



УДК 550.8

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПЕТРОУПРУГИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ КАРОТАЖНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН



RESTORATION OF THE PETROELASTIC PROPERTIES OF ROCKS ACCORDING TO WELL LOG DATA

Хайруллин Альфир Радикович

магистрант 2-го года обучения,
Бакинский государственный университет
alfir.khayrullin@mail.ru

Вахитова Гузель Ринатовна

доцент кафедры геофизики,
Бакинский государственный университет

Аннотация. В данной работе описываются методы восстановления и моделирования кривых акустического (АК) и плотностного (ГГКп) каротажа для анализа упругих свойств горных. Рассмотрены вопросы оценки качества и корректировки материалов АК и ГГКп. В работе показан процесс синтезирования и анализ результатов акустического и плотностного каротажа в терригенных отложениях методом машинного обучения.

Ключевые слова: интервальное время, акустический каротаж, плотностной каротаж, методы восстановления, скорость продольной волны, скорость поперечной волны.

Khayrullin Alfir Radikovich

Undergraduate 2nd year,
Baku state university
alfir.khayrullin@mail.ru

Vahitova Gusel Rinatovna

Associate Professor
of the Department of Geophysics,
Baku state university

Annotation. This paper describes methods for restoration and modeling acoustic and density logging curves for analyzing the elastic properties of rocks. Issues of quality assessment and adjustment of acoustic and density logging data is considered. The paper shows the process of synthesizing and analyzing the results of acoustic and density logging in clastic sediments by the method of machine learning.

Keywords: travel time, acoustic log, density log, restoration technique, p-wave and s-wave velocity.

Введение

Актуальность работы связана с необходимостью сейсмического моделирования месторождений с целью уточнения геологических разрезов и структур продуктивных отложений. Для качественной привязки данных сейсморазведки к геологическому разрезу, а также для их последующей интерпретации, необходимо наличие акустического и плотностного каротажа во всех скважинах исследуемого участка. Наличие этих методов в комплексе геофизических исследований скважин (ГИС) и их качество имеют особое значение при решении задач сейсмических инверсий. Но в некоторых скважинах зачастую данные этих методов отсутствуют (полностью или частично), или имеют очень низкое качество.

В связи с этим, целью данной работы является восстановление диаграмм акустического (АК) и плотностного (ГГКп) каротажа по другим методам.

На всех планшетах с каротажными диаграммами параметры обозначаются следующим образом: ДТ – акустический каротаж; ДТР_Фауст – акустический каротаж, восстановленный по методу Фауста; ДТР_Заляев – акустический каротаж, восстановленный по методу Заляева; Кп_ЯМК – коэффициент пористости по ядерно-магнитному каротажу; Кп_кern – коэффициент пористости по керну; Кп_АК – коэффициент пористости по акустическому каротажу; Кп_ГГКп – коэффициент пористости по плотностному каротажу; Кп_апс, Кп – коэффициент пористости по двойному разностному параметру; плот_кern – плотность по керну; ГГКпнеугон – плотностной каротаж, восстановленный по нейронным сетям; ДТнеугон – акустический каротаж, восстановленный по нейронным сетям.

Методы восстановления

Для построения сейсмической модели месторождения применяют разные методики. Например, для восстановления интервального времени используются методы Заляева, Фауста, для восстановления плотности-методы Гарднера, Линдсефа. В настоящее время становится популярным способ восстановления недостающих данных с использованием инструментов нейронных сетей.

Метод Фауста заключается в переводе одного из методов кажущегося удельного электрического сопротивления в единицы АК путем подбора нормировочных коэффициентов по формуле (1):

$$DT = \frac{a}{(Depth \cdot RT)^b}, \quad (1)$$

здесь; DT – акустический каротаж; a , b – нормировочные коэффициенты; $Depth$ – глубина, RT – сопротивление породы. Уравнение работает только в интервалах глин и аргиллитов (рис. 1) [3].

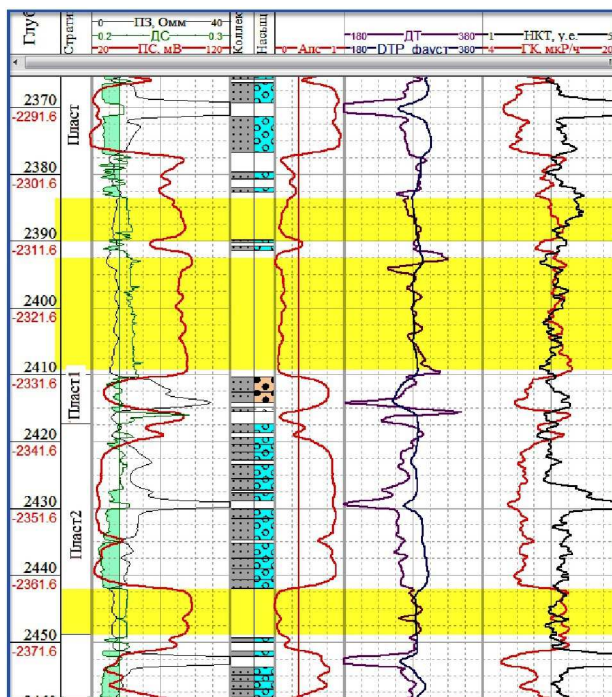


Рисунок 1 – Восстановление АК методом Фауста в интервалах глин

На рисунке 1 показано восстановление кривой акустического каротажа методом Фауста. Здесь интервалы коллекторов выделены желтым цветом и как видно из рисунка, этот метод действительно работает только в интервале глин.

Метод Заляева, основанный на использовании нейтронного каротажа с подбором нормировочных коэффициентов m и k , описывается следующим выражением (2):

$$DT = -90 \cdot \lg \cdot (NK - k) + m, \tag{2}$$

здесь: DT – акустический каротаж, NK – нейтронный каротаж, k , m – нормировочные коэффициенты (k – отвечает за амплитуду и зависит от диапазона изменения значений по NK , m – интервальное время глин, зависит от глубины залегания пласта). Восстановление по соотношению Заляева, подходит для восстановления кривой АК в коллекторе, при отсутствии в нём записи (рис. 2) [1].

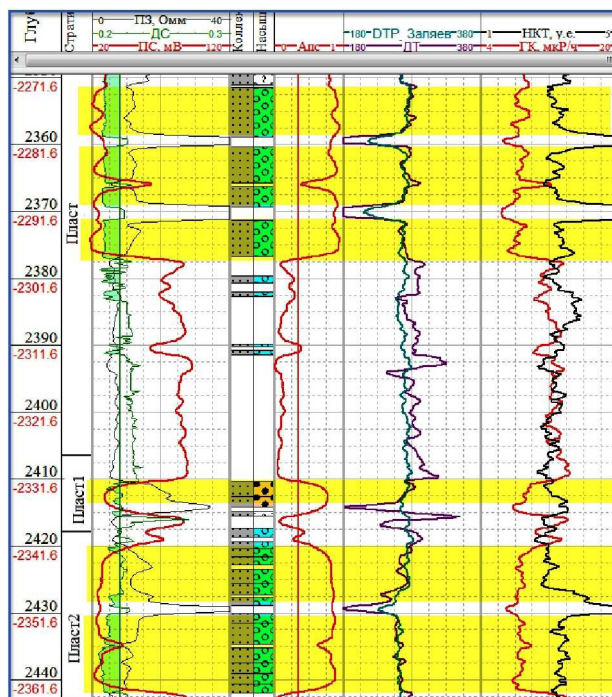


Рисунок 2 – Восстановление АК методом Заляева в интервалах коллекторов



На рисунке 2 показано восстановление кривой акустического каротажа методом Заляева. Здесь интервалы коллекторов выделены желтым цветом. Как видно из рисунка, только в этих интервалах хорошо работает метод Заляева.

Соотношение Гарднера подходит для восстановления плотности в кавернах, а так же подходит для восстановления пропусков записи на кривой, в том числе и в коллекторах, кроме газонасыщенных [4].

$$R_{hob} = 0,23 \cdot V_p^{0,25}, \tag{3}$$

здесь: R_{hob} – плотностной каротаж, V_p – скорость продольной волны.

Уравнение Линдцефа подходит так же для восстановления каверн и пропусков записи, вне зависимости от типа разреза, кроме газонасыщенных коллекторов.

$$R_{hob} = \frac{V_p - 3460}{0,308 \cdot V_p}, \tag{4}$$

здесь: R_{hob} – плотностной каротаж, V_p – скорость продольной волны.

В данной работе представлены результаты синтезирования акустического и плотностного каротажа с помощью нейронных сетей. Нейронные сети представляют собой эффективный механизм обработки данных для прогнозирования результатов разного рода, основанный на распознавании образов. Эту технологию использовали для прогнозирования практически всего на свете, но в последние годы она была успешно применена для решения некоторых из наиболее сложных инженерных задач, а также для петрофизического описания пласта в нефтегазовой отрасли.

Расчет данных АК и ГГКп во всех скважинах было выполнено по методу нейронных сетей, который реализован в системе ПРАЙМ. Так как методы Фауста и Заляева применимы только для определенных типов линотипов, для восстановления был выбран метод нейронных сетей. Для выбора опорной скважины необходимо оценить качество исходных кривых АК и ГГКп (рис. 3, 4).

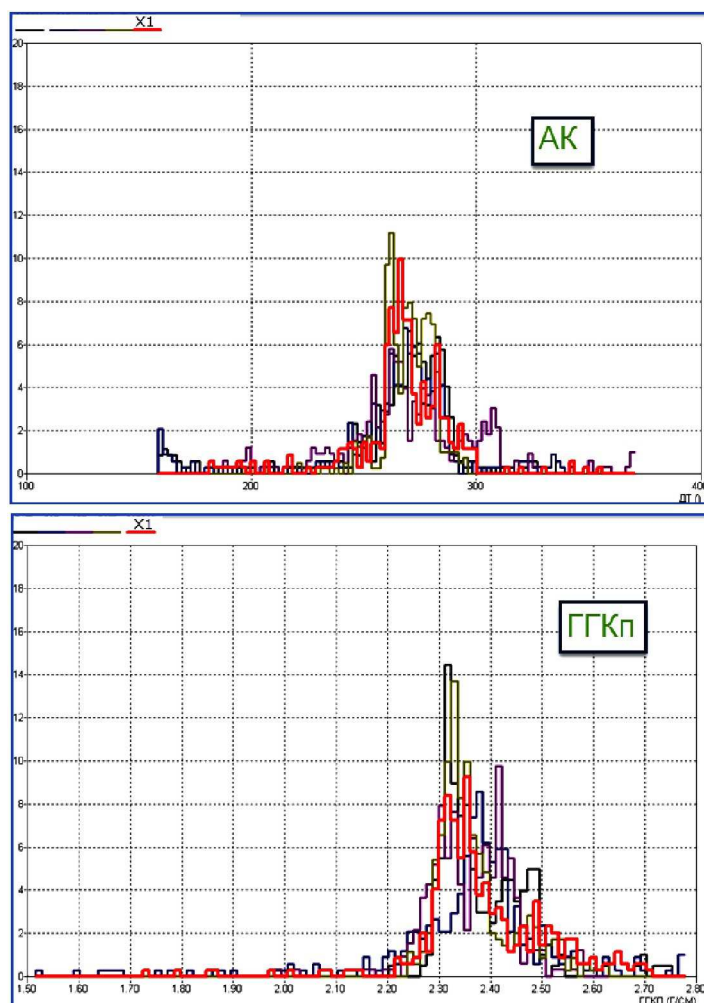


Рисунок 3 – Оценка качества исходных АК и ГГКп

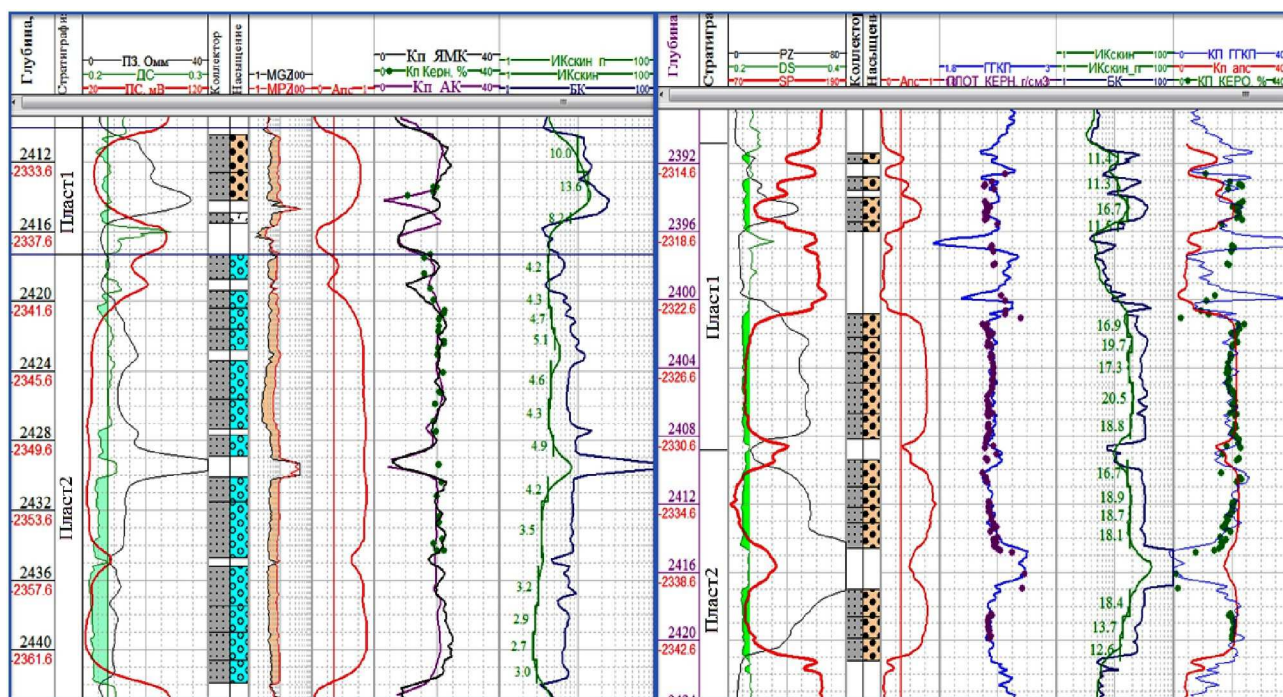


Рисунок 4 – Наложение расчетных пористостей по АК и ГГКп с керновой пористостью

Как видно из рисунка 3, распределения кривых АК и ГГКп в опорной скважине хорошо согласуются с распределениями соседних скважин. На рисунке 4 показано сравнение пористостей, рассчитанных по ГГКп и АК с пористостью по керну. Из рисунка видно, что пористости практически не отличаются. Исходя из этих способов оценки качества, можно сказать, что кривые АК и ГГКп в опорных скважинах хорошего качества.

Метод нейронных сетей заключается в следующем. Процесс работы методики основан на обучении нейронной сети. Нужно в опорной скважине обучить нейроны, т.е. определить зависимости между исходными данными и выходной диаграммой. Далее происходит проверка адекватности обучения. Затем установить возможность использования этих зависимостей для расчета синтетических кривых в ответ на входные данные, схожие, но неидентичные тем, что были использованы при обучении, т.е. в результате нейронная сеть находит связи между имеющимися данными и позволяет восстанавливать недостающие [2].

Обучение нейронов проводилось по методу Левенберга-Маркара. Данный метод считается самым быстрым и надёжным алгоритмом обучения. Однако его применение связано с определёнными ограничениями:

- Сети с одним выходом. Метод Левенберга-Маркара можно применять только для сетей с одним выходным элементом.
- Небольшие сети. Метод Левенберга-Маркара требует памяти, пропорциональной квадрату числа весов в сети. Фактически это ограничение не позволяет использовать метод для сетей большого размера (порядка тысячи и более весов).
- Среднеквадратичная функция ошибок. Метод Левенберга-Маркара применим только для среднеквадратичной функции ошибок. Если указан для сети другой вид функции ошибок, то этот выбор будет проигнорирован при обучении методом Левенберга-Маркара. Поэтому этот метод обычно подходит только для регрессионных сетей [5].

Метод Левенберга-Маркара предполагает, что функция, моделируемая нейронной сетью, является линейной. В таком предположении минимум определяется за один шаг вычислений. Затем найденный минимум проверяется, и если ошибка уменьшилась, весам присваиваются новые значения. Вся процедура последовательно повторяется. Поскольку предположение о линейности, вообще говоря, не оправдано, могло бы получиться так, что пришлось бы проверять точки, лежащие далеко от текущей точки. В методе Левенберга-Маркара местоположение новой точки есть результат компромисса между продвижением в направлении наискорейшего спуска и описанного выше скачка. Успешные шаги принимаются, и баланс смещается в сторону предположения линейности (которое приблизительно верно в окрестности точки минимума). Неудачные

шаги отвергаются, и алгоритм идет более осторожно вниз по склону. Таким образом, алгоритм Левенберга-Маркара все время меняет схему действия и может работать очень быстро [2].

В данной работе восстановление кривых АК и ГГКп в скважинах осуществлялось при помощи машинного обучения по алгоритму Левенберга-Маркара (рис. 5).

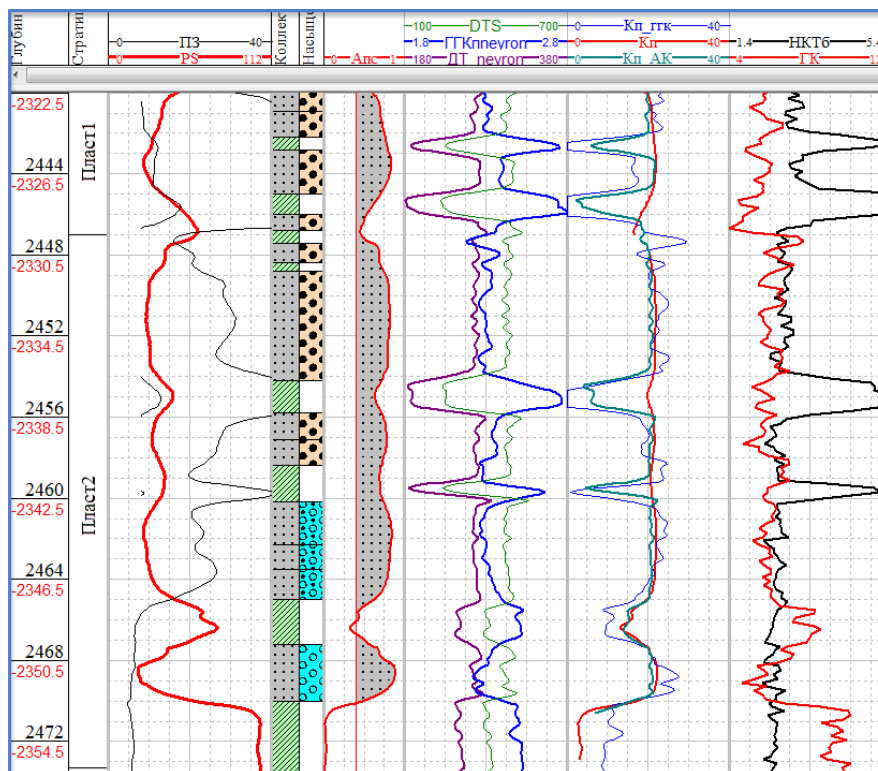


Рисунок 5 – Расчет ГГКп и АК по нейронным сетям

Как видно из рисунка 5, алгоритм хорошо восстановил диаграммы плотности и интервального времени. Это подтверждает сходимость пористостей, рассчитанных по АК и ГГКп с принятой пористостью по двойному разностному параметру.

Выводы:

- рассчитаны синтетические диаграммы акустического и плотностного каротажа с применением нейронных сетей в 20 скважинах;
- результаты синтеза скоростей продольных и поперечных волн и плотности показали хорошую сходимость исходных и моделированных кривых ГИС;
- сопоставление упругих параметров позволило выявить разделение пород по литотипам, в данном случае на коллекторы и неколлекторы, с целью дальнейшего построения прогнозных карт распространения коллекторов.

В дальнейшем планируется выполнить анализ рассчитанных данных (АК и ГГК) при помощи нейронных сетей в масштабе сейсмических исследований для подтверждения полученных результатов.

Литература:

1. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Приезжев И.И., Филиппова К.Е., Яковлев И.В. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3–16.
2. Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск, 1990.
3. Ладяев Д.А., Марьина О.А. Попытки оптимизации задачи поиска глобального минимума функции энергии : Методы обучения многослойного перцептрона. – Мордовский государственный университет им. Н.П. Огарева, 2007. – С. 173–203.
4. Faust L.Y. Seismic velocity as a function of depth and geologic time // Geophysics. – 1951. – V. 16. – P. 192–206.
5. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density : The diagnostic basics for stratigraphic traps // Geophysics. – 1974. – V. 39. – P. 770–780.

References:

1. Ampilov Yu.P., Barks A.Yu., Priyetzhev I. I., Filippova K.E., Yakovlev I.V. Almost everything about seismic inversion // Technology of seismic exploration. – 2009. – № 4. – P. 3–16.
2. Zalyaev N.Z. A technique of the automated interpretation of geophysical surveys of wells. – Minsk, 1990.
3. Ladyaev D.A., Maryino O.A. Attempts of optimization of a problem of search of a global minimum of function of energy : Methods of training of a multilayered perceptron. – Mordovian state university of N.P. Ogarev, 2007. – P. 173–203.
4. Faust L.Y. Seismic velocity as a function of depth and geologic time // Geophysics. – 1951. – V. 16. – P. 192–206.
5. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density : The diagnostic basics for stratigraphic traps // Geophysics. – 1974. – V. 39. – P. 770–780.