

УДК 519.68; 681.513.7; 612.8.001.57; 007.51/.52

## АЛГОРИТМЫ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА

Ф. А. Мурзин, Н. В. Поплевина, Д. Ф. Семич

*Учреждение Российской академии наук  
Институт систем информатики им. А. П. Ершова Сибирского отделения РАН,  
630090, г. Новосибирск, просп. Академика Лаврентьева, 6  
E-mail: murzin@iis.nsk.su*

Рассматриваются усовершенствованные алгоритмы расчёта нефтенасыщенности пластов, основанные на методе «Кросс-плот». Нефтенасыщенность определяется путём сопоставления аналитических параметров, полученных при каротаже скважины, с соответствующими параметрами физических моделей пластов, которые специально создаются в метрологических центрах. Обсуждаются результаты применения кластерного анализа для решения данной задачи. Тестирование проводилось на реальных данных.

*Ключевые слова:* радиоактивный каротаж, интерпретация геофизических данных, информационные технологии обработки данных.

**Введение.** С развитием нефтедобывающей отрасли совершенствуются методы исследования скважин и интерпретации каротажных данных, разрабатываются достаточно точные способы идентификации степени истощения старых скважин, а также обнаружения насыщенных пластов в новых скважинах.

В 2003 г. Новосибирским ОКБ совместно с Киевским ОКБ ОАО Западно-Сибирская корпорация «Тюменьпромгеофизика» (далее — ЗСК «ТПГ») создан прибор импульсного нейтронного гамма-каротажа ИНГК-С-95. Метод исследования с помощью данного прибора — С/О каротаж — применяется для оценки нефтенасыщенности в обсаженных скважинах для определения литологии и пористости.

По заказу ЗСК «ТПГ» Новосибирским ОКБ совместно с Институтом систем информатики СО РАН была начата разработка метода интерпретации первичных каротажных данных, полученных с помощью этого прибора. Метод позволяет анализировать информацию по закрытому стволу скважины без привлечения дополнительных сведений. Создана библиотека алгоритмов обработки исходных спектров, которая является основой программы «Анализатор спектров», активно используемой сейчас. Результат работы этой программы — около 20 аналитических параметров (химических интерпретационных индексов и др.). Наиболее информативными считаются три из них: отношение С/О (по спектру ГИНР), отношение Са/Si (по спектру ГИРЗ или по спектру ГИНР) и пористость (ГИНР — гамма-излучение наведённой радиоактивности, ГИРЗ — гамма-излучение радиоактивного захвата).

Получение аналитических параметров с помощью программ, подобных «Анализатору спектров», обычно называют первичной обработкой каротажных данных.

Основная задача второго этапа обработки — определение коэффициента нефтенасыщенности пласта в зависимости от глубины залегания, что является целью предлагаемой работы.

Существуют скважины, имеющие очень плохую структуру. Для них корректно определить коэффициент нефтенасыщенности не удаётся. В этом случае ставится более частная задача — просто выделить нефтенасыщенные пласты.

В данной работе для решения такой более частной задачи авторы используют методы кластеризации.

Предложено несколько алгоритмов вычисления нефтенасыщенности на основе трёх вышеупомянутых параметров, а также создано соответствующее программное обеспечение [1, 2]. Программное обеспечение, имеющееся сейчас на рынке, является достаточно дорогостоящим, в нём зачастую отсутствует возможность настройки алгоритмов.

Разработаны алгоритмы расчёта нефтенасыщенности на базе усовершенствованных методов «Кросс-плот» и «Дельта C/O», которые легли в основу программы анализа данных "OilTemper". Необходимо отметить, что методы «Кросс-плот» и «Дельта C/O» используются в работе ведущих сервисных геофизических компаний мира, в том числе "Schlumberger" (Франция) и "Halliburton" (США) [3, 4]. Кроме того, создана программа, использующая методы кластеризации [5].

Алгоритмы, применяемые в "OilTemper", апробированы на спектрах ГИРЗ и ГИНР как на модельных, так и на реальных скважинных данных. Методы кластеризации были протестированы на всех типах данных и на различных спектрах. Проведено сравнение методов друг с другом.

**1. Метод «Кросс-плот».** Особый интерес представляет метод «Кросс-плот», который моделирует количественные взаимосвязи трёх параметров: C/O, Ca/Si и пористость — и позволяет приближённо вычислить итоговую нефтенасыщенность пласта на уровне, где были произведены замеры химических индексов и пористости. Кросс-плот строится по результатам модельных работ прибором ИНГК-С в Метрологическом центре ЗСК «ТПГ» на моделях пластов различной пористости, литологии и насыщенности.

Нефтенасыщенность определяется путём сопоставления аналитических параметров, полученных при каротаже скважины, с соответствующими параметрами для моделей пластов. Дополнительно для компенсации влияния неучтённых в кросс-плоте факторов производится калибровка метода — привязка к опорным пластам с известной нефтенасыщенностью.

Относительно метода «Дельта C/O» заметим — это весьма сложный метод, использующий знания физической химии [6]. В результате его применения получаем некоторую геометрическую фигуру в трёхмерном пространстве, представляющую собой «слегка деформированный» кросс-плот, и далее анализируем местоположение точки внутри данной фигуры таким же способом, как и в случае обычного кросс-плота. Результаты оказываются практически идентичными. Чтобы получить опорные точки, для обоих методов необходимы модельные измерения, которые, как правило, проводятся в метрологических центрах. Ввиду громоздкости метод «Дельта C/O» в данной работе не рассматривается.

Методы «Дельта C/O» и «Кросс-плот» имеют ряд недостатков, но, как было отмечено выше, широко применяются благодаря множеству предложенных усовершенствований, использованию различных спектров для расчёта, доступности уникального парка моделей пластов различной пористости, литологии и насыщенности (23 модели в Метрологическом центре ЗСК «ТПГ», г. Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ), притоку научно-технической информации по этой тематике из отечественных и зарубежных источников и т. д.

Также было решено обратиться к методам кластеризации данных, хотя такой подход не типичен для определения нефтенасыщенных пластов и на эту тему существует мало публикаций. Тем не менее первые же эксперименты дали обнадеживающие результаты.

В настоящее время предложен алгоритм и реализована новая версия программы, использующая кластеризацию. Цель программы — выделить продуктивные пласты, т. е. пласты, которые имеют высокую нефтенасыщенность и могут быть выделены экспертами вручную на основе данных радиоактивного каротажа, а задача подсчёта конкретного значения коэффициента нефтенасыщенности в данном случае не ставится.

1.1. *Построение кросс-плота по результатам модельных работ.* Итак, расчёт методом «Кросс-плот» требует в качестве входных данных три аналитических параметра: С/О (по спектру ГИНР), Ca/Si (по спектру ГИРЗ или по спектру ГИНР) и пористость (в процентах).

Для изучения нефтенасыщенности эти параметры наиболее важны. Для нефти характерно большое значение параметра С/О. Параметр Ca/Si характеризует «отношение карбонатности к терригенности». Карбонатные породы — это известняки, терригенные — это песчаники. На практике, как правило, мы имеем смеси этих пород. Важность учёта пористости очевидна. Более пористая порода может вместить в себя больше флюида — смеси нефти и воды, и наоборот.

С математической точки зрения мы работаем в трёхмерном пространстве. Будем откладывать значения Ca/Si на горизонтальной оси  $OX$ , значения С/О на вертикальной оси  $OY$ . Ось  $OZ$ , перпендикулярная плоскости  $OXY$ , будет соответствовать пористости.

По результатам модельных работ для высоких пористостей  $z_{A1}$ ,  $z_{A2}$ ,  $z_{A3}$ ,  $z_{A4}$  порядка 32–35 % получены следующие четыре точки:

$(x_{A1}, y_{A1}, z_{A1})$ ,  $(x_{A2}, y_{A2}, z_{A2})$  — точки, соответствующие водонасыщенным песчанику и известняку;

$(x_{A3}, y_{A3}, z_{A3})$ ,  $(x_{A4}, y_{A4}, z_{A4})$  — точки, соответствующие нефтенасыщенным песчанику и известняку.

Для низких пористостей  $z_{C1}$ ,  $z_{C2}$ ,  $z_{C3}$ ,  $z_{C4}$  порядка 15–18 % получены также четыре точки:

$(x_{C1}, y_{C1}, z_{C1})$ ,  $(x_{C2}, y_{C2}, z_{C2})$  — точки, соответствующие водонасыщенным песчанику и известняку;

$(x_{C3}, y_{C3}, z_{C3})$ ,  $(x_{C4}, y_{C4}, z_{C4})$  — точки, соответствующие нефтенасыщенным песчанику и известняку.

Отметим, что точки, относящиеся к известняку, лежат правее точек, соответствующих песчанику, т. е. для них отношение Ca/Si больше. Точки, относящиеся к нефтенасыщенным образцам, лежат выше точек, соответствующих водонасыщенным образцам, т. е. для них отношение С/О больше.

Соединяя точки отрезками, получим фигуру, изображённую на рис. 1.

1.2. *Вычисление индекса нефтенасыщенности по кросс-плоту.* Предположим, что зафиксирована пористость  $z = p_0$ , также считаем, что  $p_0 \geq 12$  %. Рассмотрим четыре

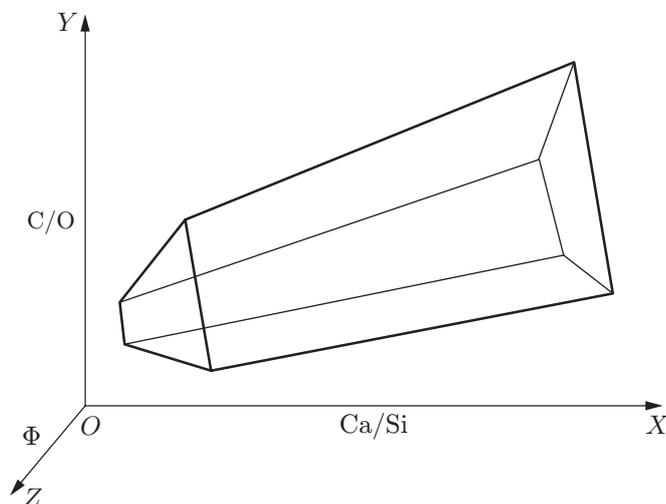


Рис. 1. Кросс-плот для определения нефтенасыщенности

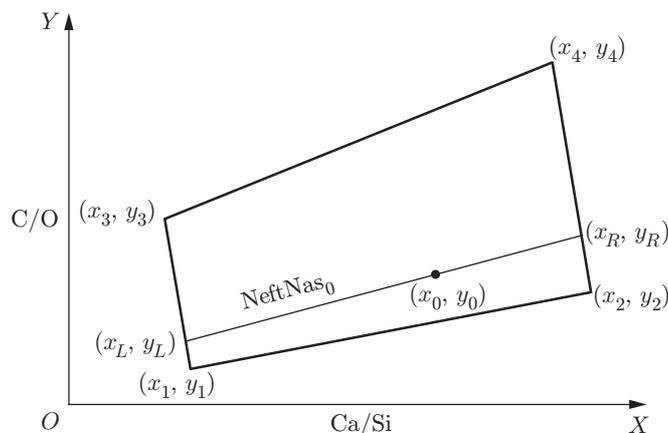


Рис. 2. Кросс-плот, полученный в сечении  $z = p_0$

прямые линии  $L_i$ , проходящие через пары точек  $(x_{Ai}, y_{Ai}, z_{Ai})$  и  $(x_{Ci}, y_{Ci}, z_{Ci})$ . Обозначим  $(x_i, y_i, p_0)$  координаты пересечения прямых с плоскостью, задаваемой уравнением  $z = p_0$ . Соединяя их отрезками, получаем кросс-плот (рис. 2), расположенный в этой плоскости.

Сначала рассмотрим некоторые геометрические соотношения.

Предположим, что  $0 \leq \lambda \leq 1$ . Пусть

$$\begin{aligned} x_L &= (1 - \lambda)x_1 + \lambda x_3; & y_L &= (1 - \lambda)y_1 + \lambda y_3; \\ x_R &= (1 - \lambda)x_2 + \lambda x_4; & y_R &= (1 - \lambda)y_2 + \lambda y_4. \end{aligned} \quad (1)$$

Тогда точка  $(x_L, y_L)$  делит отрезок, соединяющий точки  $(x_1, y_1)$  и  $(x_3, y_3)$ , в пропорции  $\lambda/(1 - \lambda)$ , то же самое справедливо для  $(x_R, y_R)$  и отрезка, соединяющего точки  $(x_2, y_2)$  и  $(x_4, y_4)$ .

Далее переходим к вопросам нефтенасыщенности.

Метод вычисления индекса нефтенасыщенности по кросс-плоту состоит в следующем. Допустим, что в результате измерений получена точка с координатами  $(x_0, y_0, p_0)$ . Рассматриваем плоский кросс-плот в сечении  $z = p_0$ . Далее находим значение  $\lambda$  такое, что точка  $(x_0, y_0)$  лежит на отрезке, соединяющем точки  $(x_L, y_L)$  и  $(x_R, y_R)$ . Полученное значение  $\lambda$  называется индексом нефтенасыщенности (см. рис. 2).

Здесь предполагается, что точка  $(x_0, y_0)$  лежит внутри кросс-плота.

Задача нахождения  $\lambda$  решается численно. Проходим все его значения от нуля до единицы с шагом  $\Delta\lambda = 0,001$ . На каждом шаге вычисляем точки  $(x_L, y_L)$  и  $(x_R, y_R)$ . Ищем значение  $\lambda$ , для которого расстояние  $\rho$  от точки  $(x_0, y_0)$  до прямой, соответствующей данному  $\lambda$ , минимально (рис. 3).

Анализ скважинных данных, полученных альтернативными методами и из литературных источников, убедил специалистов, что величина  $\lambda$  и есть реальный коэффициент нефтенасыщенности. В случае, если в моделях пластов используют, например, спирт или другие жидкости, то тогда возникают вопросы о связи между индексом  $\lambda$  и насыщенностью определённым флюидом. В предлагаемой работе эти вопросы рассматривать не будем.

1.3. Калибровка метода «Кросс-плот» необходима для приведения скважинных данных к данным на моделях пластов, учёта влияния скважинных условий и режимов работы прибора при проведении регистрации — указании приблизительных значений нефтенасыщенности на так называемых опорных пластах.

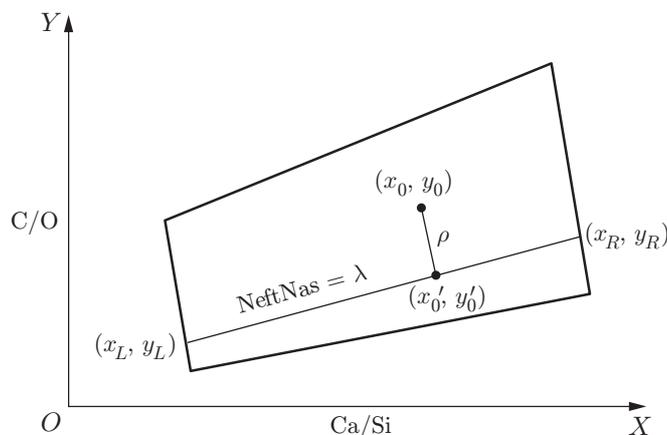


Рис. 3. Итерационный шаг определения  $\lambda$

Мы считаем, что кросс-плот может перемещаться вдоль вертикальной оси C/O и сжиматься (растягиваться).

Оператор выделяет два слоя: с малой нефтенасыщенностью (в идеале водонасыщенный) и с большой нефтенасыщенностью — и указывает их предполагаемую нефтенасыщенность. Из этой информации можно вычислить величину параллельного переноса вдоль вертикальной оси C/O и коэффициент сжатия кросс-плота. Далее мы их используем для обработки всех остальных данных по скважине.

Опишем более подробно алгоритм калибровки.

1.3.1. *Первый этап калибровки — параллельный перенос данных.* На опорных пластах в качестве эталонных значений параметров C/O, Ca/Si и пористости возьмём «точку» — среднее арифметическое точек соответствующих кривых по указанному интервалу глубин опорного пласта. Поясним это более подробно. Измерения в скважине производятся на различных глубинах (в идеальном случае с равномерным шагом 20 см). В выделенном опорном пласте измерения проводятся на нескольких глубинах. Очевидно, что любой параметр целесообразно усреднить по совокупности этих измерений. С другой стороны, каждой глубине в данном случае соответствуют три параметра, т. е. точка в трёхмерном пространстве. Поэтому говорят о среднем арифметическом множества точек. Далее, если мы выбрали некоторый параметр, например C/O, то, очевидно, что он определён не на всех глубинах, а только на тех, где осуществлялись измерения. Но мы можем его линейно интерполировать на другие глубины и тогда переходим к функции от глубины или к кривой. Обычно сначала проводится линейная интерполяция, затем берутся отметки глубины с наперёд заданным равномерным шагом, а потом данные усредняются.

Пусть теперь  $(x_0, y_0, p_0)$  — данные, усреднённые по пласту с малой нефтенасыщенностью. Вычисляем  $(x_1, y_1)$ ,  $(x_2, y_2)$ ,  $(x_3, y_3)$ ,  $(x_4, y_4)$  — координаты углов в плоскости  $z = p_0$ .

Полагаем  $\lambda = \text{NeftNas}_0$  нефтенасыщенностью, заданной оператором, и вычисляем соответствующие точки на левой и правой стороне кросс-плота:

$$\begin{aligned} x^* &= (1 - \lambda)x_1 + \lambda x_3; & y^* &= (1 - \lambda)y_1 + \lambda y_3; \\ x^{**} &= (1 - \lambda)x_2 + \lambda x_4; & y^{**} &= (1 - \lambda)y_2 + \lambda y_4. \end{aligned} \tag{2}$$

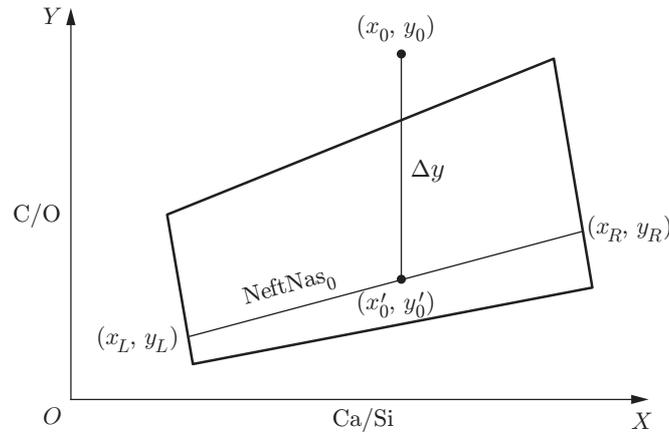


Рис. 4. Калибровка по первому пласту. Вычисление параметра  $\Delta y$

Находим координаты  $(x'_0, y'_0)$ , полагая

$$\begin{cases} x'_0 = x_0, \\ \frac{x'_0 - x^*}{x^{**} - x^*} = \frac{y'_0 - y^*}{y^{**} - y^*} \rightarrow y'_0 = y^* + \frac{(x'_0 - x^*)(y^{**} - y^*)}{x^{**} - x^*}. \end{cases} \quad (3)$$

Таким образом, поправка на координату  $y$ , т. е. на  $C/O$ , равна

$$\Delta y = y'_0 - y_0. \quad (4)$$

Иначе говоря, точка  $(x_0, y_0)$  располагается неверно. Осуществляя параллельный перенос, мы перемещаем её на линию нефтенасыщенности, указанную оператором (рис. 4). Заметим, что параметр  $\Delta y$  никакого отношения не имеет к  $\rho$ . Он характеризует величину строго вертикального параллельного переноса всего кросс-плота как этапа калибровки, а  $\rho$  — вспомогательный параметр, который используется для вычисления  $\lambda$ .

1.3.2. *Второй этап калибровки — сжатие/растяжение кросс-плота.* В нашем распоряжении имеются следующие данные:

$kn_0, kn_1$  — заданные оператором коэффициенты малой и большой нефтенасыщенности двух пластов, называемых опорными;

$kn_{Calc}$  — вычисленный коэффициент большой нефтенасыщенности пласта (по методике из п. 1.2 с учётом параллельного переноса из п. 1.3.1).

Обозначим

$$\delta = kn_1 - kn_0, \quad (5)$$

$$\Delta = kn_{Calc} - kn_0. \quad (6)$$

Очевидно, что

$$kn_1 = kn_0 + \Delta(\delta/\Delta), \quad (7)$$

или

$$kn_1 = kn_0 + (kn_{Calc} - kn_0)k, \quad (8)$$

где  $k = \delta/\Delta$ . Используя опорные пласты, вычисляем величину  $k$  — это и есть искомый

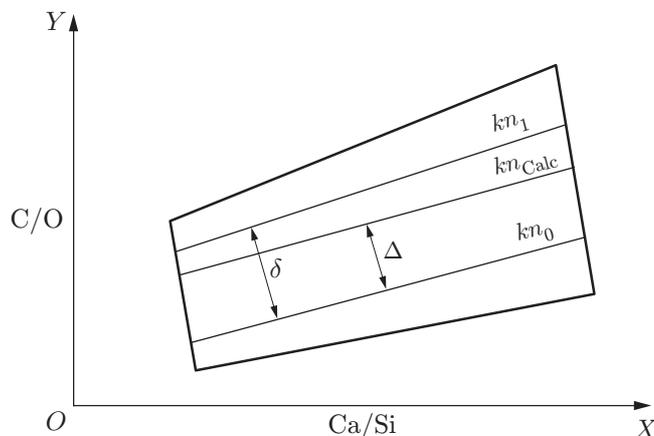


Рис. 5. Калибровка по второму пласту. Вычисление параметра  $k = \delta/\Delta$

коэффициент сжатия. Далее, для каждой конкретной глубины пересчитываем значение коэффициента нефтенасыщенности с учётом (8):

$$kn_{\text{Corr}} = kn_0 + (kn_{\text{Calc}} - kn_0)k. \quad (9)$$

При сжатии опорный пласт займёт положенное место (рис. 5). Из формулы (9) видно, что в действительности мы имеем аффинное преобразование. Отметим, что на практике, как правило, встречается именно сжатие. Типичная ситуация следующая: расчёт показывает нефтенасыщенность 70 %, но после выработки пласта реальная нефтенасыщенность оказалась 40 %. Мы можем знать это из каких-то источников, например образца жидкости, поднятой на поверхность из скважины. Таким образом, нам надо сжать кросс-плот, чтобы линию, соответствующую 70 %, переместить на линию в 40 %. Ситуация, когда имеет место растяжение, тоже возможна. С этим можно столкнуться в случае, когда породы в скважине очень сильно отличаются от пород, используемых в метрологическом центре при задании опорных (угловых) точек кросс-плота. (Авторам предлагаемой работы такие ситуации не встречались.)

1.3.3. *Коррекция угла поворота кросс-плота.* Специальные программы, позволяющие увидеть точки в трёхмерном пространстве, показали, что кросс-плот может поворачиваться. С одновременным ростом карбонатности и нефтенасыщенности правая сторона кросс-плота резко поднимается вверх. Необходимо корректно выставить «линию воды» или в трёхмерном пространстве (с учётом ещё и пористости) «плоскость воды». В этом случае методика из п. 1.3.1 не работает и был предложен соответствующий метод.

Если сформулировать коротко, здесь определяется так называемое главное направление ориентации фигуры, образованной множеством точек. А именно находится прямая, проходящая через центр тяжести и точку, наименее удалённую в среднеквадратичном смысле от этих точек. Известно, что для этого можно использовать функцию Лагранжа. Задача сводится к нахождению собственных векторов матрицы размера  $3 \times 3$ , которые и будут задавать главные направления. Одно из них (обозначим его  $v^{(1)}$ ) определит линию, параллельную линии воды.

Если дополнительно взять точку  $P^0$ , то можно найти вектор линии воды, который проходит через эту точку и имеет направление  $v^{(1)}$ . Линия воды в идеале должна принадлежать плоскости воды кросс-плота, чего мы и пытаемся добиться калибровкой. Угол поворота кросс-плота в программе находится автоматически, также возможно изменение угла наклона кросс-плота оператором вручную.

**2. Кластеризация.** Заметим, что метод «Кросс-плот» даёт достаточно хорошие результаты не на всех реальных скважинных данных. Сам метод и способы его применения нуждаются в дальнейшей доработке. Несмотря на это он представляет интерес. Можно локально использовать калибровки метода по данным на отдельных отрезках глубин, а не по скважине в целом. Так как обычно полезные ископаемые залегают пластами, то было решено применить кластерный анализ [7]. Такой способ интерпретации является нетипичным в этой области, и публикаций о нём мало. Авторами использовались наименее трудоёмкие, однако адекватные поставленной задаче алгоритмы кластеризации, которые сразу показали обнадеживающие результаты, достаточно хорошо разделяя границы пластов. Кластеризация производится в четырёхмерном пространстве: C/O, Ca/Si, пористость и глубина. Данные разбиваются на кластеры, которые затем определённым образом отображаются в цветное пространство. Для такого разбиения применялись модификации метода ближайших соседей и метода Варда.

2.1. *Метод ближайших соседей.* Расстояние между двумя кластерами определяется расстоянием между двумя наиболее близкими объектами (ближайшими соседями) в различных кластерах.

Корректируя евклидову метрику, сделаем возможным выделение важных и менее важных признаков (в нашем случае значения C/O, Ca/Si, пористости и глубины являются признаками, характеризующими точку).

Предположим, что задан вектор весовых коэффициентов

$$\alpha = (\alpha_1, \dots, \alpha_n), \quad \alpha_i \geq 0. \quad (10)$$

Вводим метрику

$$\mu(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \alpha_i (x_i - y_i)^2}.$$

Если  $\alpha_1 = \dots = \alpha_n = 1 \rightarrow \mu = \rho$ , метрика совпадает с евклидовой.

На практике авторы в основном использовали евклидову метрику. Возможность изменять весовые коэффициенты вынесена в настройки программы, но детально этот вопрос не изучался.

2.2. *Метод Варда* применяет методы дисперсионного анализа для оценки расстояний между кластерами. Он минимизирует некоторую сумму квадратов расстояний. Более точно: в качестве расстояния между кластерами берётся прирост суммы квадратов расстояний от объектов до центров кластеров, получаемый в результате их объединения. Метод стремится создавать кластеры малого размера.

**3. Программная реализация.** 3.1. *Программа "OilTemper"* предназначена для расчёта коэффициента нефтенасыщенности по данным углеродно-кислородного каротажа. Программное обеспечение обладает общепринятым для геофизического инструмента пользовательским интерфейсом и позволяет использовать стандартные геофизические форматы обмена данными. В программе реализованы два метода расчёта нефтенасыщенности: «Кросс-плот» и «Дельта C/O» (рис. 6).

3.2. *Программа "Clustering"*. Приложение создано на основе "OilTemper". Информация для него загружается в геофизическом формате LAS из программы «Анализатор спектров» или других аналогичных программ. Для тестирования использовались реальные данные со скважин. Кластеризация производится методом ближайших соседей, а также методом Варда. Кластеры отображаются в цветное пространство — визуально выделяются нефтенасыщенные пласты (рис. 7).

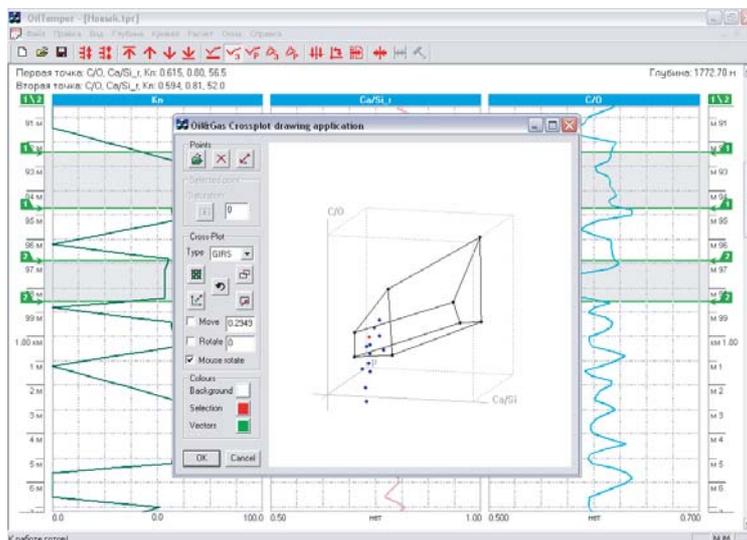


Рис. 6. Главное окно программы "OilTemper"

3.3. *Тестирование.* Сравнение результатов работы программы и планшетов, полученных в интерпретационном центре по нескольким скважинам, показало, что программа достаточно хорошо выделяет нефтенасыщенные пласты.

Результаты тестирования следующие. На пяти скважинах программа практически идеально выделила пласты. На одной из скважин имеется определённое (десятки сантиметров) расхождение по глубинам. Для другой было выявлено, что на приложенном планшете информация отражена некорректно. В то же время, если проанализировать приложенные числовые файлы, в том числе содержащие данные по коэффициенту нефтенасыщенности, то видно, что программа выдала корректные результаты.

Проведено сравнение результатов, полученных двумя методами кластеризации: методом ближайших соседей и методом Варда, которые эффективны при разбиении отрезка глубин на большое количество кластеров. Метод Варда даёт лучшие результаты при числе кластеров меньше 150.

На практике вполне достаточно 150 кластеров. Например, на рис. 8 видно около 20

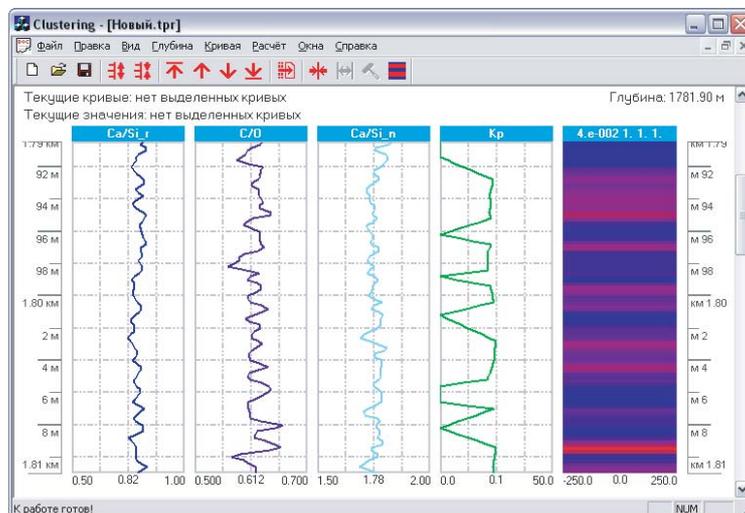


Рис. 7. Окно программы "Clustering"



чётко выраженных слоёв. Можно считать, что около каждого толстого слоя имеются 2–3 очень тонкие прослойки. Визуально это выглядит как переход одного цвета в другой. В итоге получаем всего 60–80 слоёв. Всё определяется реальной геофизикой, и много кластеров рассматривать нецелесообразно. Ставились эксперименты с большим числом кластеров (порядка 500), но качественную картину получаем примерно ту же самую.

На рисунке показано тестирование на реальных скважинных данных. Результаты, полученные методом кластеризации (а именно, методом ближайших соседей) с помощью нашей программы (справа), сравниваются с данными на планшете, полученными специалистами интерпретационного центра ЗСК «ТПГ» на основе комплекса альтернативных способов (слева). Отображение в цветовое пространство произведено таким образом, что пласты, более насыщенные нефтью, выделяются тёмно-красным цветом. Визуально можно видеть хорошее соответствие выделенных нефтенасыщенных пластов.

**4. Обсуждение результатов.** Основная задача предлагаемой работы — определение коэффициента нефтенасыщенности. Решить задачу удалось частично. Кроме этого возникли другие задачи, сопряжённые с поставленной. Полученные результаты и перспективы кратко сформулированы далее.

1. Предложены и испытаны четыре метода расчёта коэффициента нефтенасыщенности: по спектрам ГИРЗ и ГИНР с помощью метода «Кросс-плот» и по спектрам ГИРЗ и ГИНР методом «Дельта С/О». Апробация на 12 моделях пластов Метрологического центра прошла успешно — расчётные коэффициенты нефтенасыщенности по этим методам согласуются с истинным значением в пределах погрешности измерений. Проверка методов расчёта на ряде скважин Западной Сибири позволяет сделать вывод, что метод «Кросс-плот» с использованием аналитических параметров по спектру ГИРЗ даёт результаты, наиболее близкие к реальным. Заслуживают также внимания расчёты методом «Дельта С/О» по спектру ГИНР.

2. Различие данных на моделях и в скважинах состоит в следующем. Вследствие литологии, обсадной колонны и других причин точки, соответствующие измерениям, смещаются в пространстве С/О, Са/Si, также можно считать, что смещается или даже деформируется кросс-плот. Усовершенствование методов «Дельта С/О» и «Кросс-плот» состояло в том, что мы предложили осуществлять калибровку по двум пластам, а не по одному, как это общепринято. Сейчас мы считаем, что кросс-плот может перемещаться вдоль вертикальной оси С/О и сжиматься (растягиваться). Оператор выделяет два слоя: с малой и с большой нефтенасыщенностью — и указывает их предполагаемую нефтенасыщенность (например, 0 и 50 %). Из этих данных программа вычисляет величину параллельного переноса вдоль вертикальной оси С/О и коэффициент сжатия кросс-плота. Далее мы используем их для обработки всех остальных данных по скважине. Калибровка по двум пластам была распространена и на метод «Дельта С/О».

3. Существуют скважины, имеющие очень плохую структуру. В них встречаются слои, относящиеся к существенно разным геологическим эпохам. Строение слоёв может быть нарушено сейсмическими событиями. Поэтому работы по совершенствованию методов «Дельта С/О» и «Кросс-плот» были продолжены. Специальная программа, позволяющая увидеть точки в трёхмерном пространстве, показала, что кросс-плот может поворачиваться в пространстве. С одновременным ростом карбонатности и нефтенасыщенности правая сторона кросс-плота резко поднимается вверх. В этом случае необходимо корректно выставить линию воды или в трёхмерном пространстве плоскость воды, т. е. учесть ориентацию кросс-плота в пространстве.

4. Однако попытка учесть ориентацию, а также разного рода эвристики, используемые в настоящее время интерпретаторами, обрабатывающими скважинные данные, не привели к успеху. Именно поэтому для «плохих» скважин решено применять методы кластеризации. Ещё раз отметим, что использование кластеризации является нетипичным в

данной области и для алгоритмов кластеризации уже не ставится задача определить коэффициент нефтенасыщенности, а хотя бы выделить нефтенасыщенные пласты не хуже, чем делают эксперты. Полезность такого рода алгоритмов и программ очевидна: частично исключить человеческий фактор, т. е. понизить субъективность при принятии решений, и ускорить обработку данных. Попытка применить методы кластеризации данных оказалась успешной.

5. Далее была поставлена новая задача. В результате проведения радиоактивного каротажа получается большое количество аналитических параметров, которые в настоящее время слабо вовлечены в процесс интерпретации данных. Например, кроме вышеупомянутых элементов С, О, Са, Si определяются также интерпретационные химические индексы (монотонно зависящие от концентраций), соответствующие множеству других элементов: Н, В, К, Cl, Fe, U, Th и пр. В математическом плане интерпретационные химические индексы представляют собой интегралы по некоторым окнам, расположенным вблизи фотопиков элементов на разных энергетических спектрах. В силу наличия в скважинах разного рода глин, переноса водой солей, а также других факторов, которые сильно искажают результаты измерений, невозможно говорить даже о прямой пропорциональной зависимости между ними и концентрациями элементов. Но, как отмечено выше, можно говорить о монотонной зависимости между ними. Для того чтобы кластеризовать эти данные, авторами предполагается использовать метод Мучника [8], названный им «Лингвистический анализ экспериментальных кривых». Этот метод позволяет анализировать очень сложные кривые, и мы надеемся на его основе создать новые алгоритмы анализа каротажных данных. Задача кластеризации химических интерпретационных индексов — это, действительно, новая задача. Она может быть полезной для построения литологического расслоения, т. е. определения пород, составляющих пласты. В программе «Анализатор спектров» имеется некоторая компонента для построения литологического расслоения на основе данных одного из видов радиоактивного каротажа, а именно гамма-спектроскопии. Очень важно, что решение задачи кластеризации позволяет в разумных пределах уменьшить поток информации, с которым работают интерпретаторы, и сделать её более наглядной.

**Заключение.** Определение коэффициента нефтенасыщенности в зависимости от глубины является весьма сложной задачей. Все существующие в настоящее время алгоритмы недостаточно корректны, поэтому естественно, что исследования данного вопроса продолжаются.

Отметим положительное из того, что удалось достигнуть.

Тестирование производилось на достоверных скважинных данных, что повышает его ценность в отличие от простого сравнения результатов, полученных с помощью различных программ.

Введение калибровки по двум пластам, а не по одному, как общепринято, позволило улучшить качество расчётов. С другой стороны, предложенные авторами алгоритмы могут существенно уступать алгоритмам, которые вовлекают в обработку данные других видов каротажа. Например, могут использоваться данные ядерного магнитного каротажа, хотя для этого требуется более сложное и дорогостоящее оборудование. Именно по такому пути идут сейчас некоторые зарубежные компании.

Методы кластеризации позволяют существенно расширить возможности исследования скважин. В случаях, когда мы можем вычислить коэффициент нефтенасыщенности, методы кластеризации тоже работают корректно, но в их использовании нет необходимости. Важным является то, что методы кластеризации позволяют выделять нефтенасыщенные пласты даже тогда, когда мы не можем вычислить точные значения коэффициентов нефтенасыщенности.

Имеются ещё некоторые нюансы, например как отличить «плохую» скважину от «хорошей». Достаточно визуализировать данные в трёхмерном пространстве, и эксперт легко

сможет это сделать.

По поводу кластеризации других аналитических параметров, а именно интерпретационных химических индексов для Н, В, К, Сl, Fe, U, Th, . . ., можно отметить, что работа в настоящее время ведётся, уже имеются интересные результаты и задача вызывает определённый интерес у практиков.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Винокуров А. А., Ильин И. В., Мурзин Ф. А., Семич Д. Ф.** Расчет коэффициента нефтенасыщенности по данным, полученным аппаратурой ИНГК-С-95 ЗСК «Тюменьпром-геофизика» // Каротажник. 2004. № 12–13 (125–126). С. 41–46.
2. **Поплевина Н. В.** Визуализация данных радиоактивного каротажа и расчет коэффициента нефтенасыщенности методом «Кросс-плот» // Конференция-конкурс «Технологии Microsoft в теории и практике программирования». Новосибирск: НГУ, 2007. С. 226–227.
3. **Xu J., Zhang Z.** Improved carbon/oxygen log interpretation techniques under variable formation water salinity: Tech. Rep. of Shengli Well Logging Co., China, December 1999. 12 p.
4. **Jacobson L. A., Ethridge R., Simpson G.** A new small-diameter, high-performance reservoir monitoring tool // SPWLA 39th Annual Logging Symp., 1998. 14 p.
5. **Поплевина Н. В.** Визуализация данных радиоактивного каротажа и выделение насыщенных пластов на основе кластеризации // Конференция-конкурс «Технологии Microsoft в теории и практике программирования». Новосибирск: НГУ, 2008. С. 160–163.
6. **Morris F., Grau J., Hemingway J. et al.** Introduction of enhanced carbon-oxygen logging for multi-well reservoir evaluation // SPWLA 40th Annual Logging Symp., 1999. 14 p.
7. **Мандель И. Д.** Кластерный анализ. М.: Финансы и статистика, 1988. 186 с.
8. **Моттль В. В., Мучник И. Б.** Лингвистический анализ экспериментальных кривых // ТИИЭР. 1979. **67**, № 5. С. 12–39.

*Поступила в редакцию 9 апреля 2009 г.*

---