



МЕТОДЫ СЖАТИЯ ДАННЫХ ПРИБОРА КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ МЕТОДОМ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

М.Н. Никитенко¹, А.П. Мосин²

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,

630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

²ROGII, 16000 Park Ten Place, Houston, TX 77084, USA,

e-mail: NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

В приборе индукционного каротажа в процессе бурения методом переходных процессов кривая становления записывается на множестве времен. Передача данных для последующей интерпретации осуществляется по пульсатору гидроканала, причем количество передаваемой информации ограничено. Необходимым элементом обработки является сжатие данных. Важно установить, какие параметры и какое их количество необходимы для описания кривой э.д.с., и передавать на поверхность именно значимые параметры, которые позволяют восстановить записанную кривую с заданной точностью. В работе предложены простые и быстрые способы сжатия данных, основанные на сплайн-аппроксимации сигнала и использовании ортогонального базиса в пространстве измерений для описания каждого сигнала линейной комбинацией векторов из этого базиса. Проанализированы формы кривых становления, рассмотрены различные компоненты магнитного поля. Численными результатами установлено сколько параметров требуется для описания и восстановления сигнала глубинного электромагнитного зонда.

Каротаж в процессе бурения, метод переходных процессов, сжатие данных, метод сплайн-аппроксимации, метод собственных значений

METHODS OF TRANSIENT EM DATA COMPRESSION

M.N. Nikitenko¹, A.P. Mosin²

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptuyg Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

²ROGII, 16000 Park Ten Place, Houston, TX 77084, USA,

e-mail: NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

A transient electromagnetic signal is recorded in an earth formation while drilling at multiple times. Data for subsequent interpretation is transmitted via a hydrochannel with a narrow bandwidth, for that reason the amount of transmitted information is limited. Therefore, data compression is an indispensable element of processing. It is important to determine what parameters and how many of them are necessary to describe the measured EMF curve. The idea is to transfer to the surface only significant parameters allowing to restore the recorded curve with a given accuracy. The paper proposes simple and fast data compression methods based on the spline approximation of the signal. Also, an orthogonal basis in the measurement space is used to describe each signal by a linear combination of vectors from this basis. We analyze transient curves and consider various magnetic field components. Numerical experiments show how many parameters are required to describe and reconstruct the signal of a deep-reading electromagnetic tool.

Logging while drilling, transient electromagnetic method, data compression, spline approximation method, eigenvalue method

ВВЕДЕНИЕ

Метод переходных процессов (МПП) широко используется в наземной электроразведке, но в каротажных зондированиях не получил распространения, несмотря на видимые преимущества по сравнению с традиционно используемыми частотными измерениями, такими как отсутствие в измеряемом сигнале прямого поля, возможность использования различных токовых импульсов в зависимости от решаемой задачи, регистрация э.д.с. на широком временном интервале, обеспечивающая зонду необходимую глубинность, представление сигнала в виде непрерывной кривой. Известны отечественные разработки инструмента индукционного каротажа МПП, выполненные в Институте геофизики УрО РАН [Ратушняк, Теплухин, 2017], а также зарубежные исследования по созданию прибора каротажа в процессе бурения, которые велись в компании Baker Hughes [Tabarovsky et al., 1996; Seydoux et al., 2003; Bespalov et al., 2006; Dutta et al., 2012; Itskovich, Nikitenko, 2017; Itskovich, 2018; Itskovich et al., 2018].

Важным вопросом при использовании прибора индукционного каротажа МПП в процессе бурения является сжатие данных для передачи по пульсатору гидроканала. Обычно кривая становления записывается на тысячах времен с арифметическим шагом, и такая детальность регистрации является избыточной. Необходимо установить, сколько каких параметров требуется для описания кривой э.д.с., и передавать на поверхность для интерпретации данных именно значимые параметры с последующей «распаковкой» для использования в инверсионной процедуре. Известно множество способов сжатия каротажных данных. Часть из них состоит в аппроксимации сигналов базисными функциями [Hamdan et al., 2010; Hsu, Pop, 2010], применении вейвлет-преобразования и нейронных сетей [Bernasconi et al., 1999; Guan, Du, 2004; Булаев, Мунасыпов, 2008]. Используются также оконное преобразование Фурье и дискретное косинус-преобразование [Li et al., 2002]. Разработаны методы сжатия данных, основанные на дифференциальной импульсной модуляции, в том числе для передачи данных во время бурения [Kisra, Valero, 2006; Zhang et al., 2010]. Однако некоторые из этих подходов обладают относительно высокой ресурсоемкостью вычислений. В настоящей работе предложены простые и быстрые способы решения указанной задачи, применимые к различным трансформациям сигнала, основанные на сплайн-аппроксимации сигнала и использовании ортогонального базиса в пространстве измерений для описания каждого сигнала линейной комбинацией векторов из этого базиса [Nikitenko et al., 2017]. Численные результаты показывают, что совершенно разные способы сжатия данных требуют примерно одинаковое количество параметров, чтобы описать и восстановить сигнал.

МЕТОД СПЛАЙН-АППРОКСИМАЦИИ

Пусть временной интервал и времена регистрации сигналов фиксированы. Это значит, что нет необходимости передавать временные отсчеты. Также считается, что выполнена предварительная обработка (фильтрация, сглаживание) и случайный шум в данных отсутствует.

Анализ поведения сигнала МПП в зависимости от времени показывает, что существуют различные типы сигналов: монотонные, немонотонные без смены знака, меняющие знак один, два или три раза. Общей особенностью сигналов является то, что, начиная с некоторого времени, они затухают как степенные функции. Все вышеперечисленное должно учитываться при выборе типа сплайна для аппроксимации сигнала, а также трансформации сигнала для улучшения качества аппроксимации.

Прежде всего, используется трансформация сигнала, которая сохраняет его знак и состоит в умножении на подходящую степень времени. Если бы трансформация меняла знак сигнала (например,

логарифм или степенная функция абсолютного значения), то в местах смены знака появилась бы сингулярность. Это привело бы к необходимости введения дополнительных условий в области сингулярности и увеличило бы количество параметров, описывающих функцию сигнала.

Учитывая вышесказанное, для аппроксимации сигналов были выбраны кубические сплайны [Loran, 1975]. Для построения сплайна необходимо знать значения сигналов в выбранных узлах сетки времен, а также оценку производных на краях временного интервала. Производные вычисляются численно по трем точкам. Интерполяционный кубический сплайн есть кубическая функция на отрезке между узлами и имеет непрерывную вторую производную в узлах. Чтобы избежать передачи значений узлов, тем самым сокращая число параметров, описывающих сигнал, узлы выбираются из времен записи сигнала и распределяются геометрически равномерно. В случае двух узлов имеется один интервал и четыре параметра для передачи на поверхность: значения трансформации сигнала и ее производные в первой и последней точке (в действительности, в этом случае производные совпадают). В случае трех узлов число передаваемых параметров равно пяти и так далее. Для всех наборов узлов их значения известны заранее, в зависимости от числа узлов.

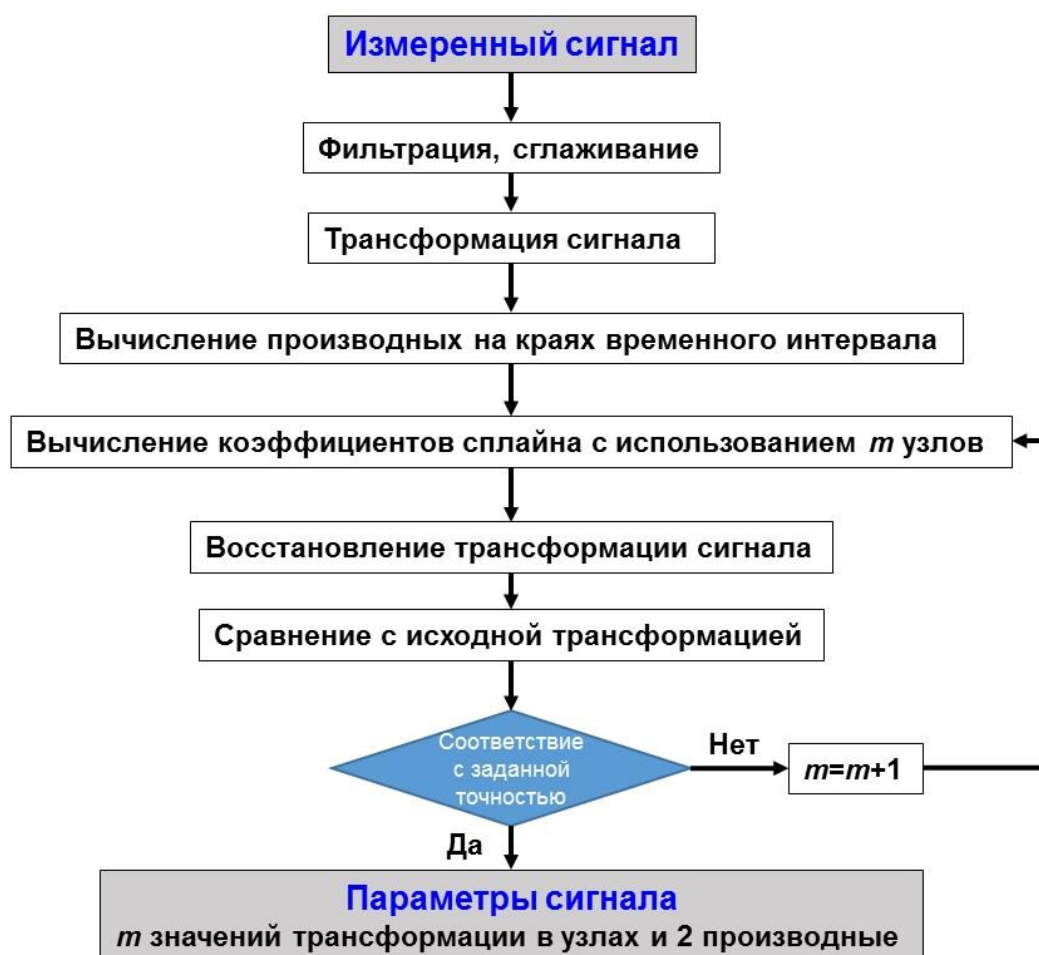


Рис. 1. Блок-схема метода сплайн-аппроксимации

Чтобы определить параметры для реконструкции сигнала с заданной точностью, используется следующая итерационная схема:

1. После препроцессинга вычисляется трансформация сигнала $F_j = F(t_j)$, $j = 1, n$, где n – число времен.

2. Численно по трем точкам вычисляются производные по времени $\frac{\partial F}{\partial t}(t_1), \frac{\partial F}{\partial t}(t_n)$.
3. Временной интервал $[t_1, t_n]$ делится на $m-1$ подынтервалов, $m = 1, M$, где M – пороговое значение для количества узлов ($M \leq n$). Если времена возрастают геометрически и $M \ll n$, узлы $u_i, i = 1, m$ определяются следующим образом: $u_i = t_j, j = \frac{n}{m-1} \cdot (i-1) + 1, i = 1, m-1; u_m = t_n$.
4. Для выбранных узлов $u_i, i = 1, m$ и вычисленных производных определяются коэффициенты сплайна.
5. С помощью коэффициентов сплайна восстанавливаются значения трансформации сигнала $R_j = R(t_j), j = 1, n$.
6. Вычисляется среднеквадратическое отклонение $\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left(\frac{F_j - R_j}{F_j \cdot w_j} \right)^2} \cdot 100 \%$, где w_j – веса.
7. Если Δ не превышает порогового значения, то параметры для реконструкции сигнала (значения трансформации сигнала в узлах и производные) считаются найденными. В противном случае число узлов увеличивается на 1 и пп. 3–6 повторяются.

Блок-схема метода изображена на рис. 1. После передачи параметров на поверхность исходный сигнал вычисляется с помощью пп. 4, 5 и обратной трансформации.

МЕТОД СОБСТВЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ

Прежде всего необходимо выбрать класс моделей для интерпретации сигналов. Могут рассматриваться одномерные цилиндрически-слоистые, горизонтально-слоистые или более сложные модели в зависимости от той задачи, которую предполагается решать, используя измерения каротажа МПП. После выбора класса моделей необходимо провести масштабные вычисления сигналов для представительной серии моделей, характеризующимися разнообразными наборами электрофизических параметров. В результате вычислений получается пространство данных (сигналов). По сути это пространство представляет собой n -мерное векторное пространство, где n – число времен. Далее делается предположение, что любой измеренный сигнал принадлежит этому пространству.

Для каждого векторного пространства может быть построен ортогональный базис, после чего каждый сигнал векторного пространства записывается в виде линейной комбинации базисных векторов. Число слагаемых в линейном представлении зависит от его требуемой точности. Параметры, которые описывают сигнал, – это коэффициенты линейной комбинации или собственные значения. Именно они и передаются на поверхность.

Чтобы определить параметры для реконструкции сигнала с заданной точностью, используется следующая итерационная схема:

1. Вычисляются синтетические сигналы $S_{ij} = S_i(t_j), i = 1, l; j = 1, n$ для представительного набора электрофизических параметров в выбранном классе геоэлектрических моделей (l – число моделей).
2. Строится ортогональный базис $\hat{V}$ или базис собственных векторов для матрицы $\hat{S}$ с помощью SVD-метода: $\hat{S}^T \hat{S} \cdot \hat{V} = \hat{V} \cdot \hat{\Lambda}$, где $\hat{\Lambda}$ – диагональная матрица базисных собственных значений. Если $\hat{\Lambda}$ содержит нулевые собственные значения, то ранг матрицы $\hat{S}$ равен числу ненулевых собственных значений.
3. После препроцессинга вычисляется трансформация сигнала $F_j = F(t_j), j = 1, n$.

4. Определяются коэффициенты $\vec{X}$ для реконструкции $\vec{F}$ с помощью формулы $\vec{X} = \hat{M}^{-1} \cdot \hat{V}^T \cdot F$, где $\hat{M}^2 = \hat{\Lambda}$. На первом шаге предполагается, что сигнал может быть восстановлен с помощью одного собственного вектора, соответствующего максимальному собственному значению.
5. Восстанавливается трансформация $R_j = R(t_j)$, $j = 1, n$ по формуле $\vec{F} = \hat{V} \cdot \hat{M} \cdot \vec{X}$.
6. Вычисляется среднеквадратическое отклонение $\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left(\frac{F_j - R_j}{F_j \cdot w_j} \right)^2} \cdot 100 \%$, где w_j – веса.
7. Если Δ не превышает порогового значения, то параметры для реконструкции сигнала (коэффициенты $\vec{X}$) считаются найденными. В противном случае размерность подпространства базисных собственных векторов увеличивается на 1 и пп. 4–6 повторяются.

Следует отметить, что пп. 1, 2 выполняются заранее и матрицы $\hat{V}$ и $\hat{M}$ хранятся в памяти.

Блок-схема метода изображена на рис. 2.

После передачи параметров на поверхность исходный сигнал вычисляется с помощью п. 5 и обратной трансформации.



Рис. 2. Блок-схема метода собственных значений

КОМБИНАЦИЯ МЕТОДОВ

Смысл комбинации методов состоит в выборе того метода, который дает меньше параметров для восстановления конкретного сигнала. Определяется число параметров для каждого метода и передается меньшее. Структура параметров позволяет определить, какой из методов был использован.

ЧИСЛЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Для иллюстрации возможностей методов сжатия данных рассматривается горизонтально-слоистая модель среды, изображенная на рис. 3. Выбор данной модели обусловлен решаемыми задачами: геонавигацией с оценкой сопротивлений пластов.

Параметры модели среды:

- Сопротивления Rt_1 , Rt_2 , Rt_3 – от 1 до 100 Ом·м. $Rt_i \neq Rt_{i+1}$.
- Мощность пласта H – от 1 до 30 м.

Система измерений:

- Двухкатушечный зонд; расстояние между источником Т и приемником R – 5 м.
- Импульс тока в генераторной катушке соответствует выключению, момент катушки $1 \text{ А} \cdot \text{м}^2$.
- В приемной катушке измеряется э.д.с., момент – 1 м^2 .
- Измеряются все компоненты поля (моменты генераторной и приемной катушек ориентированы вдоль координатных осей в системе координат прибора): XX , XY , XZ , YX , YY , YZ , ZX , ZY и ZZ .
- Сигнал регистрируется на 200 временных отсчетах с геометрическим шагом от 5 мкс до 0.5 мс.
- Расстояние от источника до центра пласта D2C – от 0 до 32 м.
- Углы наклона и вращения θ и ϕ – от 0 to 90° .

Множества сигналов, рассчитанные для указанных моделей, совпадают для:

- XX и YY компонент (число моделей – 78400);
- XY и YX компонент (число моделей – 57600);
- XZ и YZ компонент (число моделей – 67200);
- ZX и ZY компонент (число моделей – 67200).

Для ZZ компоненты число моделей – 11200.

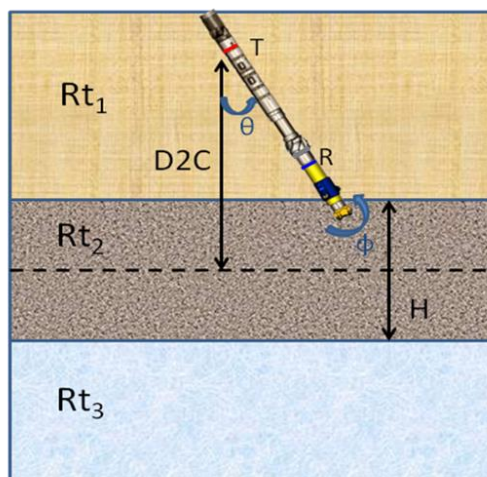


Рис. 3. Модель среды и расположение зонда

В среднем на выбранном временном интервале сигнал затухает как $1/t^2$, поэтому использована следующая трансформация:

$$F_j = G(t_j) \cdot t_j^2, j = 1, n, \quad n = 200, \text{ где } G(t_j) - \text{измеренный и обработанный сигнал. Требуемая точность к}$$

восстановлению сигналов – 0.5 %: полученное соответствие исходной и восстановленной трансформации

сигнала считается хорошим, если $\Delta \leq 0.5 \%$. Веса определяются следующим образом. Начальные значения $w_j = 1, j = 1, n$. Но вблизи перехода кривой через ноль веса возрастают по следующему закону.

Если $F_{i-1} \cdot F_i < 0$, то $w_{i-2} = \frac{F_{i-3}}{F_{i-2}}, w_{i-1} = \frac{F_{i-3}}{F_{i-1}}, w_i = \frac{F_{i+2}}{F_i}, w_{i+1} = \frac{F_{i+2}}{F_{i+1}}$.

Были произведены расчеты трансформаций сигналов для указанных выше моделей и для этих кривых оценены возможности методов сжатия данных.

Для метода собственных значений также необходимо сконструировать ортогональный базис. Параметры модели для построения базиса выбираются так, чтобы они не совпадали с параметрами модели для построения тестируемых сигналов, кроме того число моделей будет меньше примерно в 10 раз. Таким образом, базис будет построен в том же классе моделей, но для других параметров.

Отмечается, что класс трехслойных моделей может быть достаточным для описания сигналов в среде с произвольным числом границ. Серия численных экспериментов показала, что сигналы, рассчитанные в четырех-, пяти- и шестислойных моделях были восстановлены с тем же количеством параметров, что и сигналы в трехслойных моделях.

Следующие гистограммы (рис. 4–8) показывают, как много сигналов в процентном отношении могут быть восстановлены с помощью k параметров с точностью 0.5 %. Максимальное количество параметров было равно 23, а минимальное – 3. Большинство сигналов восстанавливается посредством 6–11 параметров. Таким образом сигналы на 200 временных отсчетах – сильно избыточная информация (напомним, что в реальных измерениях их количество может быть на порядок больше).

Красные гистограммы соответствуют методу сплайн-аппроксимации, зеленые – методу собственных значений, а синие – комбинации методов. Среднее число параметров вычислялось по формуле $N = \frac{\sum_{i=1}^{23} i \cdot q_i}{\sum_{i=1}^{23} q_i}$, где q_i – число сигналов, которые были восстановлены с помощью i параметров.

В табл. 1 приведены значения N для различных методов и компонент.

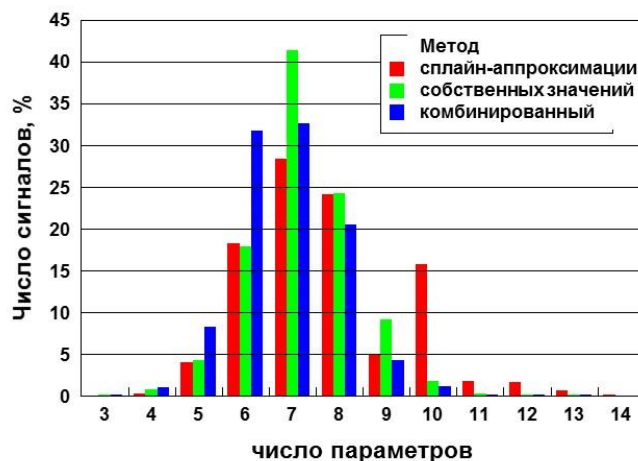


Рис. 4. Количество сигналов для XX и YY компонент поля, восстановленных с помощью 3–14 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 26 % сигналов, метод собственных значений – для 52 % сигналов. Для 22 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

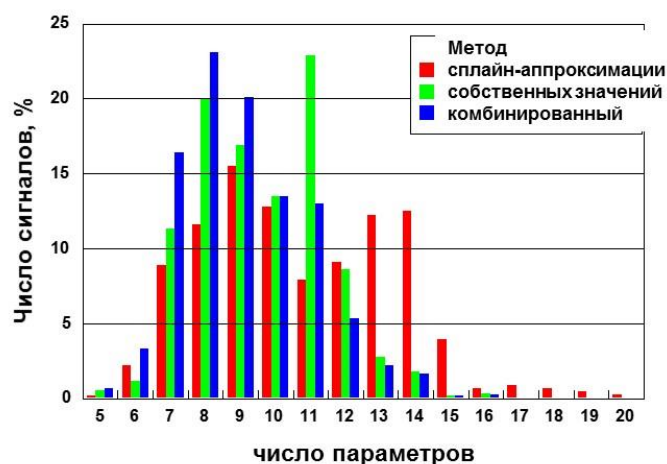


Рис. 5. Количество сигналов для XY и YX компонент поля, восстановленных с помощью 5–20 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 26 % сигналов, метод собственных значений – для 61 % сигналов. Для 13 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

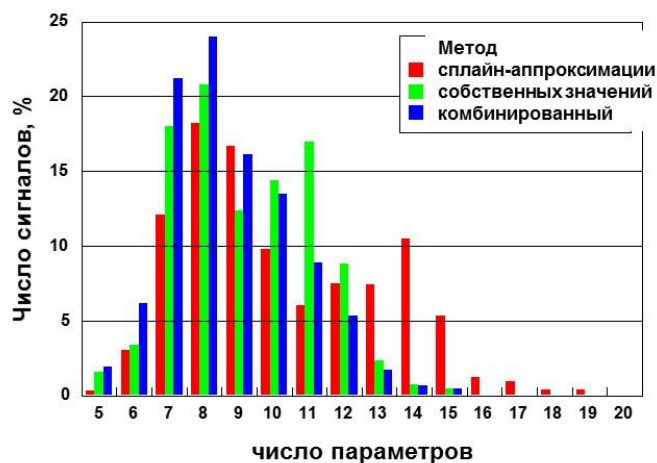


Рис. 6. Количество сигналов для XZ и YZ компонент поля, восстановленных с помощью 5–20 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 25 % сигналов, метод собственных значений – для 59 % сигналов. Для 16 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

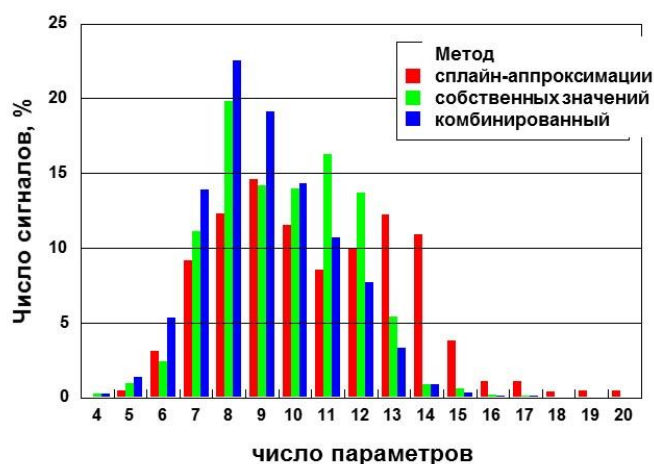


Рис. 7. Количество сигналов для ZX и ZY компонент поля, восстановленных с помощью 4–20 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 30 % сигналов, метод собственных значений – для 58 % сигналов. Для 12 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

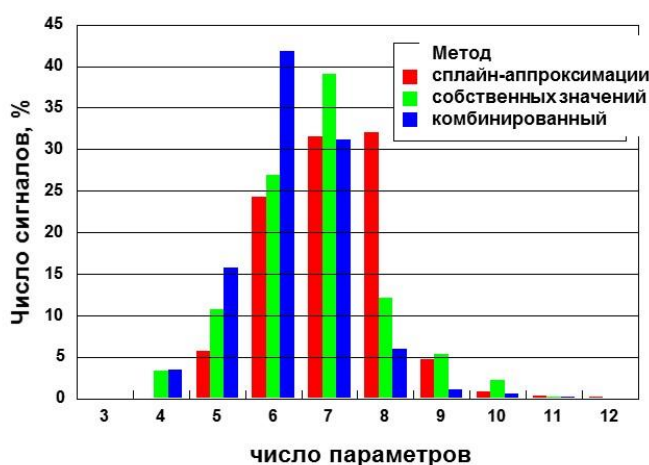


Рис. 8. Количество сигналов для ZZ компоненты поля, восстановленных с помощью 3–12 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 30 % сигналов, метод собственных значений – для 48 % сигналов. Для 22 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

Таблица 1

Среднее число параметров для восстановления сигналов

Компоненты \ Метод	XX и YY	XY и YX	XZ и YZ	ZX и ZY	ZZ
сплайн-аппроксимации	7.7	10.8	10.3	10.7	7.1
собственных значений	7.2	9.6	9.2	9.7	6.7
комбинированный	6.8	9.1	8.7	9.1	6.3

Можно заметить, что комбинирование методов не дает значительного сокращения параметров сжатия данных. Это указывает на то, что не существует особых типов кривых, где тот или иной метод является предпочтительным.

На рисунке 9 показаны простая (слева) и сложная с тремя переходами через ноль (справа) кривые э.д.с. Для простой кривой для сжатия необходимы четыре параметра по методу сплайн-аппроксимации или три по методу собственных значений; для сложной кривой – 14 параметров по методу сплайн-аппроксимации или 19 по методу собственных значений.

На рисунке 10 показано, как среднее число параметров для декомпрессии сигнала зависит от точности восстановления сигнала. Различные цвета соответствуют разным компонентам поля.

Так, если потребовать, чтобы ошибка восстановления была не 0.5, а 2 %, то число параметров уменьшится примерно на 2, а если точность составляет 0.1 %, то количество параметров возрастает на 2–3.

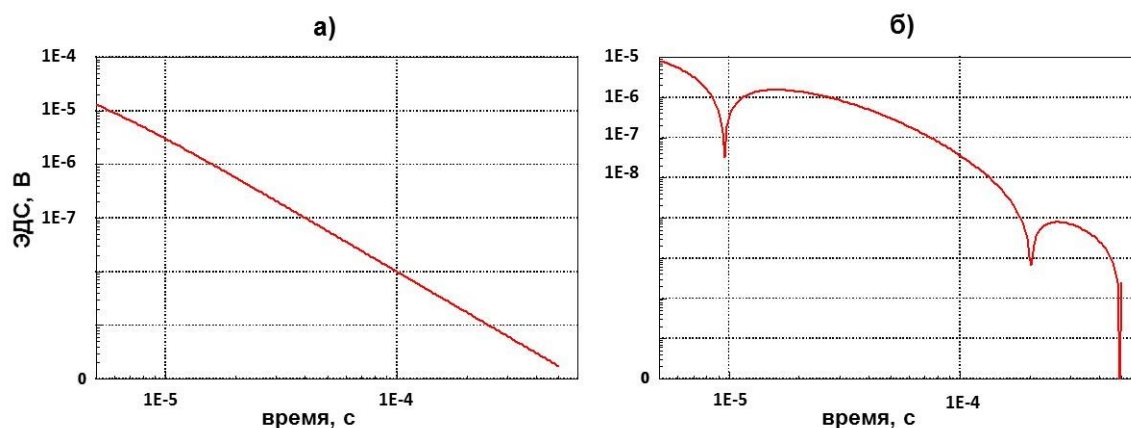


Рис. 9. Абсолютное значение э.д.с. в зависимости от времени. а – ZZ компонента поля, параметры модели: $Rt_1 = 3.16 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $Rt_2 = 1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $Rt_3 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $H = 0.5 \text{ м}$, $D2C = 0 \text{ м}$, $\theta = 60^\circ$, $\phi = 0^\circ$; б – XZ компонента, параметры модели: $Rt_1 = 1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $Rt_2 = 31.6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $Rt_3 = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $H = 15 \text{ м}$, $D2C = 24 \text{ м}$, $\theta = 45^\circ$, $\phi = 0^\circ$

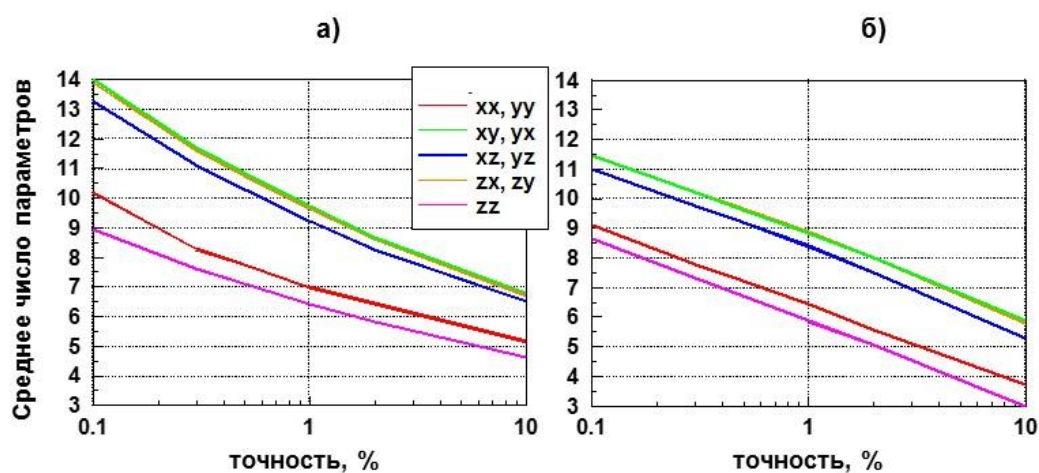


Рис. 10. Среднее число параметров для декомпрессии сигнала в зависимости от точности восстановления сигнала методом сплайн-аппроксимации (а) и методом собственных значений (б)

Информация об ошибках восстановления сигнала может быть полезна при последующей инверсии сигналов. На рисунке 11 представлены ошибки восстановления сигнала в зависимости от времени.

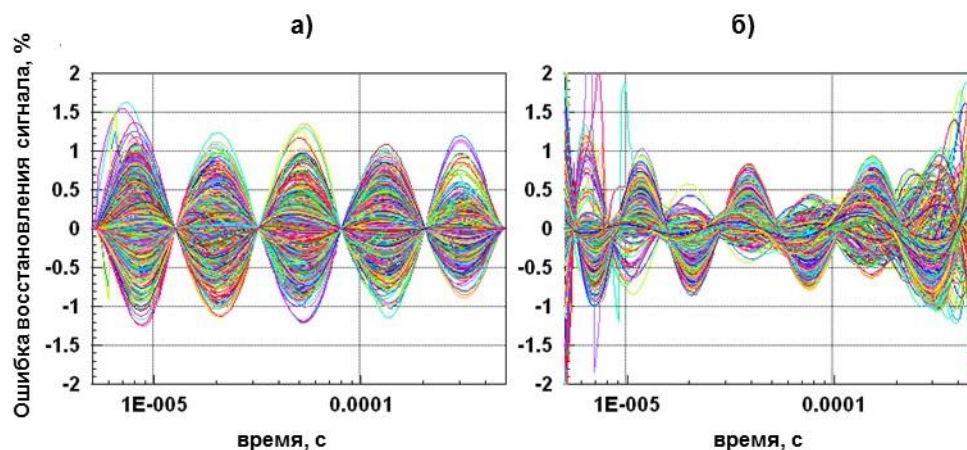


Рис. 11. Ошибки восстановления ZZ компоненты э.д.с. с помощью 8 параметров: 1000 кривых ошибок в зависимости от времени в методе сплайн-аппроксимации (а) и в методе собственных значений (б)

Можно видеть, что ошибка метода сплайн-аппроксимации выглядит как квази-синусоида. Она равна нулю в шести узлах и, как правило, имеет максимум в центре интервала между узлами. Ошибка метода собственных значений также демонстрирует некоторую регулярность и выглядит как квази-косинусоида. Число полупериодов (8) равно числу параметров сжатия. По сравнению с ошибкой метода сплайн-аппроксимации ошибка метода собственных значений меньше на большей части временного интервала, но больше вблизи концов отрезка. Если рассматривать ошибку на одном временном отсчете как случайную величину, то выясняется, что она не подчиняется ни нормальному, ни равномерному распределению. Однако более глубокое исследование характера распределения может быть проведено и будет полезно в инверсионной схеме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенные методы сжатия данных позволяют существенно сократить число параметров, передаваемых на поверхность для последующей интерпретации и принятия решения о проводке скважины. Вместо тысяч реально записанных значений э.д.с. требуется 6–11 значимых параметров.

Представленные методы сжатия данных характеризуются следующими особенностями:

- простота реализации;
- высокая скорость;
- применимость к различным трансформациям сигнала.

Сравнение методов показывает, что

- метод собственных значений выглядит предпочтительнее, исходя из количества передаваемых параметров;
- преимущество метода сплайн-аппроксимации в том, что он работает с отдельной кривой и не требует расчета корректного базиса в пространстве данных.

Исследование выполнено в рамках проекта ФНИ № FWZZ-2022-0026 «Инновационные аспекты электродинамики в задачах разведочной и промысловой геофизики».

ЛИТЕРАТУРА

- Булаев В.И., Мунасыпов Р.А.** Сжатие геофизических данных с применением Вейвлет-преобразования и нейронных сетей // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2008. – № 11 (1). – С. 200–207.
- Ратушняк А.Н., Теплухин В.К.** Физико-теоретические и экспериментальные основы индуктивных методов исследований скважин. – Екатеринбург: УрО РАН, 2017. – 124 с.
- Bernasconi G., Rampa V., Abramo F., Bertelli L.** Compression of downhole data // SPE/IADC Drilling Conference (Amsterdam, Netherlands, March 9–11, 1999): Proceedings. – Amsterdam, 1999. – Paper SPE-52806-MS, doi: 10.2118/52806-MS.
- Bespalov A., Rabinovich M., Tabarovsky L.** Deep resistivity transient method for MWD application using asymptotic filtering // US Patent No. 7027922, publ. April 11, 2006.
- Dutta S., Reiderman A., Schoonover L.G., Rabinovich M.B.** New borehole transient electromagnetic system for reservoir monitoring // Petrophysics. – 2012. – Vol. 53 (3). – P. 222–232.
- Guan L., Du Y.** Review of the application of wavelet analysis in the petroleum industry // Canadian International Petroleum Conference (Calgary, Alberta, Canada, June 8–10, 2004): Proceedings. – Calgary, 2004. – Paper PETSOC-2004-190, doi: 10.2118/2004-190.

- Hamdan M., Thern H.F., Kruspe T., Rottengatter P.** NMR echo train compression using only NMR signal matrix multiplication to provide a lower transmission bit parametric representation from which estimate values of earth formation properties are obtained // US Patent No. 7821260, publ. October 26, 2010.
- Hsu K., Pop J.J.** Systems and methods for well data compression // US Patent No. 7805247, publ. September 28, 2010.
- Itskovich G.** Downhole transient resistivity measurements // US Patent No. 9857499, publ. January 2, 2018.
- Itskovich G., Nikitenko M.** Fast inversion of MWD transient EM data excited by a pulse of an arbitrary shape // US Patent No. 9562990, publ. February 7, 2017.
- Itskovich G., Lee F., Nikitenko M.** Hybrid image of earth formation based on transient electromagnetic measurements // US Patent No. 10139517, publ. November 27, 2018.
- Kisra S., Valero H.-P.** Data compression methods and systems. US Patent No. 7107153, publ. September 12, 2006.
- Li Q., Lowell J., Fredette M.** Data compression method for use in wellbore and formation characterization // US Patent No. 6405136, publ. June 11, 2002.
- Loran P.-J.** Approximation and optimization. – Mir, Moscow, 1975. – 496 p.
- Nikitenko M., Reiderman A., Rabinovich M., Mosin A.** Methods of transient EM data compression // US Patent No. 9617846, publ. April 11, 2017.
- Seydoux J., Tabanou J., Ortenzi L., Denichou J.M., De Laet Y., Omeragic D., Iversen M., Fejerskov M.** A deep-resistivity logging-while-drilling device for proactive geosteering // The Offshore Technology Conference (Houston, Texas, USA, May 5–8, 2003): Proceedings. – Houston, 2003. – OTC-15126-MS, doi: 10.4043/15126-MS.
- Tabarovsky L.A., Goldman M.M., Rabinovich M.B., Strack K.-M.** 2.5-D modeling in electromagnetic methods of geophysics // Journal of Applied Geophysics. – 1996. – Vol. 35 (4). – P. 261–284, doi: 10.1016/0926-9851(96)00025-0.
- Zhang Y., Wang S., Xiong K., Qiu Z., Sun D.** DPCM compression for real-time logging while drilling data // Journal of Software. – 2010. – Vol. 5 (3). – P. 280–287, doi: doi:10.4304/jsw.5.3.280-287.

REFERENCES

- Bernasconi G., Rampa V., Abramo F., Bertelli L.** Compression of downhole data // SPE/IADC Drilling Conference (Amsterdam, Netherlands, March 9–11, 1999): Proceedings. – Amsterdam, 1999. – Paper SPE-52806-MS, doi: 10.2118/52806-MS.
- Bespalov A., Rabinovich M., Tabarovsky L.** Deep resistivity transient method for MWD application using asymptotic filtering // US Patent No. 7027922, publ. April 11, 2006.
- Bulaev V.I., Munasypov R.A.** Compression of the geophysical data with application of vejvlet-transformation and neural networks // Ufa State Aviation Technical University Bulletin. – 2008. – Vol. 11 (1). – P. 200–207.
- Dutta S., Reiderman A., Schoonover L.G., Rabinovich M.B.** New borehole transient electromagnetic system for reservoir monitoring // Petrophysics. – 2012. – Vol. 53 (3). – P. 222–232.
- Guan L., Du Y.** Review of the application of wavelet analysis in the petroleum industry // Canadian International Petroleum Conference (Calgary, Alberta, Canada, June 8–10, 2004): Proceedings. – Calgary, 2004. – Paper PETSOC-2004-190, doi: 10.2118/2004-190.

- Hamdan M., Thern H.F., Kruspe T., Rottengatter P.** NMR echo train compression using only NMR signal matrix multiplication to provide a lower transmission bit parametric representation from which estimate values of earth formation properties are obtained // US Patent No. 7821260, publ. October 26, 2010.
- Hsu K., Pop J.J.** Systems and methods for well data compression // US Patent No. 7805247, publ. September 28, 2010.
- Itskovich G.** Downhole transient resistivity measurements // US Patent No. 9857499, publ. January 2, 2018.
- Itskovich G., Nikitenko M.** Fast inversion of MWD transient EM data excited by a pulse of an arbitrary shape // US Patent No. 9562990, publ. February 7, 2017.
- Itskovich G., Lee F., Nikitenko M.** Hybrid image of earth formation based on transient electromagnetic measurements // US Patent No. 10139517, publ. November 27, 2018.
- Kisra S., Valero H.-P.** Data compression methods and systems. US Patent No. 7107153, publ. September 12, 2006.
- Li Q., Lowell J., Fredette M.** Data compression method for use in wellbore and formation characterization // US Patent No. 6405136, publ. June 11, 2002.
- Loran P.-J.** Approximation and optimization. – Mir, Moscow, 1975. – 496 p.
- Nikitenko M., Reiderman A., Rabinovich M., Mosin A.** Methods of transient EM data compression // US Patent No. 9617846, publ. April 11, 2017.
- Ratushnyak A.N., Teplukhin V.K.** Physico-theoretical and experimental foundations of inductive well logging methods [in Russian]. – UB RAS, Yekaterinburg, 2017. – 124 p.
- Seydoux J., Tabanou J., Ortenzi L., Denichou J.M., De Laet Y., Omeragic D., Iversen M., Fejerskov M.** A deep-resistivity logging-while-drilling device for proactive geosteering // The Offshore Technology Conference (Houston, Texas, USA, May 5–8, 2003): Proceedings. – Houston, 2003. – OTC-15126-MS, doi: 10.4043/15126-MS.
- Tabarovskiy L.A., Goldman M.M., Rabinovich M.B., Strack K.-M.** 2.5-D modeling in electromagnetic methods of geophysics // Journal of Applied Geophysics. – 1996. – Vol. 35 (4). – P. 261–284, doi: 10.1016/0926-9851(96)00025-0.
- Zhang Y., Wang S., Xiong K., Qiu Z., Sun D.** DPCM compression for real-time logging while drilling data // Journal of Software. – 2010. – Vol. 5 (3). – P. 280–287, doi: 10.4304/jsw.5.3.280-287.

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

НИКИТЕНКО Марина Николаевна – доктор технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории многомасштабной геофизики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: прямые и обратные задачи электромагнитных зондирований, обоснование новых методов исследования скважин, новые способы интерпретации, разработка программного обеспечения для моделирования и инверсии данных.

МОСИН Антон Павлович – магистр прикладной математики и информатики, специалист по прямым и обратным задачам электромагнитных каротажных зондирований, а также разработке программного обеспечения для задач геонавигации в реальном времени.

Статья поступила в редакцию 21 марта 2022 г.,
принята к публикации 27 апреля 2022 г.