

Представленные выше положения были подтверждены экспериментально. Предложенный метод существенно уточняет параметры рельсовой линии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гоман Е.А., Сепетый А.А. Интеграция средств автоматизации диагностирования с современными системами ЖАТ. Автоматика, связь, информатика.–2002. –№ 11. – С.13–17.
2. Петров А.Ф. Универсальные рельсовые цепи // Автоматика, телемеханика и связь. 1996. – №3. – С. 27–32.
3. Дмитриев В.С. Рельсовые цепи тональной частоты / В.С Дмитриев, В.А. Воронин // Автоматика, телемеханика и связь 1996. – № 5. – С. 27–30.
4. Гателюк О.В., Смирнов М.В., Ходкевич А.Г., Яценко Е.Н. Использование математической модели для диагностики тональной рельсовой цепи // Межвузовский тематический сборник научных трудов. Омск, 2002.
5. Аркатов В.С., Крацов Ю.А., Степенский Б.М. Рельсовые цепи. Анализ работы и техническое обслуживание. – М.: Транспорт, 1990. – 295 с.
6. Власенко С.В., Гателюк О.В. Четырехполосники и группа PSL (С)// Второй Сибирский конгресс по прикладной и индустриальной математике (ИНПРИМ-96). Новосибирск, 1996.
7. Власенко С.В., Гателюк О.В. Реализуемые четырехполосники и расчет рельсовых цепей // Математика в вузе: Труды международной науч. метод. конф. Кострома, 1996.
8. Шабат Б.В. Введение в комплексный анализ. – М.: Наука, 1969. – 576 с.
9. Четверухин Н.Ф. Проективная геометрия. – М.: Наука, 1953.

В.И. Ворончак, В.А. Тенев

МЕТОДЫ НЕЧЕТКОЙ КЛАССИФИКАЦИИ И ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ В ЗАДАЧАХ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Продуктивные пласты нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений характеризуются пористостью, проницаемостью, насыщенностью нефтью, газом и водой. Для подсчета величины запаса нефти в залежи необходимо знать изменение характеристик пласта (k_p , k_{ng} – коэффициенты открытой пористости и нефтегазонасыщенности) по высоте скважины z . Характеристики пластов необходимо определить через показания геофизических методов [1].

Одна из задач интерпретации геофизических исследований скважин заключается в определении границ пластов-коллекторов, что требует поточечного анализа. Для систем нечеткого вывода [2] большое количество точек (2 – 3 тысячи) является значительным препятствием при обучении. Хотя нейросетевые методы требуют меньших затраты времени, все равно обучение сети является продолжительным. Данную задачу можно решать с использованием метода деревьев решения [3]. Рассматриваются несколько геофизических методов: 1. БК – метод, основанный на измерении зондом электрического сопротивления пласта. 2. Акустический метод – измерение интервального времени пробега ДТ продольной звуковой волны. 3. Гамма-метод заключается в регистрации кривой изменения интенсивности естественного гамма-излучения пород в разрезе скважины при перемещении в ней радиометра. 4. Нейтронный гамма-метод основан на измерении поглощения и рассеяния нейтронов. 5. Метод кавернометрии заключается в измерении фактического диаметра необсаженной скважины DC.

Задача состоит в выделении классов: 1 – пласт-коллектор; 0 – прослойка.

Для классификации применяется метод деревьев решений с информационным критерием ветвления, основанным на возможностной мере нечеткости [4]. Возможностный подход для определения критерия разбиения бывает предпочтительнее в случае ограниченного количества точек в обучающей выборке [3].

Сложность создаваемых деревьев определяется количеством узлов и ветвей. Одним из факторов, влияющих на сложность дерева, является минимальное количество объектов (точек) в конечном узле – P_{min} . Данные каротажа характеризуются высокой степенью зашумленности и значение P_{min} должно быть достаточно большим. Для установления наилучшего значения P_{min} проведена серия расчетов, выявившая зависимость сложности построенных деревьев от минимального количества объектов в конечном узле. Сложность характеризуется количеством полученных правил R . На рис.1 приведены результаты этих расчетов.

На этом же рисунке приведено количество узлов N , также характеризующее построенное дерево.

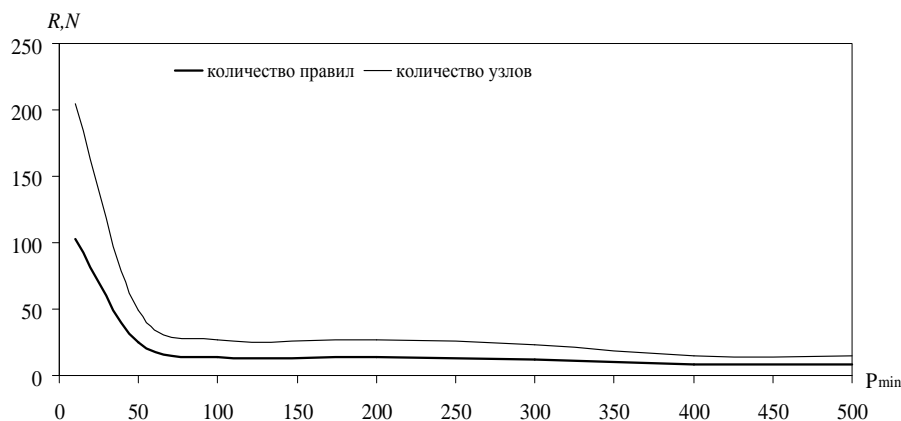


Рис.1. Зависимость количества правил от P_{min}

Сложность построенного дерева определяет меру способности к правильной классификации. На рис. 2 приведена доля правильно классифицированных объектов δ от всех рассматриваемых, выраженная в процентах на тестовой выборке.

На рис. 2 тонкой линией показана доля правильно идентифицированных прослоев. Жирная линия соответствует распознаванию коллекторов. Линия с маркерами показывает среднюю долю правильно классифицированных объектов. Превышение доли правильно распознанных коллекторов над долей распознанных прослоев соответствует завышению величины пластового пространства. При обратной ситуации завышается межпластовое пространство. Поэтому лучшим показателем является средняя доля правильно классифицированных как коллекторов, так и неколлекторов.

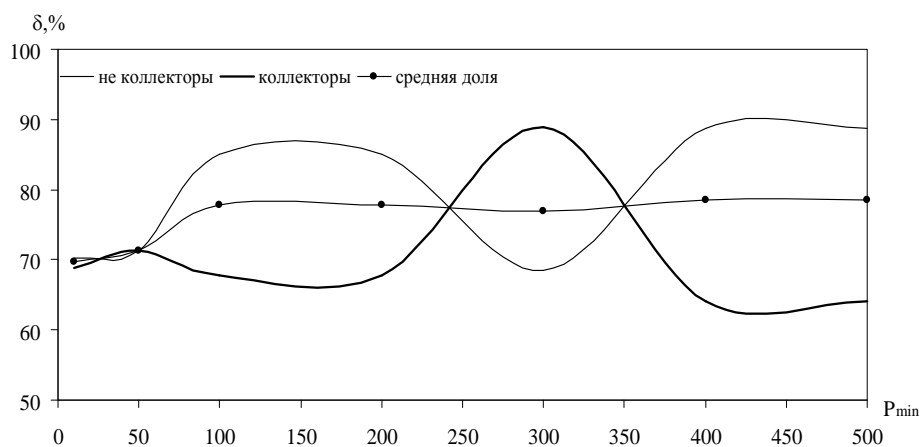


Рис. 2. Зависимость доли правильно классифицированных объектов от P_{min}

Записанные каротажные сигналы содержат случайные высокочастотные составляющие. Для повышения качества интерпретации целесообразно очистить сигнал от шума. Максимальная частота определяется дискретностью записи показаний геофизических приборов. Чрезмерное подавление высокочастотных составляющих также нежелательно, так как они могут нести информацию о структуре разреза скважины. Одним из направлений обработки сигналов с разложением на составляющие с разными частотами является применение вейвлет-преобразований. Обозначим снимаемый по глубине скважины t сигнал $x(t)$ и определим в соответствии с подходом кратномасштабного анализа [5] масштабирующую функцию $\varphi(t) = \sqrt{2} \sum_n c_n \varphi(2t-n)$ и

$$\psi(t) = \sqrt{2} \sum_n (-1)^n c_{-n+1} \varphi(2t-n),$$

где коэффициенты c_n определяются с помощью

$$\text{функции } m_0(\xi) = \frac{1}{\sqrt{2}} \sum_n c_n e^{-in\xi}.$$

Функции $\varphi(t)$, $\psi(t)$, имеющие компактный носитель, полностью определяют вейвлет-преобразование.

Одним из способов снижения асимметрии фильтров является применение койфлетов [5]. Здесь используется ортонормированный базис вейвлетов, в котором нулевые моменты имеют не только функции $\psi(x)$, но и $\varphi(x)$. Находятся такие $\varphi(x)$, $\psi(x)$, что $\int \psi(x)x^l dx = 0, \quad l = \overline{0, L-1}, \quad \int \varphi(x)x^l dx = 0, \quad l = \overline{1, K}, \quad \int \varphi(x) dx = 0, \quad L = 2K,$ где L является порядком койфлета.

По физическому смыслу свойства породы, определяющие газо- и нефтенасыщенность, резко изменяются на границах коллекторов. Это приводит к изменению показаний каротажных методов. Поэтому применение вейвлет-преобразования дает дополнительную информацию о строении исследуемой породы. Рассмотрены варианты вейвлет-разложения для $c_n, n = \overline{0, 3}$ (вейвлет Добеши с экстремальной фазой); $c_n, n = \overline{0, 7}$ (вейвлет Добеши с наименьшей асимметрией); $c_n, n = \overline{0, 11}$ (койфлет). Лучшие свойства продемонстрировал третий вариант. Анализируемый сигнал $f(t)$ имеет шумовую составляющую и резкие границы изменения (рис. 3).

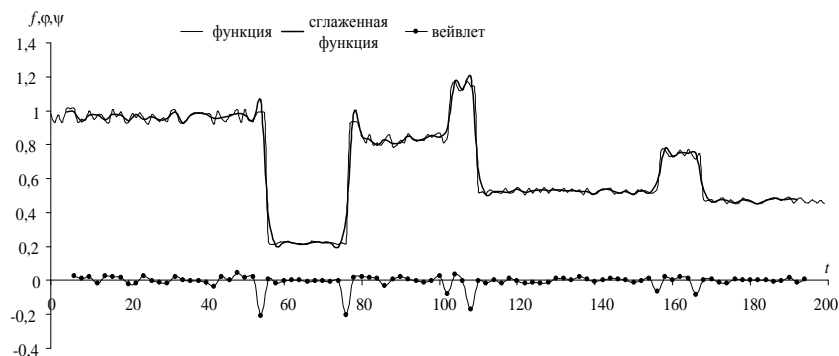


Рис.3. Разложение сигнала с применением койфлета с минимальной асимметрией

Разложение сигнала дает две составляющие $\varphi(x)$, $\psi(x)$, полностью характеризующие исходный сигнал и позволяющие его восстановить. Функция $\varphi(t)$ характеризует сглаженный вариант сигнала. Процедура разложения может рекурсивно продолжаться на последующих уровнях кратности.

Коэффициенты вейвлета $\psi(t)$ дают информацию об отклонениях сигнала от низкочастотной составляющей. Анализ коэффициентов вейвлета позволяет выделить особые точки, а также выявить нерегулярные выбросы функции и ее производных.

Из рис. 3 следует, что повышение по модулю значений коэффициентов вейвлета соответствует границам коллекторов. Это дает возможность определить функцию $\Omega_W(h) = \begin{cases} 0, & \psi(h) \geq \Delta\psi \\ 1, & \psi(h) < \Delta\psi \end{cases}$ и использовать ее для уточнения границ коллекторов.

Пример результатов выделения пластов по алгоритму деревьев решений приведен на рис. 4 (сплошная линия) для проверочных данных (новая скважина). Здесь же показаны результаты экспертной интерпретации (пунктирная линия с крестиками).

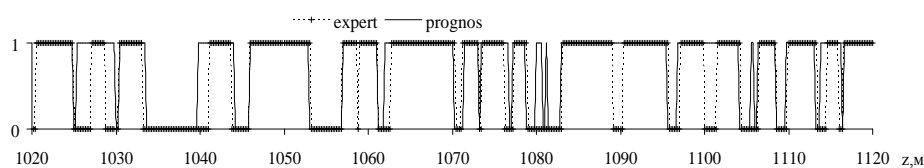


Рис.4. Сравнение результатов классификации с экспертной интерпретацией

Доля правильно классифицированных точек составила 82 %. Можно отметить наличие тонких пластов, выделенных алгоритмом деревьев решения, и их отсутствие у интерпретаторов. Это связано с тем, что при интерпретации обычно ставится условие: не учитывать тонкие пласты. Введение этого условия в алгоритм классификации также убирает тонкие пласты.

Пористость и насыщенность нефтегазоносных пластов может сильно изменяться в одном и том же пласте. Быстрое определение коэффициента пористости, границ коллекторов возможно осуществлять на основе поточечного анализа результатов геофизических исследований скважин [2].

В работе [3] проведено обобщение метода деревьев решений с применением нечеткого логического вывода для непрерывной выходной переменной. В результате получена нечеткая аппроксимирующая система типа нечеткой нейронной сети Такаги–Сугено–Канга (TSK). Данная система применяется для оценки пористости, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов.

Будем рассматривать построенное дерево решений как набор нечетких правил вида $R_r : \text{if } \bigcap x_i \in A_{i_r} \text{ then } y \text{ is } B_r, r = \overline{1, K_R}$. Условие $x_i \in A_{i_r}$ соответствует условию разделения множества объектов $x_i > (w_{ij}^-)$, $i = \overline{1, m-1}; j = \overline{1, n}$ и означает попадание

величины x_i в нечеткий интервал w_{ij}^\pm с заданными функциями принадлежности.

При заданном векторе x определяются степени истинности каждого правила $\alpha_r, r = \overline{1, K_R}$. Степени истинности соответствуют значениям функций принадлежности левых частей (предпосылок), где g_r – количество условий в данном правиле R_r .

В результате значение характеристик пласта k_p и k_{ng} определяется в соответствии с нечетким выводом Сугено по формуле

$$k(x) = \frac{1}{\sum_{r=1}^{K_R} \alpha_r} \sum_{r=1}^{K_R} \alpha_r \left(p_{r0} + \sum_{j=1}^n p_{rj} x_j \right).$$

Коэффициенты $p_{rj}, r = \overline{1, K_R}; j = \overline{0, n}$ определяются по имеющейся обучающей выборке с применением процедуры псевдоинверсии. Данное выражение является заменителем решения системы петрофизических уравнений.

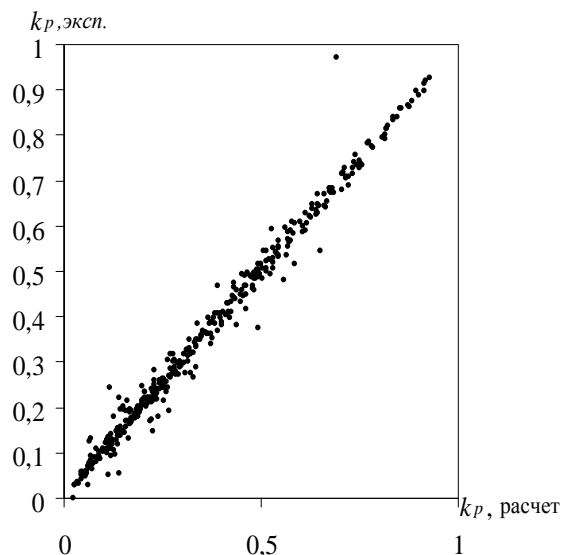


Рис. 5. Сравнение фактических и рассчитанных значений коэффициента пористости

Обучающая выборка для определения коэффициента пористости имела 774 точки. Половина из них (387 точек) вошла в тренировочную выборку. Остальные точки использовались в качестве проверочной выборки.

Сравнение фактических значений коэффициента пористости с рассчитанными значениями показано на рис.5. Величина среднеквадратичной ошибки на проверочной выборке составила 2,8 %. Аналогичные результаты получены и для коэффициента газонасыщенности. Настроенная таким образом система по результатам геофизических измерений позволяет вычислять запасы нефти и газа с учетом переменности характеристик пластов.

Добавление к алгоритму метода деревьев решений вейвлет-преобразования позволило повысить количество правильно распознанных пластов-коллекторов по результатам обработки 20 скважин с 79 % до 84 %, с соответствующим повышением точности прогноза продуктивности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хургин Я.И. Проблемы неопределенности в задачах нефти и газа. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004.
2. Сенилов М.А., Тенев В.А. Интеллектуальные алгоритмы интерпретации геофизических исследований скважин. –СПб: Изд-во СПбГЭТУ ЛЭТИ, 2004.
3. Тенев В.А., Ворончак В.И. Решение задач классификации и аппроксимации с применением нечетких деревьев решений //Интеллектуальные системы в производстве. – Ижевск: 2005. –№2
4. Клир Дж. Системология. Автоматизация решения системных задач. – М.: Радио и связь,1990.
5. Добеши И. Десять лекций по вейвлетам. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2004.

А.В. Мыльцев, В.А. Тенев

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ГАЗА СИСТЕМОЙ НЕЧЕТКОГО ВЫВОДА

Система подготовки природного газа может состоять из элементов нескольких типов. Прежде всего это аппараты и технологическое оборудование. Система также содержит в себе обслуживающий персонал, добывающие скважины, внешние условия, в том числе и метеорологические. Целью системы является обеспечение заданных свойств природного газа при минимальных стоимостных затратах. Элементы системы связаны между собой отношениями, характеризующимися некоторыми переменными и параметрами. Входными параметрами являются термодинамические (давление, температура, влажность) и теплофизические характеристики газа, а также технологические характеристики процесса (расход газа, закрутка газа, дисперсный состав конденсированной влаги, конструктивные особенности аппарата и т.д.). Выходными параметрами являются давление, температура, расход газа, содержание влаги [1].

Преобразование $Y = F(X)$ может представлять собой математическая модель технологического процесса [2]. Преобразование может также выглядеть как инженерная методика расчета технико-экономических показателей данного технологического процесса. Более удобной для системного представления технологического процесса является математическая модель, описываемая нейронной сетью. Обученная на ограниченном множестве обучающих выборок, содержащих экспериментальные данные, сеть обобщает накопленную информацию и выдает реакцию на данные, не применявшиеся при обучении.