

Обзор методик расчета синтезированных кривых акустического и плотностного каротажа, применяемых на месторождениях Самарской области.

Куликов Валерий Викторович

ООО НПЦ «Геостра»

Первые месторождения нефти Самарской области открыты еще в 30х-40х гг. прошлого столетия. Большинство месторождений находятся на достаточно поздней стадии разработки. Поэтому в настоящее время актуальной является задача поиска новых ловушек УВ-сырья, уточнение геологического строения существующих залежей с целью вовлечения в процесс разработки новых запасов и оптимизация добычи на старых месторождениях.

Промышленные запасы нефти на месторождениях Самарской области приурочены к различным по возрасту и геологическому строению отложениям. Это и пласт А4 башкирского яруса, и пласты Б2 и Б3 (или их аналоги – С1 и С1а) бобринского горизонта, и пласты В1 и В3 турнейского яруса, в отложениях терригенного девона выделяются нефтенасыщенные пласты Д1, Д2, Д3, Д4.

Принимая во внимание достаточно сложное геологическое строение и тектонику Самарских месторождений, при построении геологической и динамической моделей исследуемых участков требуется привлекать всю имеющуюся информацию и комплексировать различные методы.

В ООО НПЦ «Геостра» для решения поставленных Заказчиком задач на самарских месторождениях (как и в других регионах), при выполнении комплексной сейсмогеологической интерпретации на площадях исследований проводится процедура псевдоакустического преобразования или инверсии временных разрезов в разрезы акустического импеданса (т.е. произведения скорости и плотности пород) с использованием данных акустического и плотностного каротажей, что позволяет перейти от сейсмоакустического представления волнового поля к пластовой модели среды.

Процедура псевдоакустического преобразования состоит из увязки во временной области скважинных и сейсмических данных, построения априорной модели на основе полученной кривой импеданса и поведения отражающих границ, подбора алгоритма инверсии и расчета разрезов импеданса.

Разрез импеданса дает представление о геологической модели строения изучаемого комплекса пород и позволяет анализировать особенности строения и оценивать коллекторские свойства по изменению акустических характеристик целевых пластов.

Изменение уровня импеданса вдоль пластов отображает вариации пористости, насыщения и литологическое замещение. При неизменной литологии и мощности коллектора основное влияние на изменение величины импеданса породы оказывают вариации общей пористости и флюидосодержания. Чем больше общая пористость, тем ниже импеданс. Наличие газа в пласте проявляется в виде аномалии пониженного импеданса, нефтенасыщение пород ведет к незначительному уменьшению импеданса по сравнению с водонасыщенными аналогами той же породы. Чем выше пористость, тем сильнее изменения импеданса при изменении состава флюида в порах.

Таким образом, процедуру псевдоакустического преобразования можно рассматривать как обратную задачу, заключающуюся в построении прогнозного разреза распределения импеданса на основе сейсмических данных, формы импульса и априорной информации по скважинам.

В связи с тем что большинство месторождений Самарской области относятся к старому фонду, имеющийся комплекс геофизических исследований в пробуренных скважин далеко не всегда включает в себя данные акустического (АК) и особенно плотностного (ГГК) каротажей. И даже при их наличии качество кривых не всегда удовлетворительное и использовать их при построении моделей месторождения не представляется возможным. В данных условиях актуальной становится задача восстановления отсутствующих кривых интервального времени и плотности (расчет синтезированных псевдоакустической и псевдоплотностной кривых).

Наиболее широко применяемая методика заключается в моделировании кривых АК и ГГК на основе имеющихся исследований в скважине. Опыт работ показывает, что для этого более всего подходит метод НГК. То есть, проводится трехмерный регрессионный анализ, в котором данные АК (или ГГК) являются функцией, а аргументами – замеры НГК и глубина - $DT=f(НГК)$ и $ГГК=f(НГК)$.

В качестве обучающей выборки используется скважина, в которой по всему стволу проведены исследования АК (ГГК) и НГК. Для этой скважины на основе статистического анализа выводится уравнение трехмерной регрессии.

Далее процедура моделирования АК и ГГК в остальных скважинах заключается в следующем:

- сглаживание кривой НГК
- нормировка её к условиям эталонной скважины

- расчет прогнозных кривых псевдо-АК и псевдо-ГГК по полученным статистическим формулам.

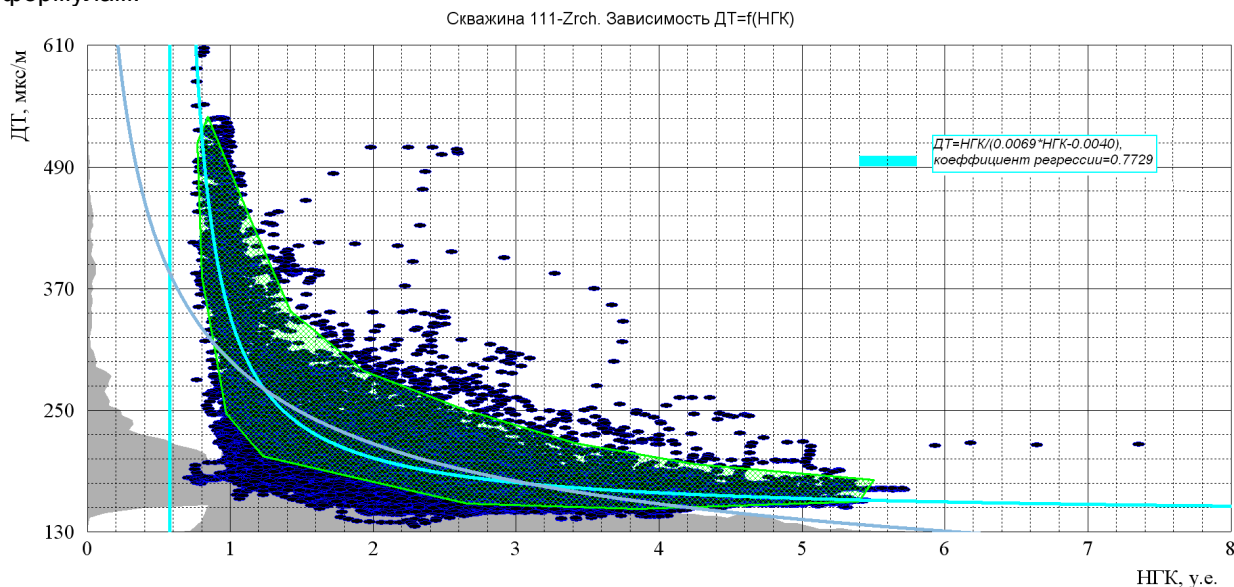


Рис. 1 Пример статистической зависимости ДТ=f(НГК)

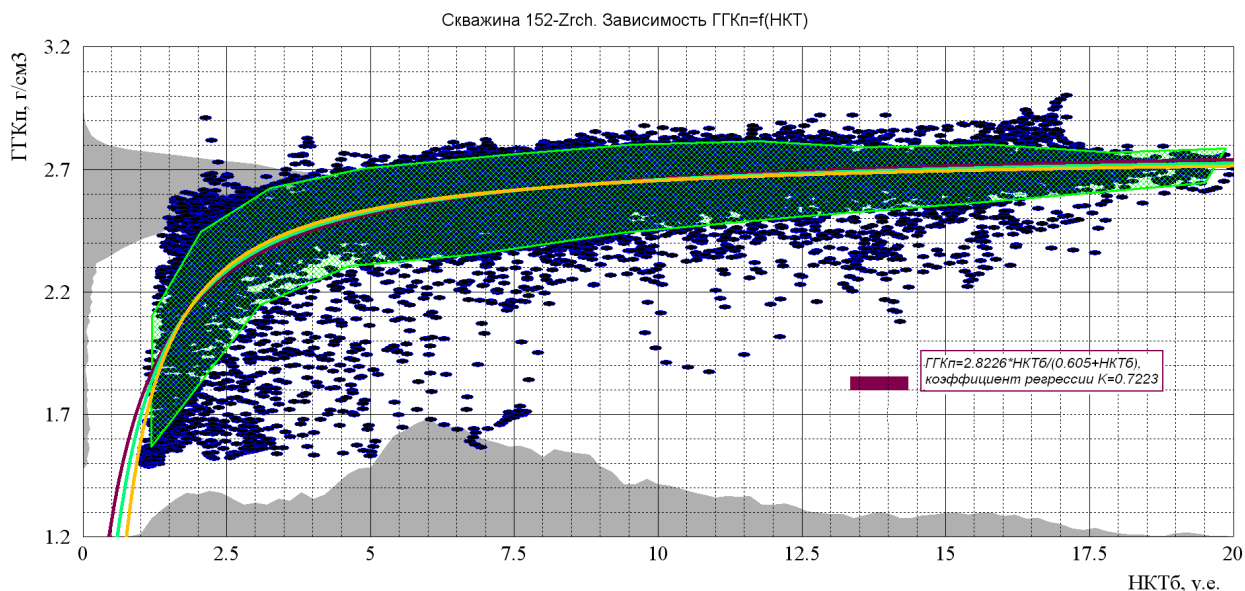


Рис. 2 Пример статистической зависимости ГГКп=f(НГК)

На рисунках 1 и 2 приведены смоделированные статистические зависимости для одного из месторождений Самарской области.

При этом необходимо иметь в виду, что не всегда удается выбрать эталонную скважину находящуюся непосредственно на участке работ. В таких случаях выбирается скважина находящаяся на некотором удалении (на близлежащих месторождениях), но в таком случае полученная акустическая и плотностная характеристики далеко не всегда показывают хорошие результаты. Одной из причин является то, что нейтронный каротаж, а также восстанавливаемые на его основе акустический и плотностной имеют под собой разные физические основы, и потому статистическая модель не всегда верно отражает многообразие различных ситуаций в таком сложном разрезе как Самарский, который представляет собой «слоеный пирог» из карбонатных и терригенных отложений.

Заслуживает внимания методика расчета синтетических акустической и плотностной кривых, используемая в ООО СамараНИПИнефть, которая применяется при невозможности выбрать эталонную скважину на участке работ или в непосредственной близости.

Данная методика заключается в следующем:

- по нейтронному каротажу производится расчет общей пористости (водородосодержания) по всему стволу

- по имеющемуся комплексу ГИС и другой информации производится построение литологической колонки по всему стволу скважины

- на основе литологической колонки и стратиграфической разбивки рассматриваемые интервалы относятся к тому или иному типу отложений с преимущественным литологическим составом (терригенный, карбонатный, доломитовый, ангидритовый) и используя справочные характеристики для данного типа пород строится псевдоакустическая и псевдоплотностная кривые по формулам

$$psevdo_DT = W_ngk * Tж + DT_ск * (1 - W_ngk), \text{ где } Tж - \text{ скорость упругой волны в жидкости};$$
$$psevdo_GGK = W_ngk + GGK_ск * (1 - W_ngk).$$

Апробирование данной методики на скважинах с имеющимися зарегистрированными кривыми АК и ГГК показало достаточно хорошую сходимость результатов. К недостаткам метода следует отнести большую трудоемкость при построении литологической колонки и высокий субъективный фактор, а также тот факт что не учитывается влияние глинистости.

В некоторых других организациях широко используются методы синтезирования кривых АК и ДТ путем построения нейронных сетей. В ООО НПЦ «Геостра» в настоящее время этот математический инструмент осваивается.

Подводя итоги, хочется сказать, что профессиональный уровень коллектива ООО НПЦ «Геостра» позволяет решить любые поставленные Заказчиком задачи.