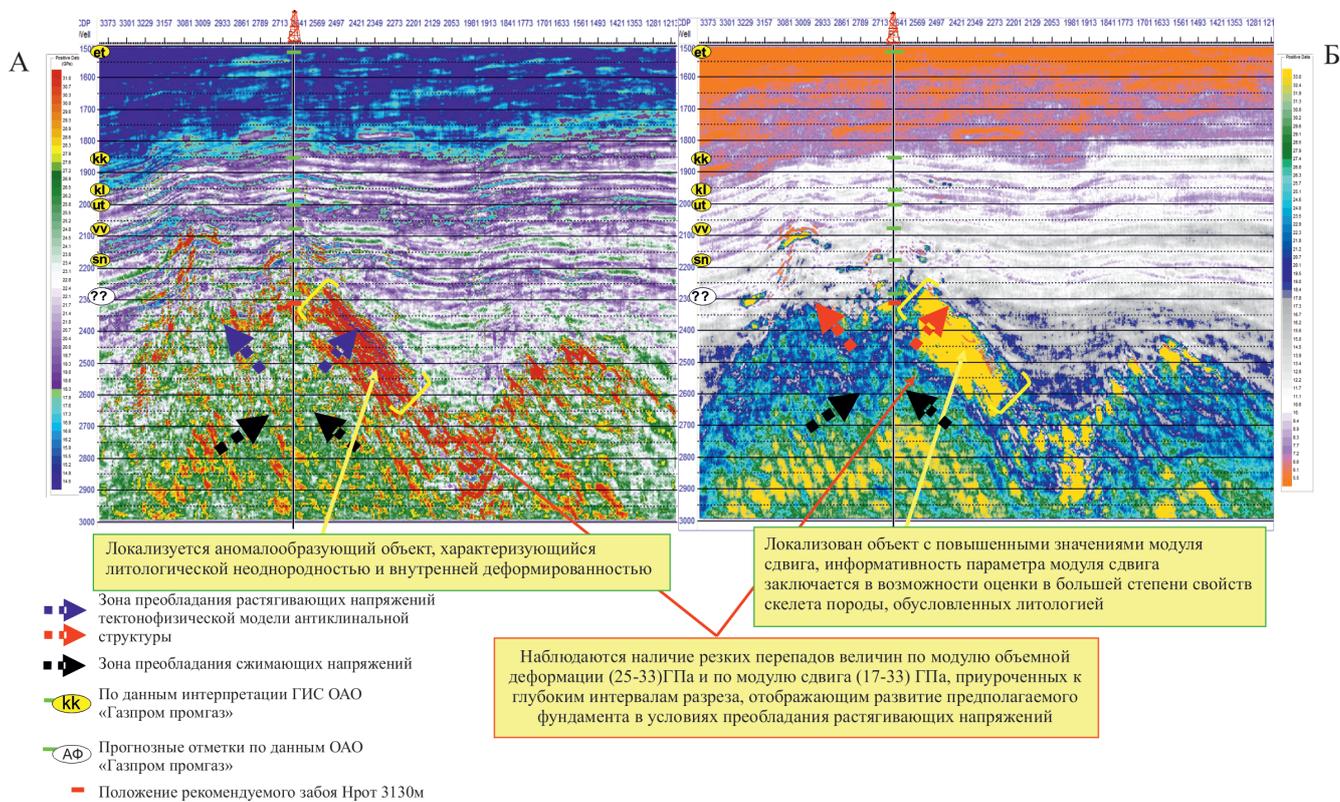


Рис. 4. Характер упруго-деформационных характеристик временного разреза: А – модуль объемной деформации К; Б – модуль сдвига G

полей от значений решения прямых задач каждого метода с учетом информативности метода [4]. Минимизация величины обобщенного расстояния в пространстве многометодных моделей обеспечивает достаточные условия адекватности.

Поскольку при поисках нефтегазовых залежей преимущественно используется сейсморазведка, то в качестве достаточного условия адекватности можно использовать результаты многоатрибутной энергетической фильтрации [5], обеспечивающей максимизацию энергетического отношения сигнал/помеха в пространстве сейсмических параметров. В качестве примера применения многоатрибутной энергетической фильтрации на рис. 5 приведены соответственно фрагмент временного разреза в пределах целевого горизонта нефтегазовой залежи Индоло-Кубанского прогиба (рис. 5а) в 0,2 с и протяженностью 4 км, т.е. 100×80 дискретов (100 по *t* и 80 по *x*) и его четыре атрибута: энергии (5б) энтропии (5в), анизотропии (5г) и полного градиента (5д). На рис. 5е изображен результат многоатрибутной фильтрации этих атрибутов, обеспечивающий четкое выделение залежи по аномальным значениям фильтрации. Кроме того, однозначно фиксируется положение кровли залежи. В конечном счете, результаты такой фильтрации позволяют снизить экономические риски при заложении первой поисково-оценочной скважины.

Применение сейсмических методов, прежде всего гравиразведки и электроразведки, обеспечивает более существенное снижение рисков при определении местоположения поисково-оценочных скважин за счет приближения адекватности формализованной модели к реальному объекту путем расчета обобщенного расстояния в пространстве аномальных эффектов разных геофизических полей.

Кроме требования достижения заданных невязок расчетных от модели полей с наблюдаемыми данными, следует использовать такие критерии, как непротиворечивость построенной модели современным геологическим представлениям, совпадение геометрических и физических параметров модели в местах пересечения сейсмических профилей, т.е., иначе говоря, при оценке адекватности модели реальному объекту надо ориентироваться на коллектив решающих правил.

### Заключение

В заключении сформулируем основные выводы по созданию формализованной модели нефтегазовой залежи:

1. Формализованная модель является первым приближением перспективного на нефтега-

зоносность объекта, реализуемым непосредственно уже на региональном этапе геологоразведочных работ.

2. Структурно-технологическая схема создания формализованной модели включает задачи обнаружения перспективной зоны локализации перспективного объекта и его детальное описание – на основе современных технологий обработки волнового поля.
3. Задание виртуальной скважины по совокупности аномальных эффектов рассмотренных технологий по обработке временного разреза позволяет определить местоположение первой поисково-оценочной скважины.
4. Создание формализованной модели нефтегазовой залежи обеспечивает снижение экономических рисков при разбуривании перспективных на нефтегазоносность объектов.

**Ключевые слова:** формализованная модель, нефтегазовая залежь, адаптивная энергетическая фильтрация, многоатрибутная фильтрация и классификация, низкочастотная резонансная эмиссия геодинамического шума.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Карасевич А.М., Земцова Д.П., Никитин А.А. Новые технологии геофизических исследований при поисках и прогнозе углеводородного сырья. – М. : Страхование ревью, 2010. – 160 с.
2. Карасевич А.М., Земцова Д.П., Никитин А.А. Нетрадиционные ловушки углеводородов в геофизических полях. – М. : ВНИИГеосистем, 2016. – 200 с.
3. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернозного типа. – М. : ОАО ЦГЭ, 2010. – 250 с.
4. Никитин А.А., Хмелевской В.К. Комплексование геофизических методов. – М. : ВНИИГеосистем. – 2012. – 341 с.
5. Никитин А.А. Энергетическая фильтрация геофизических полей // Геофизика. – 2014. – № 3. – С. 2-13.
6. Николаевский В.Н. Изменения сейсмических волн из-за присутствия газа в пластах // Геофизика. – № 3. – 2014. – С. 14-20.
7. Устройство для обработки и интерпретации сейсмических данных. Патент на изобретение №2567434, 2015 г.

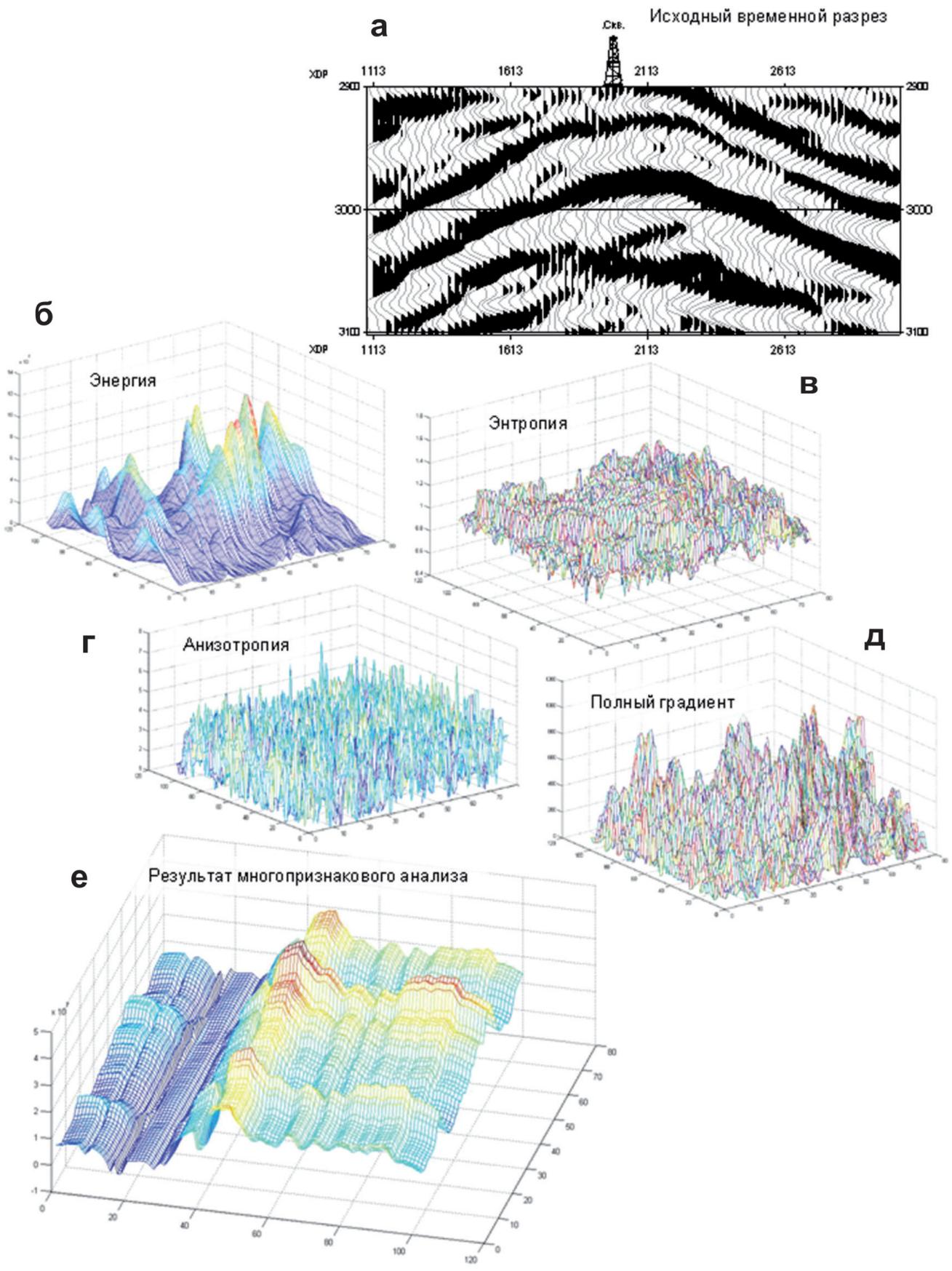


Рис. 5. Пример использования многопризнаковой (многоатрибутной) фильтрации при выделении залежи УВ