

DOI 10.25689/NP.2018.2.47-68

УДК 550.832

АНОМАЛИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КРИВЫХ И МЕТОДЫ ИХ КОРРЕКТИРОВКИ

¹Салимов О.В., ²Насыбуллин А.В., ³Салимов В.Г.

¹РН-УфаНИПИнефть, ²Институт «ТатНИПИнефть»,

³Волго-Камское региональное отделение РАН

ANOMALIES OF WELL LOGGING CURVES AND METHODS OF CORRECTION

¹Salimov O.V., ²Nasybullin A.V., ³Salimov V.G.

¹RN-UfaNIPIneft, ²TatNIPIneft Institute

³Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences

E-mail: arsva1@bk.ru

Аннотация. Проанализированы аномалии (дефекты), встречающиеся на кривых геофизических методов исследования скважин. В особенности это относится к методам широкополосного акустического каротажа (АКШ), индукционного каротажа (ИК) и плотностного каротажа (ГГКП).

Предложены методы и приведены примеры корректировки дефектных кривых для скважин месторождений юго-востока Татарстана.

Сделаны выводы:

1. В коммерческие симуляторы ГРП, такие как MFrac или FracPRO, следует импортировать только проверенные и откорректированные кривые геофизических методов.
2. Отсутствие в файлах LAS сведений о типе приборов, формуле зондов и условиях регистрации данных не позволяет полноценно использовать все возможности программы ПРАЙМ по введению

поправок в показания. Одним из возможных выходов из такой ситуации является синтезирование кривых.

3. В конструкции скважины могут быть элементы, искажающие запись геофизических параметров. Необходимо выяснить наличие, даты установки и глубины колонн, профильных перекрывателей и прочих элементов конструкции. В ряде скважин часть записи каротажа бывает выполнена в колонне, что приводит к искажению кривой.

Ключевые слова: геофизические исследования, дефекты кривых, методы корректировки и синтезирования.

Abstract. Typical well logging curve anomalies (defects) have been analyzed. This is particularly the case with full-wave acoustic logging, induction logging and density logging methods.

Various methods for correction of defective well logging curves are proposed for producing areas of south-eastern part of Tatarstan. Case studies are also provided.

The following conclusions have been made:

4. Commercial hydraulic fracturing simulators, such as MFrac or FracPRO, require revised and corrected well logging curves.
5. Lack of information on the type of tools and logging sonde as well as the conditions of data registration in LAS files, prevents leveraging the reading correction opportunities of PRIME software package. One of the possible solutions is generation of curves.
6. Some downhole elements may distort information related to geophysical parameters. It is necessary to specify the presence, date and depth of setting of columns, profile liners and other downhole elements. In a number of wells, some portions of well log may be recorded within the column with the resultant curve distortion.

Key words: geophysical surveys, curve defects, methods for correction and generation

Введение

Для построения геомеханической модели разреза необходимы данные геофизических исследований скважин. При этом особое значение приобретает наличие замеров акустического и плотностного методов и их качество. Важным является то, что показания этих методов должны отражать истинные характеристики разреза горных пород, т.е. не должны быть подвержены влиянию различного рода искажающих факторов. Получить такую информацию прямыми замерами в скважинах не представляется возможным. Исходные замеры всегда имеют искажения в силу различного рода технологических и геолого-геофизических причин. Поэтому с целью получения неискаженных влиянием скважины кривых акустического и плотностного методов используется их синтезирование по данным других методов ГИС.

Целью синтезирования является получение непрерывной характеристики горных пород во всем вскрытом скважиной разрезе, что необходимо для корректного составления проекта ГРП [1].

Синтезирование сводится к замещению интервалов отсутствия либо некачественной записи кривых АК (акустический метод) и ГГК-П (плотностной метод) на расчетные (синтетические) кривые этих методов. Синтетические кривые АК рассчитываются на основе корреляционных связей показаний этого метода с другими методами комплекса ГИС. Существуют различные способы расчета синтетических кривых АК. Наиболее часто используются зависимости показаний АК с результатами замеров одного из нейтронных методов или сопротивлением пород $\Delta T = f(NK, Depth)$, $\Delta T = f(Rt, Depth)$. Кроме этого для получения синтетических кривых нередко используются многомерные связи или алгоритм нейронных сетей.

Результатом синтезирования являются кривые акустического и плотностного методов, откорректированные в интервалах отсутствия

записи, а так же в интервалах размыва ствола скважины, которые затем используются для расчета упруго-механических свойств горных пород.

Задача синтеза кривых геофизических методов исследований скважин (ГИС) рассматривалась многими исследователями [2, 3, 4].

В этих работах приведено описание способов выполнения коррекции показаний АК и ГГК-П, а также приемов нормализации показаний этих методов. Однако недостаточно полно освещены проблемы, связанные с искажением геофизических кривых под влиянием скважинных факторов.

Аномальное поведение кривых геофизических методов

Аномальное поведение проявляют все кривые геофизических методов исследования скважин. В сравнительно мягких терригенных разрезах кривая интервального времени ΔT искажается из-за неровностей стенки скважины и пропусков циклов от затухания. У каждого перехода на другой диаметр в скважине на кривой ΔT возникают ложные «выбросы», достигающие ± 30 мкс/м, которые создают недопустимые погрешности.

Встречаются диаграммы широкополосного акустического каротажа (АКШ), где в отдельных интервалах зарегистрировано одинаковое время пробега продольной и поперечной волны (скважина № 1573 Байтуганской площади, Рис. 1). Кривые DTC и DTS в интервалах глубин 1259 – 1261 м и 1269 – 1276 м устремляются навстречу друг другу и сливаются примерно на значении 330 мкс/м. Коэффициент Пуассона по таким данным считать нельзя, он получится отрицательным.

Существуют скважины с более протяженными интервалами, в которых кривые DTC и DTS сливаются примерно на значении 330 мкс/м. Например, скважина № 2258 Коробковского участка Бавлинского месторождения. Интервал слияния кривых 1733 – 1754 м, итого 21 м толщины пласта (Рис. 2).

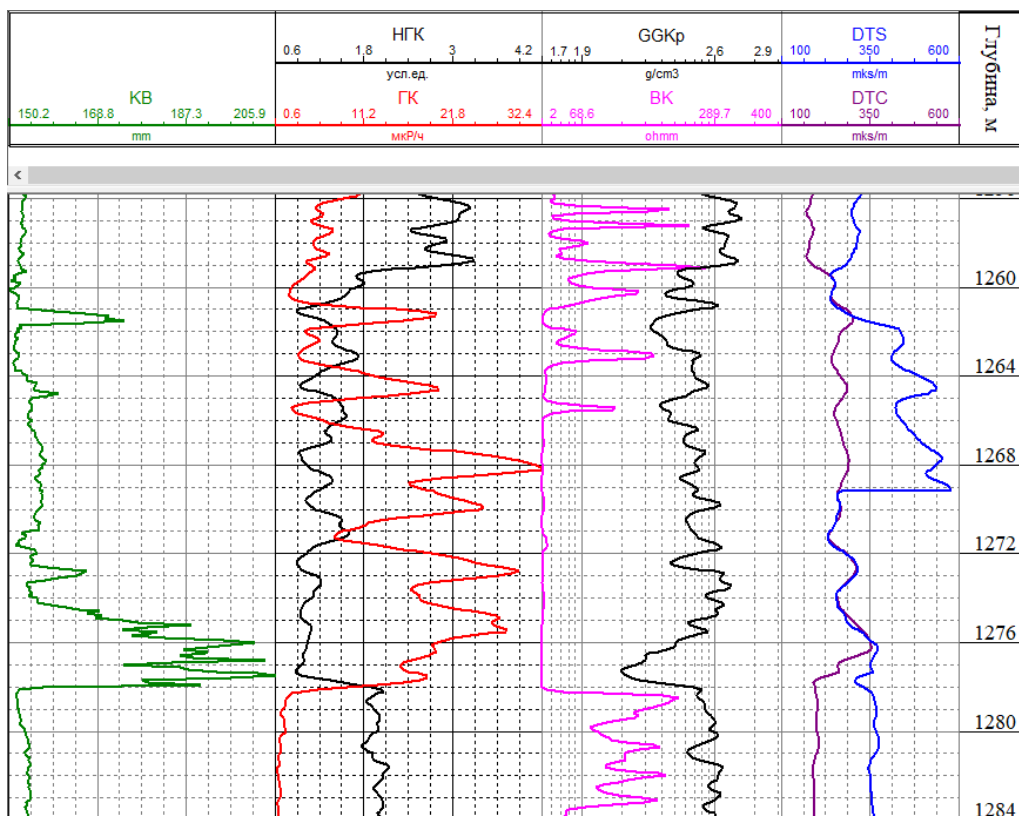


Рис. 1. Аномальное поведение кривых АКШ в скважине № 1573 Байтуганской площади

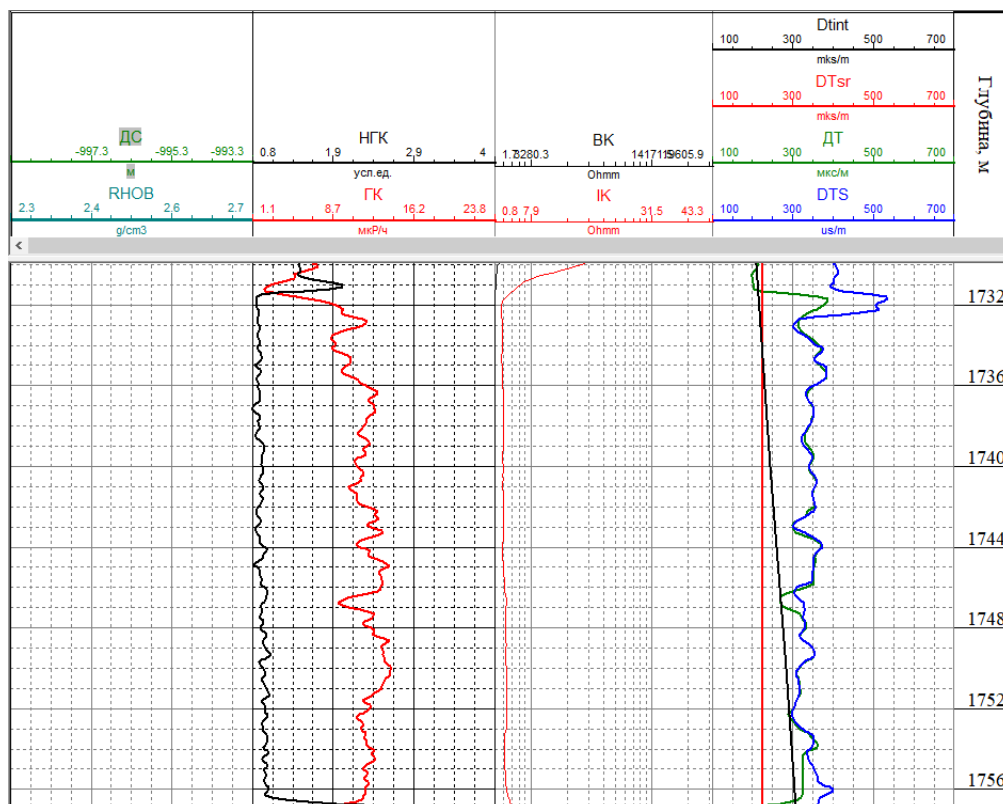


Рис. 2. Аномальное поведение кривых АКШ в скважине № 2258 Коробковского участка Бавлинского месторождения

На диаграммах ГГК вследствие неодновременного пересечения пропластков большим и малым зондами также возникают Z-образные искажения (как и при акустическом каротаже). В зависимости от свойств среды против большого и малого зондов получаются то завышенные, то заниженные показания ГГК по сравнению с действительным свойством исследуемого пласта. Практика показала, что искажения на диаграммах ГГК встречаются чаще, чем на диаграммах АК, так как они возникают не только от каверн, но и от неоднородности самих пород.

Кроме того, практически ни в одном файле LAS, полученном нами от геофизических организаций, нет мнемоники DATE. Некоторые программы обработки кривых очень привередливы к стандарту LAS, и при отклонениях от него дают сбои. Но и дату исследования было бы знать интересно, хотя бы для того, чтобы узнать в обсаженном стволе или открытом проведены исследования, были ли установлены профильные перекрыватели и на какой глубине, и вообще, какие работы были проведены в скважине до начала геофизических исследований.

Часть записи может быть выполнена в обсадной колонне и выше уровня воды в скважине. Это особенно характерно для неглубоких скважин. Уровень жидкости в стволе скважины отбивается по резкому подъему показаний ННКб, ННКм в незаполненном стволе. Против обсадной колонны диаметр скважины постоянный, равный номиналу, а все показания пониженные. Ниже башмака колонны увеличивается интенсивность ГК и возрастают показания ННКб, ННКм (Рис. 3).

Очень много замеров старыми зондами сопротивления, а также с непонятной маркировкой. Например, ИММ 0,5А; В4 0,25М (скважина № 245896 Азнакаевской площади). Имеются аномалии в записи указанным зондом, такие как отрицательные и постоянные значения в некоторых интервалах глубин.

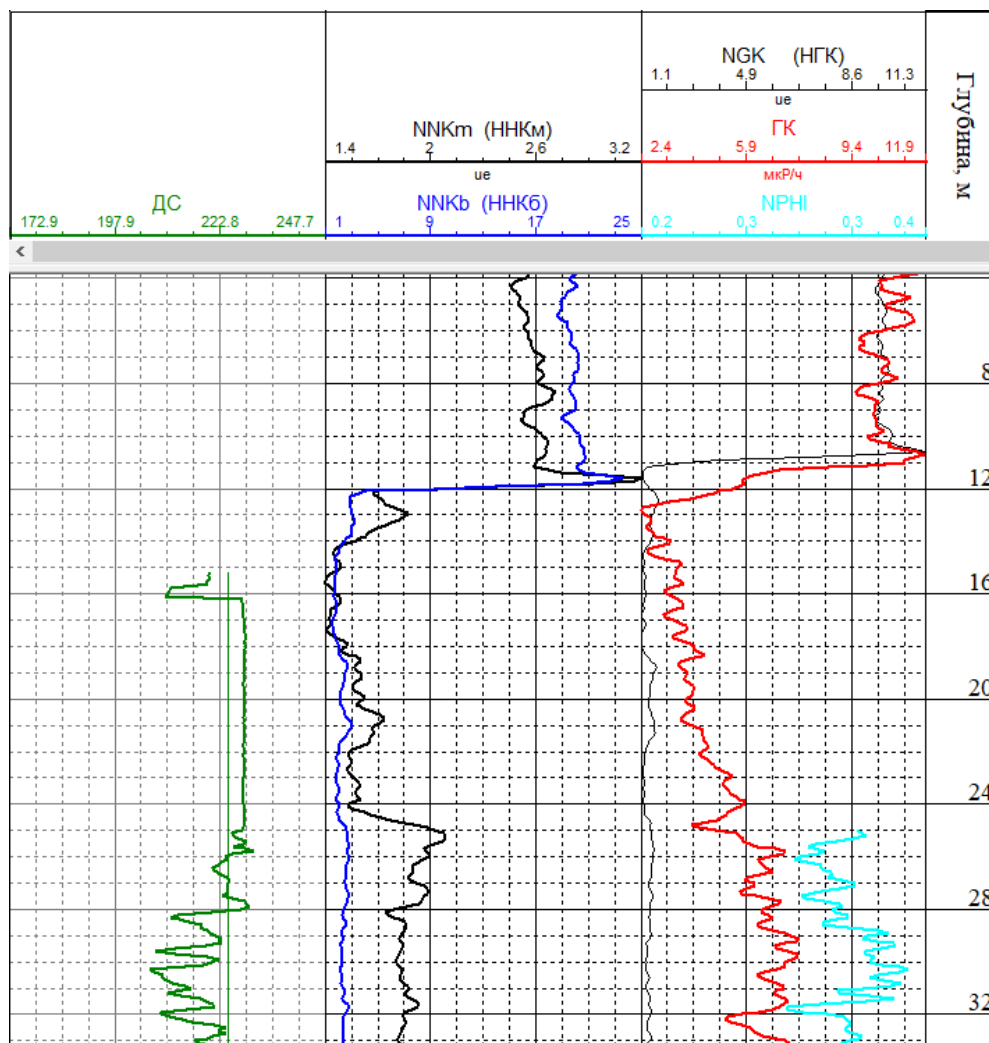


Рис. 3. Аномалии показаний в неглубокой скважине № 3 Ольховско-Южно-Чумачкинского поднятия

Отрицательные показания зондов ИК возникают против профильных перекрывателей и обсаженных частей ствола скважины. Например, скважины № 15207 Ашальчинского месторождения, № 20779, № 32446 Альметьевской площади. Искажения записи ИК могут происходить у башмака кондуктора (скважина № 7491 Федотовской площади).

На кривых индукционного каротажа также возникают ложные положительные аномалии против верхней или нижней границы высокоомного слоя, которые называются «Рога».

Большие значения ГК отмечаются в породах кристаллического фундамента. Например, в скважине № 38439 на глубине 1957,5 м показания ГК составляют 150 мкр/час (Рис. 4).

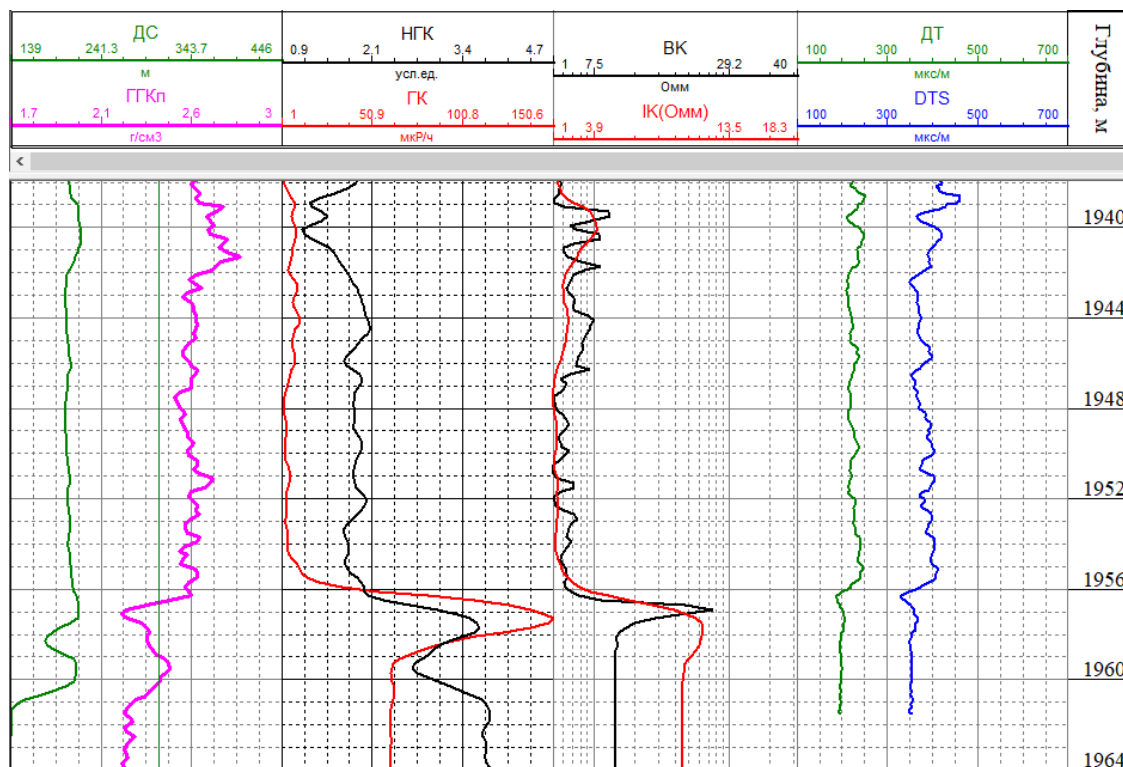


Рис. 4. Вскрыт фундамент в скважине № 38439 Куакбашской площади

Большие значения ГК отмечаются против сланцевых пластов, обогащенных органическим веществом. В силу вышесказанного, перед определением максимума и минимума на кривой ГК, необходимо изучить каротаж, отобразив все кривые на планшете (хотя бы в программе CurveEditor), и затем вручную ввести данные опорных пластов, с учетом увеличения диаметра скважины против глинистого пласта. В программе FracPRO вообще не предусмотрен ввод каких-либо поправок в показания геофизических методов. Все берется «как есть» (as is). Возможно, это и правильно, поскольку программа не предназначена для подсчета запасов, а для целей проектирования ГРП возникающие неточности в параметрах вполне допустимы.

Иногда при проведении исследований методом нейтронного каротажа наблюдается активация породы и обсадной колонны. Если по каким-либо причинам зонд останавливается, на естественное гамма-излучение накладывается наведенное гамма-излучение. В этом случае интерпретация данных гамма-каротажа может быть неправильной.

В Татарстане перед проведением промежуточных геофизических исследований скважин естественная водная суспензия заменяется на пресный глинистый раствор. В промежуточный комплекс ГИС входят замеры стандартным зондом (кривые КС и ПС), индукционным и боковым методами, боковым электрическим зондированием, микрозондированием, кавернометрией и резистивиметрией. Так было до 1987 года. В 1987 году проведение промежуточных замеров ГИС в отложениях среднего и нижнего карбона во всех бурящихся скважинах было отменено из-за большой задержки во времени буровиков и больших расходов, связанных с подготовкой и перевозкой глинистого раствора.

При бурении скважин на воде в отложениях среднего и нижнего карбона против глинистых пластов образуются каверны и при этом могут произойти обвалы, которые обычно приводят к прихвату бурильного инструмента. Чтобы избежать таких осложнений, глинистые интервалы среднего и нижнего карбона в большинстве случаев заливаются цементным раствором и заново разбуриваются. При таких обстоятельствах в пласты-коллекторы нередко происходит проникновение цементного раствора. Как известно, в интервалах проникновения цементного раствора в пласты на кривой СП обычно отмечается резкое увеличение ее амплитуды.

Исходя из вышеизложенного, становится ясно, что технолог ГРП, должен знать особенности, присущие геофизическим исследованиям скважин. Он должен быть не просто геофизиком, а специалистом, способным увидеть все аномалии и принять правильное решение. В противном случае моделирование ГРП будет содержать ошибки.

Все кривые перед импортом в симуляторы ГРП и СКО (такие как MFrac, FracPRO, StimPRO) должны быть просмотрены на предмет выявления аномалий и несогласованностей и в нужных местах внесены корректировки. В особенности это относится к отношению времен пробега

поперечной и продольной волн и плотности горных пород в интервалах размытых глин.

Восстановление некондиционных участков кривых

Методы редактирования и коррекции показаний геофизических методов при создании геомеханической и сейсмоакустической модели практически одинаковы. Наиболее важные операции для осуществления акустической инверсии описаны в работе В.Н. Смирнова и др. [5]:

1. Оценка пригодности скважин для сейсмической инверсии. В данном случае скважины могут попасть в несколько различных категорий:
 - скважины, в которых проведены АК, ГГКП и несколько видов геофизических исследований, необходимых для коррекции и синтеза АК и ГГКП; используются для оценки качества обеих методов, поиска эмпирических зависимостей, анализа влияния насыщения и литологии на акустические свойства (именно эти скважины являются приоритетными для выполнения привязки и инверсии сейсмических данных);
 - скважины, в которых выполнен АК, но не проведен ГГКП (их можно полноценно использовать для привязки и инверсии после синтеза ГГКП).
2. Устранение искажений на замерах АК и ГГКП. Искажения ΔT на кривых акустического каротажа в размытых глинах могут быть обусловлены пропуском первых вступлений головной волны, регистрируемой дальним приемником, а также возникновением z -эффектов на границах перехода с одного диаметра скважины на другой. В мягких терригенных разрезах кривая АК искажается из-за неровностей стенок скважины и пропусков циклов от затухания. Особое значение имеет устранение искажающего влияния каверн, где z -эффекты могут накладываться, образуя своеобразную гребенку.

Самым простым методом коррекции замеров АК и ГГКП является изменение искаженных в интервалах каверн показаний на физически приемлемые значения: это может быть как фильтрация (например, методом скользящего среднего), так и простое присвоение характерных значений при нормальном тренде уплотнения с глубиной. Последний метод не применим в зонах аномально высокого пластового давления (АВПД). Более сложными являются методы поиска эмпирических зависимостей от других методов ГИС и моделирования показаний методов с использованием теоретических зависимостей.

3. Восстановление отсутствующих кривых АК. Может быть выполнено как по всему стволу скважины, так и непосредственно в интервале, где кривая АК отсутствует. Здесь возможно использование следующих методов восстановления:

- из данных методов сопротивления с применением эмпирического уравнения Фауста (это уравнение можно использовать только при нормальном тренде уплотнения, при наличии аномальных пластовых давлений решение будет некорректным);
- из данных нейтронного метода (метод подвержен влиянию дефектов ствола скважины, и часто не удается достоверно синтезировать кривую АК).

Чтобы синтезировать кривые, прежде всего, необходимо выявить и скорректировать искажения на исходных кривых – НГК, ГК, ИК, БК. Основой для их коррекции является кривая каверномера. Конечно, было бы лучше воспользоваться стандартными методами внесения поправок в показания методов, встроенными в программу ПРАЙМ. Однако в рассмотренных нами материалах отсутствуют сведения о приборах, которыми проведены исследования.

В приборах нейтронного каротажа предыдущего поколения регистрация проводилась в условных единицах (или даже в импульсах в

секунду). Это требует предварительного пересчета условных единиц в единицы водородного индекса или пористости. В современных приборах нейтронного каротажа больше не существует проблемы, связанной с калибровкой в условных единицах, а также погрешностей, обусловленных средой измерения.

В старом фонде скважин нет кривой нейтронной пористости *NPИ*, а есть только кривые НГК и ГК. Интерпретированный материал содержит значения пористости только по продуктивным пластам, а нам нужно в целом по разрезу. Поэтому кривую пористости необходимо создавать самим.

Кроме того, чтобы воспользоваться комплексом Double (или Triple) Combo, необходим плотностной каротаж. А его в старом фонде скважин тоже нет. Необходимо создавать синтетическую кривую ГК. Методы преобразования кривых радиоактивного каротажа изложены нами ранее [6].

В еще более старом фонде скважин нет кривых ИК, БК. Есть только стандартный каротаж и кривая сопротивления зонда М4А0,5В. Тогда в Татарстане в интервалах залегания карбонатных пород не проводили БКЗ, использовался только четырехметровый градиент-зонд.

Ошибки измерений при синтезировании кривых

Увеличение диаметра скважин сильно искажает показания всех геофизических методов. Поэтому синтезирование одних методов по другим просто переносит ошибки измерений. Особенно сильно влияние увеличения диаметра скважины по показаниям нейтронных методов. На показания методов сопротивления ИК и БК влияние слабее, однако, все же наблюдается. Какими приборами производили измерения, мы не знаем, поэтому воспользоваться палетками не имеем возможности. Приходится изобретать некие «аппаратурно независимые» методы. В качестве примера

можно привести скважину № 3642 Ново-Елховской площади. Синтезирование как по методике Заляева, так и по методике Фауста с использованием формулы

$$DT = \frac{640}{(Depth \cdot Rt)^{0,11}} \quad (1)$$

где $Depth$ – глубина по стволу скважины, м;

Rt – сопротивление, замеренное по боковому каротажу, Ом·м;

не привело к получению удовлетворительных результатов.

В то же время кривая фактическая, по Заляеву и по Фаусту хорошо совпали между собой. Однако плотность пород по Гарднеру (для песчаников, кривая $rhob$) в исследуемом интервале 1074 – 1086 м оказалась по расчету низкой, порядка 2,4 г/см³, что слишком мало для глинистых пород месторождений нефти Татарстана (и мало даже по справочным данным). Минералогическая плотность глинистых минералов изменяется от 2,62 г/см³ для каолинита до 2,81 г/см³ для гидрослюд при среднем значении для смеси глинистых минералов 2,67 - 2,72 г/см³, что мало отличается от плотности скелета известняков и песчаников [7]. Использование формулы для глинистых пород привело к общему подъему значений плотности (кривая $rhob1$), однако в рассматриваемом глинистом интервале она составила всего 2,5 г/см³, а во вмещающих породах более 2,8 г/см³, что также не согласуется с литологической характеристикой пород исследуемого интервала разреза. Ситуация иллюстрируется на рис. 5.

Отсюда следует, что в интервалах размыва ствола скважин даже при хорошем совпадении фактических и синтетических кривых все они содержат ошибки. Необходимо корректировать или исходные кривые, или результирующие.

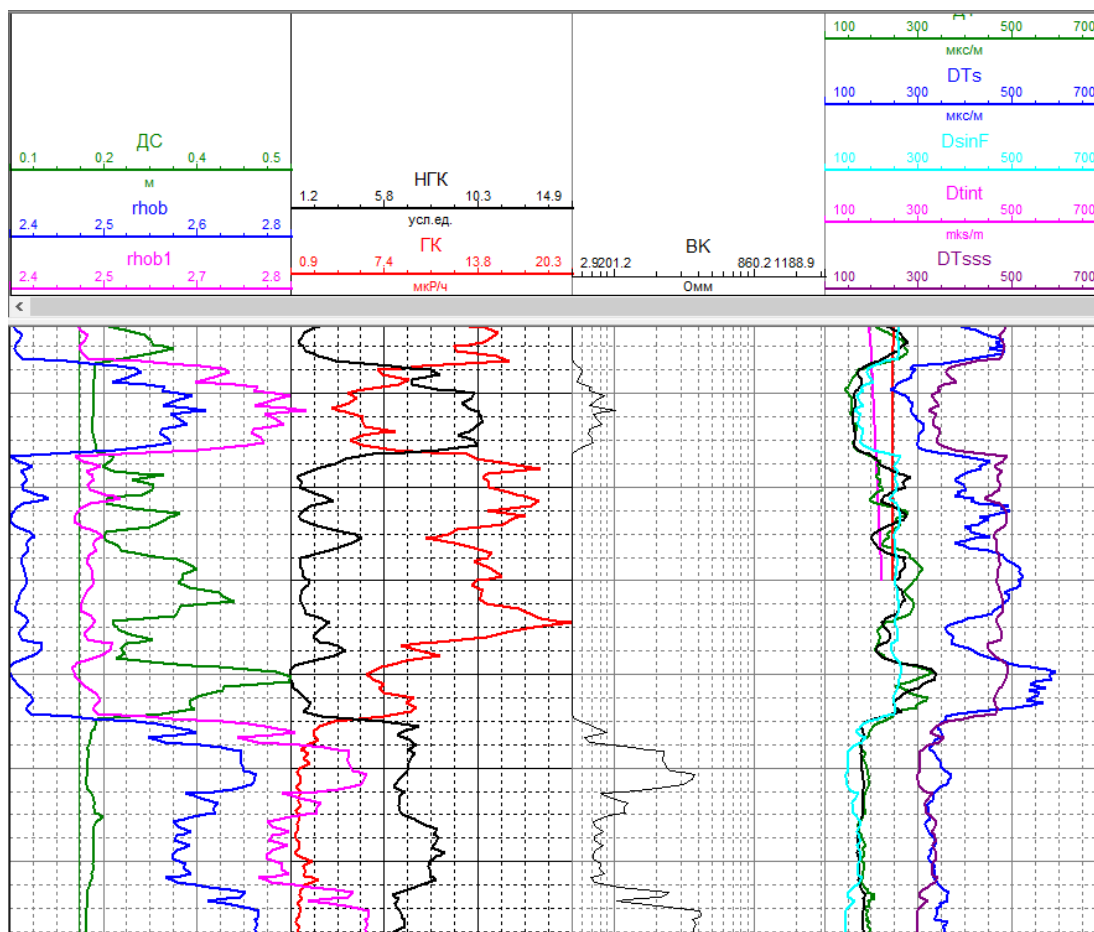


Рис. 5. Планшет по скважине № 3642 Ново-Елховской площади

Методы коррекции кривых в интервалах размыва

Рассмотрим вышеуказанный планшет по скважине № 3642 более подробно. Корректировать исходный материал (НГК, ГК, БК) невозможно, так как нет эталона для сравнения. Времена пробега продольной волны по Фаусту и Заляеву находятся в хорошем соответствии с фактическим временем пробега, не выходят за пределы допустимого диапазона (не более 310 – 330 мкс/м для глин), и при этом также отсутствуют контрольные значения. Поэтому остается один беспроблемный вариант – калибровать кривую плотности. Для этого у нас имеется два опорных значения – максимальное, которое примем равным $2,8 \text{ г/см}^3$ (так как в исследуемом интервале разреза отсутствуют ангидриты, а доломиты входят в состав доломитизированных известняков), и минимальное $2,63 \text{ г/см}^3$ (такова средняя плотность глин). Проверяем минимальное и

максимальные значения кривой ρ_{hob} , используя опцию «Статистика»: минимальное $2,35 \text{ г/см}^3$ на глубине 1083,7 м, максимальное $2,79 \text{ г/см}^3$ на глубине 1057,7 м.

Воспользуемся опцией «перенормировка» программы ПРАЙМ, указываем новую кривую ρ_{ho2} . В качестве нормируемой кривой выбираем ρ_{hob} (синяя кривая на планшете). Получаем новый планшет (Рис. 6).

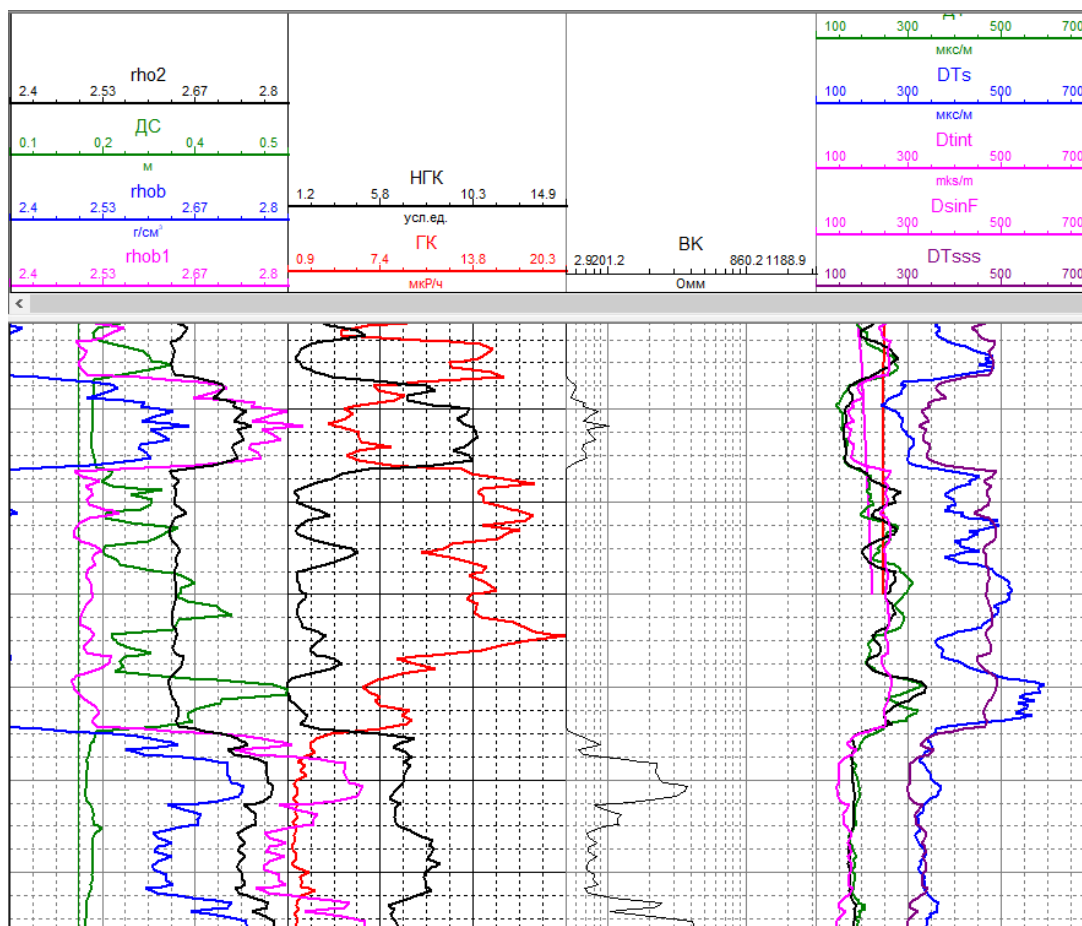


Рис. 6. Результаты коррекции плотности горных пород

Таким образом, получили качественную синтетику, которую можно экспортировать из ПРАЙМа, импортировать во FgasPRO и получать геомеханические модели и эффективные дизайны трещины ГРП.

Рассматривая внимательно планшет, обнаруживаем еще один артефакт. Значения коэффициента Пуассона, вычисленные по отношению синтетических времен пробега поперечной и продольной волны, ниже в глинистом пласте (интервал глубин 1074,5 – 1086 м) по сравнению с

вмещающими неглинистыми пластами, и практически не дифференцированы по пропласткам. Кроме того, наблюдается обратная зависимость от литологии по сравнению с кривыми Брочера и Людвига (Рис. 7). Воспользуемся методикой корректировки коэффициента Пуассона по двойному разностному параметру гамма-каротажа, предложенной нами ранее [6].

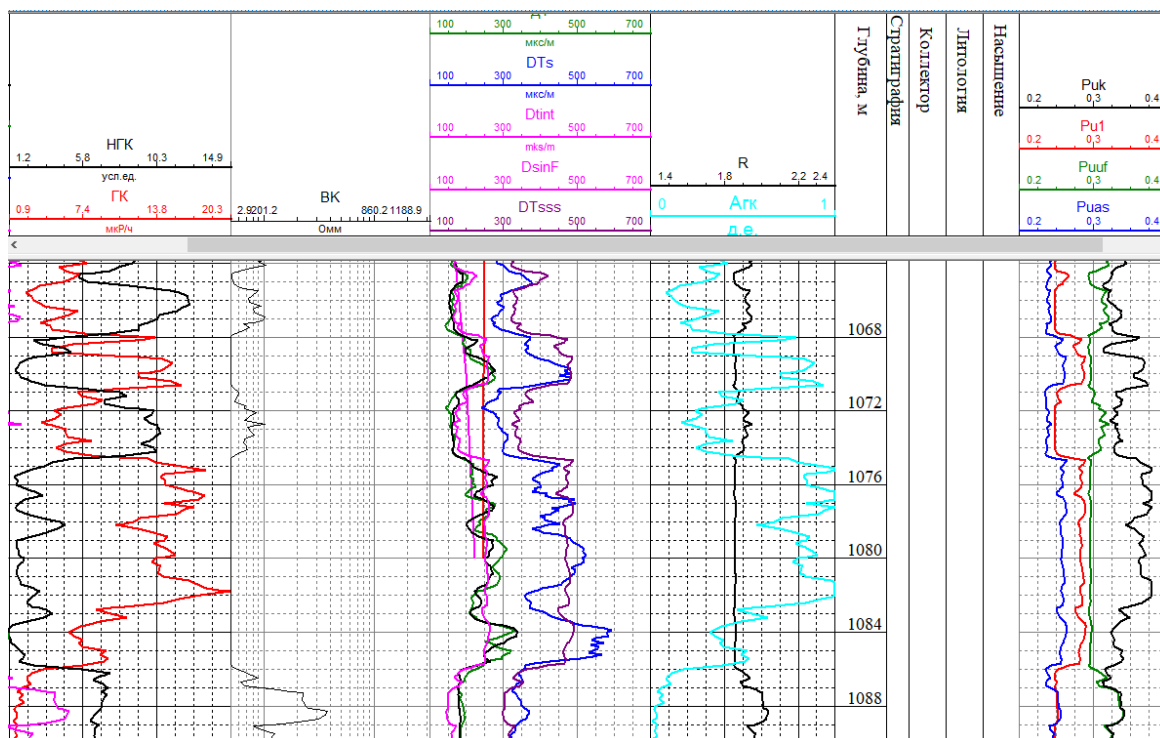


Рис. 7. Анализ значений коэффициента Пуассона. Синяя кривая P_{uas} по Брочеру, красная P_{u1} по Людвигу, зеленая P_{uuf} по отношению времен, черная P_{uk} скорректированная за глинистость

Задаемся максимально возможным значением коэффициента Пуассона для чистых глин, например, $\nu_0=0,38$. Вычисляем двойной разностный параметр ГК по всему разрезу скважины. Затем перевычисляем значения ν по формуле

$$\nu_s = A_{gk} \cdot \nu_0 + (1 - A_{gk}) \cdot \nu \quad (2)$$

где ν_s – скорректированное значение коэффициента Пуассона;

ν_0 – максимальное значение коэффициента Пуассона в данном разрезе;

ν – расчетное значение коэффициента Пуассона;

A_{gk} – двойной разностный параметр гамма-каротажа.

При $A_{gk}=1$ $\nu_s=\nu_0$, показания равны максимальному значению, а при $A_{gk}=0$ $\nu_s=\nu$, то есть показания не меняются. Значения ν , найденные по этой формуле, будут увеличены в глинистых интервалах, где ГК велико, но нигде не превзойдут предельного значения.

Аналогичный подход можно использовать для корректировки значений плотности против глинистых интервалов. Против глин следует задавать значение плотности матрицы, которое используется в формуле расчета пористости по ГК. Тогда эффективная пористость глин будет равна нулю, как и следует из теории.

Здесь еще раз следует заметить, что против пластов размытых глин искажены кривые всех геофизических методов, а также кривые, полученные на их основе. Поэтому их необходимо корректировать, основываясь на физических параметрах глинистых пород.

Корректировка кривых по данным кавернометрии

Возвращаемся к скважине № 2258 Коробковского участка Бавлинского месторождения. Рассмотрим заинтересовавший нас интервал слияния кривых 1733 – 1754 м. Выполняем все процедуры коррекции в указанной выше последовательности. Вначале синтезируем кривую DTr по Заляеву. Так как на синтезированной кривой появились выбросы (скачки значений), сглаживаем кривую при $n=9$ методом скользящего среднего. Получаем кривую $dsin3$ вишневого цвета (Рис. 8). Значения на этой кривой примерно около 300 мкс/м, что для глин в общем нормально. Затем синтезируем плотность пород по Гарднеру. Выше размытого интервала расчетная плотность примерно соответствует фактически замеренной, как по значениям, так и по конфигурации. Однако в интервале глин значения

получаются слишком малы (красная кривая плотности даже вышла за пределы дорожки).

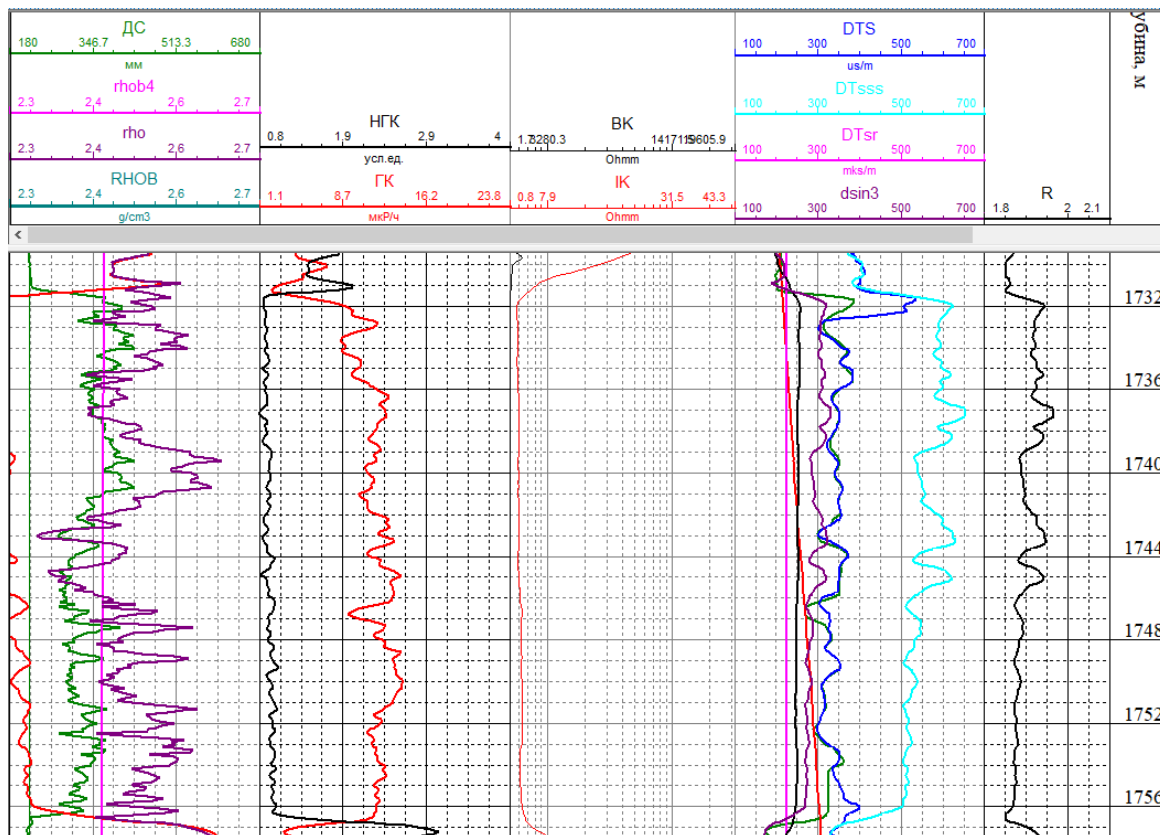


Рис. 8. Синтезирование кривых времени пробега продольной волны и плотности по скважине № 2258 Коробковского участка Бавлинского месторождения

Выполним коррекцию кривой плотности по формуле

$$RHO_{cor} = \left(1 + a \cdot \lg \frac{D}{D_{nom}}\right) \cdot RHOV \quad (3)$$

где RHO_{cor} – значение плотности, скорректированное за диаметр скважины;

a – коэффициент, подбираемый экспериментально;

D – диаметр скважины по кривой каверномера;

D_{nom} – номинальный диаметр скважины;

$RHOV$ – расчетная плотность пород до коррекции.

В нашем случае $a=0,5$. Кривая плотности в интервале глин сдвигается вправо в область реальных значений. Фиолетовая прямая линия $rhob4$, вычисленная по интервальной скорости ВСП, проходит чуть левее

середины колебаний кривой ρ . Следовательно, в среднем плотность в данном интервале отображается правильно. Выше интервала размытых глин отмечается совпадение с фактической кривой плотности, ниже этого интервала скорректированная кривая плотности идет по линии, вычисленной по интервальной скорости ВСП. Сравнительно высокая дифференциация скорректированной кривой отражает изменение диаметра скважины, и в принципе ее можно устранить путем сглаживания (применить фильтр или скользящее среднее), что сделать несложно.

Далее необходимо синтезировать DTs , найти отношение скоростей R и коэффициент Пуассона ν (Рис. 9).

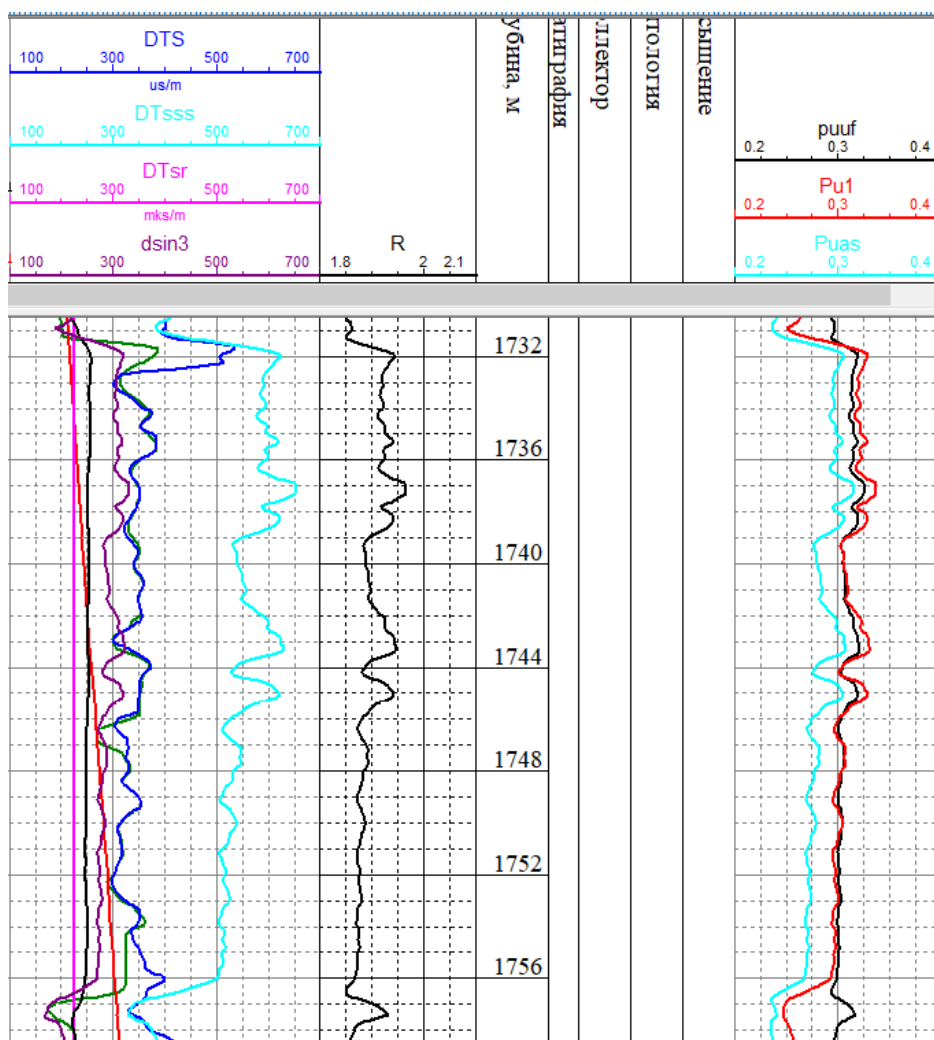


Рис. 9. Синтезирование кривой времени пробега поперечной волны и коэффициента Пуассона по скважине № 2258 Коробковского участка Бавлинского месторождения

Здесь голубая кривая DT_{sss} представляет время пробега поперечной волны, R – отношение времен пробега поперечной и продольной волны, Pu_{as} – коэффициент Пуассона по формуле Брочера, $Pu1$ – по формуле Людвига, pu_{if} – вычисленный по отношению времен пробега. Значения коэффициента Пуассона по отношению времен пробега находятся в пределах от 0,3 до 0,33. Такие значения характерны для глинистых пород, следовательно, все вычисления были проведены верно.

Выводы

1. В коммерческие симуляторы ГРП, такие как MFrac или FracPRO, следует импортировать только проверенные и откорректированные кривые геофизических методов.
2. Отсутствие в файлах LAS сведений о типе приборов, формуле зондов и условиях регистрации данных не позволяет полноценно использовать все возможности программы ПРАЙМ по введению поправок в показания. Одним из возможных выходов из такой ситуации является синтезирование кривых.
3. При анализе геофизического материала надо обязательно смотреть конструкцию скважины. В ней могут быть элементы, искажающие запись геофизических параметров. Необходимо выяснить наличие, даты установки и глубины колонн, профильных перекрывателей и прочих элементов конструкции. В ряде скважин часть записи каротажа бывает выполнена в колонне, что приводит к искажению кривой.

Список литературы

1. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 156 с.
2. Алгоритмы расчета синтетических кривых ГИС в задачах оценивания геомеханических свойств. О.В. Надеждин, Л.Р. Миникеева и др. Paper SPE 182097-

- RU. Доклад, представленный на Российскую нефтегазовую техническую конференцию и выставку SPE, проведенную 24-26 октября 2016 г., Москва, Россия.
3. Соколова Т.Ф., Поправко А.А. Проблемы моделирования упругих свойств пород по данным геофизических исследований скважин для целей сейсмических инверсий. Збірник наукових праць Укр. ДГРІ. №4/2012. – с. 139-157.
 4. О.В. Салимов. Определение геомеханических параметров по промыслово-геофизическим данным. Нефтяное хозяйство. 2017, № 6, с. 30-33.
 5. В.Н. Смирнов и др. Уточнение физико-геологической модели месторождения с помощью акустических инверсионных преобразований данных сейсморазведки. Нефтяное хозяйство. 2010, № 11, с. 28-31.
 6. Ибрагимов Н.Г., Салимов В.Г., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов О.В.// Геомеханические условия эффективного применения кислотного гидроразрыва пластов. – Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 32-36.
 7. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для ВУЗов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007, – 327 с.

Сведения об авторах

Салимов Олег Вячеславович, доктор технических наук, РН-УфаНИПИнефть, г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: SalimovOV@ufanipi.ru.

Насыбуллин Арслан Валерьевич, доктор технических наук, начальник отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: arslan@tatnipi.ru

Салимов Вячеслав Гайнанович, кандидат геолого-минералогических наук, руководитель, группа по геологии нефтегазовых месторождений, Волго-Камское региональное отделение РАЕН, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: salimov@tatnipi.ru

Authors

Salimov O.V., Dr.Sc., RN-UfaNIPIneft, Ufa, Bashkortostan, Russia
E-mail: SalimovOV@ufanipi.ru.

Nasybullin A.V., Dr.Sc, Head of IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Tatarstan, Russia
E-mail: arslan@tatnipi.ru

Salimov V.G., PhD, Head of Subsurface Geology Group, Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences, Bugulma, Tatarstan, Russia
E-mail: salimov@tatnipi.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8(85594) 78-641
E-mail: arslan@tatnipi.ru