УДК 550.834.05

## ПРОГНОЗ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЗРЕЗЕ Курочкин А. Г.<sup>1</sup>, Борисенко Ю. Д.<sup>2</sup>, Калайдина Г. В.<sup>3</sup>

# PREDICTION OF GEODYNAMICS CHARACTERISTICS IN THE GEOLOGICAL CROSS-SECTION

Kurochkin A. G., Borisenko Yu. D., Kalaidina G. V.

The paper is devoted to the questions of the prediction evaluation of the geological cross-section, its petrophysical and geodinamics characteristics based on the problem solution for the inversion of seismic information of 2D–3D observations into the medium parameters within an elastic model.

Keywords: prediction evaluation, geological cross-section, seismic trace, geodynamics characteristics, inverse problem, elastic model

Прогноз геологического разреза и выделение зон развития коллекторов с оценкой их углеводородонасыщения является актуальной задачей, которая сопряжена с необходимостью определения не только петрофизических, но и геодинамических характеристик разреза, оценки напряженного состояния разреза, выявления областей аномального проявления характеристик разреза.

Решение задач обращения [1–6] сейсмической информации в параметры среды в рамках упругой модели позволяет не только получить информацию о параметрических свойствах модели, но и обеспечить оценку геодинамических свойств разреза, содержащихся в кинематических и динамических характеристиках сейсмической записи 2D–3D наблюдений методом общей глубинной точки (МОГТ).

#### 1. Решение задач обращения

Обращение сейсмической информации в параметры модели среды (решение задач инверсии) всегда представляло большой интерес, примером этого является преобразование сейсмических трасс временного разреза в разрез псевдоакустических импедансов (ПАК), на основе которого осуществляется переход к оценке емкостных и фильтрационных свойств коллекторов на базе выявляемых регрессионных уравнений.

В последние годы для решения подобных задач все чаще используются стохастические алгоритмы [6], реализующие схемы перебора с вероятностным правилом перехода, получившие название «направленных» методов Монте-Карло. При этом уровень решения задач инверсии определяется базой входных данных и алгоритмами решения.

В рамках акустического приближения (ПАК и др.) рассматриваются модели, не учитывающие обмена на границах.

Переход к упругой модели — это учет обмена на границах и, следовательно, расширенное представление модели через параметры продольных и поперечных волн. Для подобного перехода и соответственно реализации упругой инверсии, учитывающей фактор обмена на границах, необходимо в качестве входных данных использовать информацию исходных многоканальных сейсмограмм [1,4,6]. Практическое решение задач инверсии различного уровня реализовано в технологии «Петросейс» [5], обеспечивающей изучение геологического разреза с выделением и оценкой продуктивно насыщенных объектов через упругие параметры мо-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>Курочкин Александр Григорьевич, канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры геофизических методов поисков и разведки Кубанского государственного университета; email: AlexG\_K@mail.ru

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup>Борисенко Юрий Дмитриевич, канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры геофизических методов поисков и разведки Кубанского государственного университета; email: ub48@mail.ru

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup>Калайдина Галина Вениаминовна, канд. физ.-мат. наук, преподаватель кафедры прикладной математики Кубанского государственного университета; email: gkalaidina@yandex.ru

дели среды, получаемые из сейсмической информации 2D–3D наблюдений МОГТ. При этом извлекаются различные моно параметры: скорость продольных  $(V_p)$  и поперечных волн  $(V_s)$ , объемная плотность  $(\rho)$ , акустическая жесткость  $(I_p = V_p \rho \text{ и } I_s = V_s \rho)$ и упруго-деформационные характеристики: модули всестороннего сжатия (K), сдвига  $(\mu)$ и другие, а также комплексные параметры: коэффициенты гамма  $(\gamma = V_s/V_p)$  и Пуассона  $(\nu)$ .

В основной части технология использует решение задачи инверсии многоканальных сейсмограмм отраженных продольных волн в параметры модели среды посредством применения «направленных» методов Монте-Карло.

Технология базируется на обработке данных сейсмических наблюдений, в основе которой используется  $\tau - p$  преобразование сейсмической информации с пластовой аппроксимацией модели среды, а также кепстральные преобразования для оценки сейсмического сигнала и характера его поглощения в различных интервалах разреза [1,5].

Данная технология обеспечивает не только качественные, но главным образом, количественные оценки петрофизических свойств разреза за счет определения моно- и комплексных параметров, отражающих литологию, пористость, характер флюидонасыщения и другие характеристики. На этой основе осуществляется оценка изменения свойств разреза, выделение коллекторов и зон нефтегазонасыщения.

Решение задач инверсии реализуется через определение упруго-деформационных параметров. Переход от традиционных монопараметров —  $V_p$  и  $V_s$  к упруго-деформационным модулям всестороннего сжатия (К) и сдвига ( $\mu$ ) и комплексным параметрам — коэффициентам гамма ( $\gamma$ ) и Пуассона ( $\nu$ ) определен оптимизацией параметризации модели.

Основным индикационным параметром с позиции определения свойств разреза и его нефтегазонасыщения является коэффициент Пуассона  $\nu$  — безразмерный параметр, диапазон которого строго фиксирован ( $-1 \leq \nu \leq 0, 5$ ) и обеспечивает достаточно удобную кластерную форму представления в зависимости от литотипов и характера флюидонасыщения.

Для реализации технологии «Петросейс» используются исходные сейсмические записи, несущие информацию о кинематических и динамических свойствах сейсмической записи.

На рис. 1 представлен пример получаемой информации для каждой точки изучаемого пространства в виде совокупности графиков различных параметров упругой модели среды скорости продольных и поперечных волн ( $V_p$  и  $V_s$ ); модулей всестороннего сжатия и сдвига (К и  $\mu$ ); комплексных параметров коэффициентов ( $\gamma$  и  $\nu$ ).

Эта информация служит для построения профильных и объемных представлений различных параметров и пересчетных форм баз данных на основе регрессионных уравнений типа фильтрационно-емкостных (ФЕС).

#### 2. Геодинамические определения

Полученная на базе инверсионных решений информация позволяет перейти к рассмотрению геодинамических представлений о модели изучаемого объекта. Характер напряженного состояния, распределение давлений в разрезе играют определяющую роль в флюидодинамических процессах. Поэтому получение прогнозной информации о распределении давлений по разрезу является важным также для моделирования горнотехнологических процессов.

При допущении о том, что напряженное состояние массива горных пород определяется только действием гравитационных сил, вполне оправданом для определенных условий платформенных областей, каждый элементарный объем пласта под действием вертикального напряжения будет испытывать деформации сжатия в вертикальном и растяжения в горизонтальном направлениях. Деформациям растяжения в горизонтальном направлении препятствует реакция окружающих пород, в результате чего возникают горизонтальные напряжения.

Напряженное состояние в заданной точке однозначно определяется симметричным тензором напряжений, диагональные компоненты которого представляют собой нормальные напряжения, а недиагональные касательные напряжения. Среднее нормальных напряжений

$$\sigma = \frac{1}{3}(\sigma_{xx} + \sigma_{yy} + \sigma_{zz}), \qquad (2.1)$$

не зависящее от выбора координат, определяет напряжение скелета пористой среды. Определим его составляющие  $\sigma$ .

Вертикальное напряжение  $\sigma_{zz}$  (геостатическое давление  $P_o$ ) определяется, как пра-



Рис. 1. Результат инверси<br/>и $\tau-p$ сейсмограммы в параметры модели среды

вило, весом вышележащих пород

$$\sigma_{zz} = \int_{0}^{z} \rho(z)gdz$$

где  $\rho$  — объемная плотность породы; g — ускорение силы тяжести; z — мощность пород над исследуемым пластом.

Запишем скорости продольных и поперечных волн через постоянные Ламе ( $\lambda$  и  $\mu$  — постоянные Ламе)

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}, \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}.$$

Отношение  $V_s/V_p$  определяет комплексный параметр  $\gamma = \frac{V_s}{V_p}$  и соответственно коэффициент Пуассона

$$\nu = \frac{1 - 2 \left( V_s / V_p \right)^2}{2 \left[ 1 - \left( V_s / V_p \right)^2 \right]}$$

Для изотропной идеально-упругой модели среды можно записать, что

$$\sigma_{xx} = \frac{\lambda}{\lambda + 2\mu} P_o,$$
$$\sigma_{yy} = \frac{\lambda}{\lambda + 2\mu} P_o.$$

Исходя из отношения

$$\frac{V_s}{V_p} = \gamma^2 = \frac{\mu}{\lambda + 2\mu},$$

выражение  $\frac{\lambda}{\lambda+2\mu}$  можно привести к виду

$$\frac{\lambda}{\lambda + 2\mu} = \frac{\nu}{1 - \nu}$$

и составляющие  $\sigma_{xx}, \sigma_{yy}$  примут вид

$$\sigma_{xx} = \sigma_{yy} = \frac{\nu}{1-\nu} P_o, \qquad (2.2)$$

где  $\frac{\nu}{1-\nu}$  будет определять коэффициент бокового напряжения и, следовательно, поперечного сжатия. При этом в случае водной толщи ( $\nu = 0, 5$ )  $\sigma_{zz} = \sigma_{xx} = \sigma_{yy} = P_o$ .

Для случаев горных пород, когда  $\nu < 0.5$ , боковое напряжение уменьшается относительно вертикального в зависимости от величины  $\nu$ . Следовательно, напряжение в вертикальном направлении будет больше, чем в горизонтальном. Учитывая различия в распределении  $\nu$  для различных пород, можно говорить о том, что характер горизонтальных напряжений и, следовательно, деформаций для различных литотипов будет меняться. Это в равной степени относится и к изменению характера флюидонасыщения. Переход от водонасыщенного состояния к нефтегазонасыщенному представлению приводит к уменьшению бокового напряжения.

Подставляя в уравнение (2.1) выражения (2.2), получим

$$\sigma = \frac{P_o}{3} \frac{(1+\nu)}{(1-\nu)}.$$

Очевидно, что при переходе от одного слоя к другому, при котором изменяются значения  $\nu$ , обусловленные литотипом, пористостью или характером флюидонасыщения, возникает разрыв напряжения в скелете, определяемый соотношением значений  $\nu$  для соседних слоев.

Тогда скачок напряжения на границе раздела двух слоев будет определяться выражением

$$\Delta \sigma = \frac{2}{3} P_o \left[ \frac{\nu_1 - \nu_2}{(1 - \nu_1)(1 - \nu_2)} \right]$$

На рис. 2 приведены соответствующие графики распределения давлений и напряжений различного характера, полученные на основе использования вышеприведенных формул и исходной информации полученной на базе решения задачи инверсии (рис. 1). При определении гидростатического давления  $P_{hyd}$  использовался принятый гидростатический градиент давления  $G \simeq 1,018 \cdot 10^4$  Па/м (0,45 psi/ft).

На данном рисунке отражены следующие характеристики:  $P_0$  — геостатическое давление;  $B_{oo}$  — геостатическое давление;  $P_{hyd}$  — гидростатическое давление;  $P_{oe}$  — эффективное геостатическое давление;  $\sigma$  — напряжение в скелете;  $\Delta \sigma$  — скачки напряжения в скелете;  $\sigma_{xx}$  — горизонтальное напряжение.

### 3. Прогноз поровых давлений и гидравлического давления разрыва пласта

Давление флюида в порах пород неколлекторов многие исследователи называют поровым. Как отмечено В. М. Добрыниным и др. [7], это явление изучено значительно меньше, чем пластовые давления в коллекторах, ведь поровые давления не поддаются



Рис. 2. Определение распределений различных характеристик давлений и напряжений по результатам инверсии



Рис. 3. Определение поровых давлений и гидравлических давлений разрыва пласта

прямым измерениям. Сведения о них косвенные, полученные в основном путем изучения физических свойств глинистых пластов геофизическими методами, по шламу или в результате наблюдений за буримостью пород. В то же время именно градиенты давления поровых вод в породах не коллекторах влияют на характер изменения пластового давления в большинстве осадочных бассейнов. Поэтому поровые давления, а также гидродинамическое давление разрыва пласта введены в перечень прогнозных параметров, дополняющих вышеперечисленные. При этом для определения поровых давлений используется уравнение [8]

$$P_p = P_o - (P_o - P_{hud}) \times (V_p / V_n)^3,$$

где  $P_p$  — предсказанное поровое давление (глины);  $P_{hyd}$  — гидростатическое давление;  $V_p$  — интервальная скорость продольных волн;  $V_n$  — скорость нормально уплотненной глины.

Интервальные скорости определяются на базе инверсионного решения (рис. 1), что обеспечивает снижение погрешности определяемой пересчетом эффективных скоростей в интервальные при использовании формулы Урупова–Дикса.

Для определения гидравлического давления разрыва пласта используется уравнение [8]

$$P_{frac} = P_p + (P_o - P_p) \times \frac{\nu_z}{1 - \nu_z}$$

где  $P_{frac}$  — прогнозное гидравлическое давление разрыва пласта;  $\nu_z$  — коэффициент Пуассона нормально уплотненной глины как функция глубины, получаемый по результатам решения задачи инверсии для интервала глинистых отложений.

На рис. 3 приведены результаты расчета поровых давлений и гидравлических давлений разрыва пласта для исходной информации, использованной для получения параметрического анализа представленного на рис. 1 и 2. Рассмотренные выше элементы отражают единую структуру прогнозной оценки геологического разреза и его флюидонасыщения на базе технологии «Петросейс».

#### Литература

- Курочкин А. Г., Борисенко Ю. Д., Калайдина Г. В. Обращение τ − р сейсмограмм по методу «имитации кристаллизации» // Наука Кубани. Серия «Проблемы физикоматематического моделирования». Естественные и технические науки. 1998. №1. С. 71–76.
- Курочкин А. Г., Борисенко Ю. Д., Газарян В. П., Калайдина Г. В. Изучение геологического строения объекта и прогноз петрофизических характеристик разреза // Наука Кубани. Серия «Проблемы физико-математического моделирования». Естественные и технические науки. 1998. № 2. С. 41–46.
- Курочкин А. Г., Борисенко Ю. Д., Газарян В. П., Калайдина Г. В. Развитие теории и практики AVO-анализа // Материалы юбилейной конференции «Теория и практика морских геолого-геофизических исследований». Геленджик. 1999. С. 47–49.
- Курочкин А. Г., Борисенко Ю. Д., Калайдина Г. В. Развитие алгоритмов инверсии τ – р сейсмограмм в параметры модели среды // Наука Кубани. Серия «Проблемы физико-математического моделирования». Естественные и технические науки. 2002. № 1. С. 73–78.
- Курочкин А. Г., Борисенко Ю. Д., Калайдина Г. В. Технология «Петросейс» — теория и практика использования // Геофизика. Спец. вып. «Технологии сейсморазведки І». 2002. С. 121–125.
- Курочкин А. Г., Борисенко Ю. Д., Калайдина Г. В. Инверсия сейсмической информации в параметры модели среды // Геофизика. Спец. вып. «Технологии сейсморазведки II». 2003. С. 44–47.
- Добрынин В. М., Кузнецов О. Л. Петрофизическое моделирование природных гидродинамических процессов в осадочных бассейнах // Геофизика. 2002. № 3. С. 59–69.
- Snijder J., Dickson D. 3D pore pressure prediction in the Columbus Basin, offshore Trinidad & Tobago // First break. 2002. Vol. 20. No. 5. P. 283–286.

Ключевые слова: прогнозная оценка, геологический разрез, сейсмическая трасса, геодинамические характеристики, обратная задача, упругая модель

Статья поступила 21 марта 2011 г.

Кубанский государственный университет, г. Краснодар

<sup>(</sup>С) Курочкин А. Г., Борисенко Ю. Д., Калайдина Г. В, 2011