Достижения в анализе каротажных данных

Джеф Аброгаст объясняет как новые технологии позволяют проводить нормализированную интерпретацию смешанных наборов российских, китайских и западных каротажных диаграмм.

New technologies enable normalized interpretation of mixed-vintage Russian, Chinese and Western log suites

Relating all of the log data to the most modern log, core, seismic and production data using high-speed resistivity and SP inversion modeling and neural networks.

Хотя старые российские, китайские и западные каротажные комплексы регистрировали превосходную информацию (например, кривые удельного сопротивления прибором с большим радиусом исследования), интерпретация каротажных данных на основе российских и западных палеток даже для опытных геофизиков-интерпретаторов представляет крайне утомительный и сложный процесс. Эти сложности усугубляются тем, что зачастую российские каротажные данные неполны – отсутствует информация об удельном сопротивлении бурового раствора или о диаметре ствола скважины. Интерпретация таких данных может привести к ошибкам, связанным с пропуском маломощных продуктивных зон или к перфорации скважин в маломощных водонасыщенных интервалах.

Для определения характера и величины насыщения коллектора пластовым флюидом, а также для подсчёта запасов углеводородов необходимо располагать точной информацией об истинном удельном электрическом сопротивлении (Рп) и о пористости пласта, характеризующейся высоким разрешением. Интерпретация разновременных каротажных данных различного происхождения (российских, китайских, западных), а также неполных каротажных данных низкого качества, с недавнего времени была облегчена в связи с появлением двух новых важных технологий:

Решение обратной задачи (инверсия) для данных методов удельного электрического сопротивления и потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) на основе применения быстрых вычислительных алгоритмов.

Применение нейронных сетей, что позволяет: а) синтезировать с высокой точностью каротажные кривые, данные анализа керна и данные о добыче на основе общедоступных данных; и б) редактировать любые данные низкого качества.

Инверсия данных удельного электрического сопротивления

Строгий математический расчёт электрического поля в среде (с учётом двумерности модели и наклона пластов) компенсирует неадекватность каротажного зонда за счёт улучшения вертикального разрешения и более точного определения удельного сопротивления пласта (Рп) в зоне, незатронутой проникновением фильтрата промывочной жидкости, а также в промытой зоне (Рпз). Инверсия позволяет корректировать эффекты, связанные с:

- Ограничениями, обусловленными геометрией зонда (ассиметричный отклик)
- Неучётом диаметра ствола скважины и размыва стенок скважины
- Неучётом удельного сопротивление промывочной жидкости ($Р_{пж}$)
- Проникновением в пласт фильтрата промывочной жидкости
- Неучётом конечной мощности пласта и эффектов,

While older Russian, Chinese and Western log suites recorded excellent information (for example, the deep investigation of resistivity), working through the data using Russian and Western chart books is an extremely tedious and difficult undertaking, even for experienced petrophysicists. These difficulties are compounded by the fact that many Russian log suites are incomplete and information such as drilling mud resistivity and borehole size may not be available. Interpretation of these recorded data may have resulted in thinner-bedded pay zones being missed or thin-bedded water-bearing zones being included in well completions.

Accurate, high resolution true formation resistivity (Rt) data and valid porosity data are required to calculate formation fluid saturation and to calculate reserves. Interpreting mixed-vintage, incomplete and poor-quality log data has been facilitated recently by two important technologies:

1) high-speed inversion modeling of resistivity and SP logs and,
2) neural network applications, which can:
a) generate accurate, verifiable synthetic log, core, and production data from the commonly available data, and
b) edit all the poor quality data

Resistivity Inversion Modeling

Rigorous mathematical modeling (two dimensional plus dip correction) compensates for resistivity tool inadequacies by improving the vertical resolution and by more accurately determining the formation resistivity of the uninvaded zone (Rt) and the resistivity of the flushed zone (Rxo).

Inversion modeling corrects for:

- Limitations in tool electrode configurations (asymmetric response)
- Borehole volume/borehole washouts
- Drilling fluid resistivity (Rmud)
- Filtrate invasion
- Bed thickness and bed shoulder effects
- Dipping beds with up to 60 degrees of apparent dip to the wellbore

Modeling addresses the most fundamental application of wireline log analysis – the calculation of formation fluid saturation. Once a slow and cumbersome process, resistivity inversion is now a practical and powerful tool with significant economic impact in the areas of hydrocarbon reserve prediction, reservoir characterization, fracture stimulation design, production rate prediction, and the identification of bypassed pay.

Proven Technology Made Practical

Modeling of resistivity logs has been extensively tested and its value has been well documented in petrophysical publications for more than 20 years, but the technology was proprietary, difficult to use, and required long processing times (up to 4 hours for a 30 meter interval on expensive workstations). These applications were confined to research groups in a few of the major oil companies and, even then, were used sparingly. Resistivity modeling was simply not a practical solution for large projects with multi-well applications and not a useable tool for the general geoscientist.

обусловленных наличием высококонтрастных границ
- Неучётом угла наклона пластов в диапазоне до 60 градусов кажущегося угла наклона пласта относительно ствола скважины.

Инверсия решает фундаментальную задачу интерпретации каротажных данных – расчет насыщенности пласта пластовым флюидом. Процедура инверсии данных удельного электрического сопротивления – в прошлом громоздкая и.

медленная – в настоящее время стала мощным практическим инструментом, обладающим большим экономическим потенциалом при прогнозировании запасов углеводородов, количественном описании резервуара, проектировании гидроразрыва пласта, прогнозировании объемов добычи и идентификации пропущенных продуктивных интервалов разреза.

Теперь, удалить влияние тп/тпж …

После SP-Mod обработки, выберите трендовую линию вдоль зон коллекторов наилучшего качества. Затем BLT создаст кривую SPRQ, которая характеризует качество коллектора

Применение SPRQ в много-скважинных проектах

- Прогнозирование проницаемости
- Создание синтетических акустических диаграмм
- Редактирование данных низкого качества

Проверенная технология стала практичной

В течение последних 20 лет моделирование каротажных диаграмм сопротивления подвергалось всестороннему тестированию, и его ценность была неопровержимо доказана и подтверждена в многочисленных петрофизических публикациях. Однако технологии моделирования была запатентованы (и потому мало доступны), сложны в применении и требовали большого процессорного времени (до четырех часов на 30 метров разреза на дорогих рабочих станциях). Круг пользователей этих технологий ограничивался исследовательскими группами крупных нефтяных компаний, но даже в этой среде их использовали редко. Моделирование удельного сопротивления было просто непрактичным решением для крупных многоскважинных проектов и было непригодно для использования рядовыми геоспециалистами.

Однако появление в последнее время высокопроизводительных персоналных компьютеров обусловило разработку новых програмных средств, которые предлагают теперь это мощное средство математического моделирования в виде, пригодном для эффективного практического использования всеми геоспециалистами. Время обработки на современном персональном компьютере сократилось с часов до одной минуты (и менее) на 30-метровый интервал, а сама обработка интервалов разреза может вестись без участия человека. Впервые эта технология стала практичным решением для всех, кто работает с разновременными каротажными данными УЭС различного происхождения.

Рис. 1. На каротажных диаграммах удельного сопротивления 4-метрового (Г34) и 0.45-метрового (Г3045) зондов (Дорожка 2) отличия между нефтенасыщенными и водонасыщенными зонами не проявляются из-за наличия в разрезе тонкой слоистости и неучёта влияния ствола скважины. Дорожка 3 показывает полученные в результате инверсии кривые длинного Rt-Mod Rt (красная кривая) и короткого Rt-Mod Rxo (черная кривая) зондов. По результатам инверсии два верхних песчаника четко идентифицируются как нефтенасыщенные, а два нижних песчаника - как водонасыщенные.

Интерпретация кривой ПС (Дорожка 1, синяя кривая) могла показать (без учёта результатов инверсии), что два верхних

High speed PC hardware and new software however, now offer this powerful mathematical modeling in a format that can be used practically and effectively by all geoscientists. Processing times have been reduced from hours to less than a minute for a 30 meter interval on a modern PC and intervals can be run unattended. For the first time this technology has become a practical solution for anyone working with mixed-vintage resistivity log data.

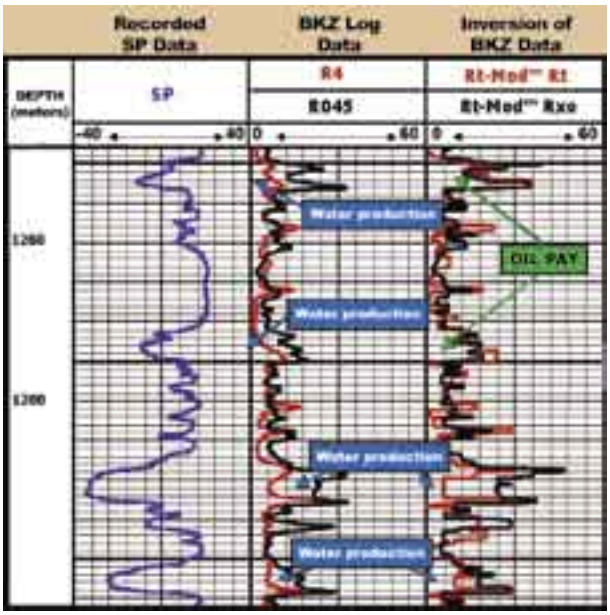

Figure 1
The 4-meter (R4) and the 0.45-meter (R045) resistivity logs (Track 2) are not distinguishing oil pay zones from water wet zones due to thin bed and other environmental effects. Track 3 shows the inverted deep curve Rt-Mod Rt (red) and the inverted shallow curve Rt-Mod Rxo (black). Inversion modeling clearly identifies the upper two sandstones as oil pay zones and the lower two sandstones as water wet zones.

The recorded SP (Track 1 in blue) could indicate that the upper two sandstones are of lower reservoir quality than the lower two sandstones. However, after inversion modeling identified the upper two sandstones as the oil pay zones, the lower recorded SP values in the upper two zones are more likely due to hydrocarbon suppression (Rt/Rmud environmental effect).

SP Inversion Modeling

The SP log has become a forgotten measurement due to its poor vertical resolution and the environmental effects of drilling and formation fluid salinities. Historically the SP has been used as a "relative" indicator of bed location, permeability, lithology, and shale content. It has been used semi-quantitatively to estimate formation water resistivity (Rw). When the Gamma Ray measurement was introduced, it replaced the SP in geologic correlation displays because the Gamma Ray had much better vertical resolution. However, the Gamma Ray measurement may or may not have any relationship to reservoir quality and can be severely impacted by changes in mineralogy.

Inversion modeling for the SP has only been made available commercially since 2000. The process is very similar to that described for resistivity inversion modeling. Required inputs for processing include the recorded SP curve and a deep resistivity (Rt) curve. The result is an earth model for the SP, corrected for bed thickness and for the effects of true formation resistivity (Rt) and the resistivity of the drilling mud (Rmud). It takes about 10 seconds to process 30 meters of SP log on a modern PC.

SP Inversion Applications

Modeling removes the effects of bed thickness and the Rt/Rmud factors yielding a "pseudo-static" SP (SPSSP) at a 0.5 m vertical resolution (Figure 2) making the SP quantitatively useful to calculate formation

песчаника имеют более низкие коллекторские свойства, чем нижние. Однако после того, как по результатам инверсии верхние песчаники были проинтерпретированы как нефтенасыщенные, значительно более вероятным объяснением пониженных значений ПС в интервалах верхних песчаников является влияние на значения ПС высокого УЭС, обусловленного присутствием в них углеводродов (влияние контраста Рп /Рпж).

Инверсия данных метода ПС

Каротаж по методу ПС в силу своей малой вертикальной разрешённости и влияния на его показания таких факторов, как минерализации пластовых флюидов и промывочной жидкости, был предан забвению. Исторически диаграммы ПС использовались в качестве "относительного " индикатора для выделения коллекторов в разрезе, оценки их проницаемости, литологии и глинистости. Его использовали для полуколичественной оценки УЭС пластовой воды (Рпв). Когда появился каротаж естественной гамма активности (ГК), он вытеснил каротаж ПС в задачах корреляции, поскольку обладал значительно большей вертикальной разрешённостью. Однако измерения естественной гамма активности подвержены существенному влиянию минералогии пород, и потому могут не отражать изменения коллекторских свойств пласта.

Технология инверсии данных ПС стала доступной для коммерческого применения только начиная с 2000 года. Этот процесс очень похож на описанную выше инверсию данных УЭС. На вход должны подаваться зарегистрированная кривая ПС и кривая истинного УЭС пласта (Рп). Результатом инверсии является кривая ПС, очищенная от эффектов, связанных с конечной мощностью пластов, а также влиянием УЭС пород (Рп) и промывочной жидкости (Рпж). Время счёта на современном персональном компьютере составляет около 10 сек при инверсии данных в 30-метровом интервале разреза.

Применение инверсии данных ПС

Инверсия устраняет влияние мощности пласта и контраста удельных сопротивлений пласта и промывочной жидкости (Рп /Рпж), в результате чего кривая ПС преобразуется в кривую СПС (SPSSP) - "псевдо-статического" потенциала самопроизвольной поляризации, обладающую вертикальным разрешением 0.5м (Рис. 2). Это позволяет использовать данные ПС для расчёта УЭС пластовой воды (Рпв) и проницаемости пласта при калибровке обращённых данных ПС по данным фактических измерений проницаемости.

Рис.2. Инверсия данных ПС позволяет получить кривую "псевдо-статического" ПС (в этом примере она обозначена через SPSSP и показана красным цветом на Дорожке 1). Зарегистрированная кривая ПС показана синим цветом на Дорожке 1. Истинное УЭС пород (зелёная кривая на Дорожке 2) используется для устранения влияния контраста (Рп /Рпж). Если УЭС пластовой воды (Рпв) остаётся постоянным в некотором интервале разреза, то одинаковые значения "псевдо-статического" ПС будут соответствовать одной и той же проницаемости, независимо от мощности пласта.

Изменения УЭС промывочной жидкости (Г-) пластовой воды (Рпв) от скважины к скважине затрудняют использование данных ПС для количественной интерпретации. Нормализация данных "псевдо-статического" ПС (SPSSP) позволяет учесть эти изменения и получить кривую ПС-качества коллектора (SPRQ), которая может использоваться для количественной интерпретации каротажных данных в многоскважинных проектах (Рис. 3). Фактически кривая SPRQ представаляет определённую по данным ПС кривую глинистости. В отличие от глинистости, определённой по ГК, ПС-глинистость не подвержена влиянию минералогии пород. В связи с этим она может быть использована для количественного прогноза проницаемости пород для разных интервалов разреза и для разных скважин при условии, что имеются данные фактических замеров проницаемости, по

water resistivity (Rw) and to predict permeability when calibrated against measured permeability data.

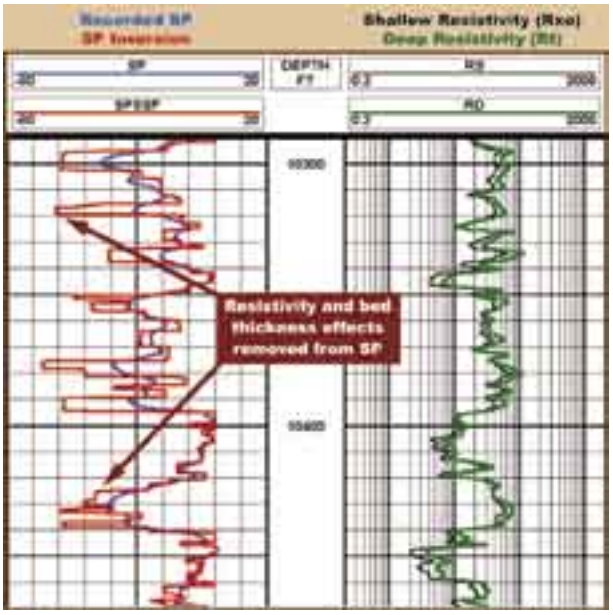

Figure 2
SP inversion modeling will produce a 'pseudo-static" SP curve (in this example it is called SPSSP and is the red curve in Track 1). The recorded SP is the blue curve in Track 1. The deep resistivity curve (green curve in Track 2) is used to correct Rt/Rmud. If Rw is constant over the interval, zones with the same values for SPSSP will have the same permeability regardless of bed thickness.

Changes in drilling fluid resistivity (Rmf) and formation water resistivity (Rw) have made it difficult to use the SP measurement quantitatively from well to well. Normalization of the SPSSP measurement can accommodate these differences and produce an SP Rock Quality (SPRQ) curve that can be used quantitatively from well to well (Figure 3). The SPRQ curve is simply a Vshale curve from the SP. Unlike Vshale curves derived from the Gamma Ray measurement, the Vshale curve derived from the SP measurement is not affected by changes in mineralogy. For this reason it can be used quantitatively to predict permeability from zone to zone and from well to well provided that some measured permeability data is available for calibration.

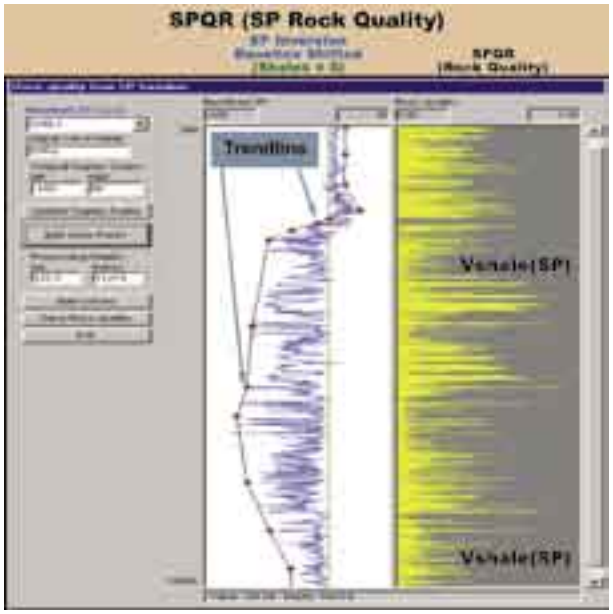

Figure 3
The blue curve is the SP-Mod-processed SP curve (in this example the pseudo-static SP is called the SPBLT). It has been baseline shifted to

которым может быть произведена калибровка данных ПС.

Рис. 3. Синяя кривая представляет собой кривую ПС, обработанную по технологии SP-Mod (в этом примере кривая “псевдо-статического” потенциала называется SPBLT). Эта кривая нормализова на к единой линии глин, так что в интервалах глин кривая ПС приведена к нулевому значению (зелёная кривая). Заметьте, что в верхней части разреза имеется водоносный пласт, насыщенный пресной пластовой водой.

Построение линии тренда по интервалам чистых песчаников (что фактически означает, что пласты с одинаковым качеством коллектора будут охарактеризованы одинаковыми значениями нормализованной кривой ПС)позволяет получить кривую ПС-качества коллектора (SPRQ) (показанную на Дорожке 2). Эта кривая есть ничто иное, как кривая глинистости, полученная по данным ПС, которая не чувствительна к изменению минералогии. Она представляет ценность для прогноза проницаемости с вертикальной разрешённостью 1-2 фута при условии, что имеются данные фактических замеров проницаемости, по которым может быть произведена калибровка данных ПС.

Кривая SPBLT также может быть использована для расчёта изменения вдоль ствола скважины УЭС пластовой воды (Рпв), включая даже нефтенасыщенные интервалы, в которых не удаётся отобрать пробы пластовой воды.

Технология 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. ▸▸

make all of the shales read zero (green line). Note that there is a fresh water aquifer in the upper section. Using a trend line method on the clean sandstones (setting sandstones of equal reservoir quality to a constant value), a curve representing SP Rock Quality (SPQR) is generated (shown in Track 2). The SPRQ is a Vshale curve from the SP that is not affected by mineralogy changes. It can be a valuable curve in predicting permeability at a 1-2 foot bed resolution provided that some measured permeability data is available for calibration. You can also use the SPBLT curve to calculate changing Rw in a wellbore, even in hydrocarbon-bearing zones which do not produce measurable water samples.

Neural Network Technology

Neural networks represent effective data processing mechanisms for predicting outcomes based upon pattern recognition. The technology has been used to predict almost everything, but in recent years it has been applied successfully in solving some of the most difficult engineering and formation evaluation problems in the oil and gas industry.

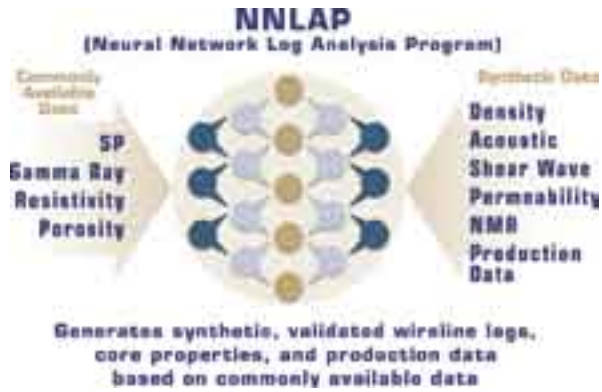

Figure 4
Neural networks can generate accurate, verifiable synthetic data from commonly available data. ▸▸

Рис. 4. Нейронные сети могут генерировать точные, подтверждаемые синтетические данные на основе использования общедоступной информации. При правильном использовании в приложениях, оснащённых интерфейсом, позволяющем получать немедленную обратную связь при обучении и подтверждении, нейронные сети могут генерировать точные, подтверждаемые синтетические каротажные кривые, а также кривые керновых данных в скважинах, где эта информации на самом деле не регистрировалась (например, кривые каротажа в открытом стволе по каротажным кривым, полученным в обсаженном стволе, кривые акустического каротажа на продольных и поперечных волнах, кривые каротажа пористости, ЯМР-каротажа, а также данные проницаемости по керну).

Преимущества нейронной сети

Нейронные сети обладают значительными преимуществами перед традиционными детерминистскими методами. Им не требуется точная математическая модель, описываемая уравнениями, выражающими зависимость между используемыми для прогноза и целевыми значениями. Кроме того, в отличие от методов линейной регрессии, методы нейронных сетей не сглаживают данные вследствие осреднения и поэтому сохраняют изменчивость исходных данных. Одно из самых важных их преимуществ состоит в том, что их прогнозы могут быть проверены и подтверждены путем обратного прогнозирования исходных данных. ■

When used appropriately in applications with an interface that allows instantaneous feedback in the training and confirmation process, neural networks can generate accurate, verifiable synthetic logs and core properties in wells in which these measurements were not recorded (for example, open hole logs from cased hole data, compressional and shear wave sonic logs, porosity logs, NMR logs, and core permeability).

Neural Network Advantages

Neural networks offer significant advantages over traditional deterministic methods. They do not require a precise mathematical model equation that describes the dependency between the predictor values and the target values and, unlike linear regression techniques, neural network methods do not over-predict mean values and thereby preserve original data variability. One of their most important advantages is that their predictions can be validated and confirmed through back-prediction of the input data.

Biography

Jeff Arbogast is President of Petroleum Software Technologies, LLC in Aurora, Colorado, USA. He holds a BA degree in Geology and Geophysics from Princeton University and a MS in Geology from Duke University.

For additional information contact arbogast@pstware.com or call (303) 337-1785 in the United States. ■