

УДК 550.832

С. В. Мрозовская
ООО "Нефтегазгеофизика"

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ НА ПОКАЗАНИЯ АКУСТИЧЕСКОГО, НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОГО И ПЛОТНОСТНОГО КАРОТАЖА В ТЕРРИГЕННОМ РАЗРЕЗЕ

Рассмотрены примеры построения интерпретационной модели на основании керновых данных и показаны особенности применения результатов моделирования для решения практических задач оценки фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов и покрышек.

Для установления продуктивности пласта необходимо оценить следующие параметры: проницаемость, емкость и насыщенность. При изучении коллекторских свойств терригенных пород особый интерес представляют содержание, тип и количественное соотношение в пласте глинистых минералов как в составе скелета породы, так и в цементе. Сведения о содержании тонкодисперсного поверхностно-активного вещества в единице объема песчано-алевритовых пород (глинистости) необходимы при использовании аналитических способов определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения коллекторов по методу сопротивления, а также при выборе режима эксплуатации месторождения.

Современные геофизические методы исследования на основании непосредственного измерения в скважинах позволяют определять широкий комплекс различных параметров, в том числе Δt_p – интервальное время продольной волны – по широкополосному волновому акустическому каротажу (АК), σ – плотность – по гамма-гамма-плотностному каротажу (ГГК-П) и ω – водородосодержание – по нейтрон-нейтронному каротажу по тепловым нейтронам (ННК-Т). Наличие указанного комплекса методов определения литологии и пористости позволяет применять графическое сопоставление теоретических и фактических данных АК-ННК-Т-ГГК-П (кроссплотинг) для карбонатных и терригенных отложений. Обработка данных ГИС методом кроссплотинга проводится по технологической схеме, согласно которой основными этапами являются:

1. Выделение крупных литологических комплексов.

2. Оценка влияния на данные ГИС возраста пород, глубины залегания, зон аномально высокого и низкого давления.
3. Обоснование литологических компонент и соответствующих им констант.
4. Построение кроссплотов для выделенных комплексов пород.
5. Выделение в каждом комплексе опорных пластов и оценка качества данных.
6. Определение общей пористости совместно с выделением углистых, битуминозных, карбонатизированных либо опесчаниенных разностей.

Изучение коллекторов методом кроссплотинга данных акустического, нейтрон-нейтронного и плотностного каротажа в терригенном разрезе на настоящий момент не получило широкого распространения. Это связано с кажущейся легкостью нахождения фильтрационно-емкостных свойств по эмпирическим зависимостям относительного параметра потенциала собственной поляризации (α_{pc}) с коэффициентами пористости и глинистости, а также определения глинистости по данным метода регистрации естественной гамма-активности пород (ГК).

Методики определения фильтрационно-емкостных свойств на основе регистрации потенциалов собственной поляризации (ПС) и естественной гамма-активности пород, использующие керновые зависимости между относительными параметрами ПС (α_{pc}), ГК ($\Delta J\gamma$) и коэффициентами пористости, проницаемости и глинистости, имеют существенный недостаток. Он заключается в относительности как α_{pc} , так и $\Delta J\gamma$. Традиционно относительные параметры рассчитываются по показаниям ПС и ГК в глинах и в пласте песчаника. Наличие реперного пласта песчаника с неизменными по площади пористостью и глинистостью наблюдается крайне редко. Как правило, опорным песчаником выбирается пласт достаточной мощности, обладающий максимальной отрицательной амплитудой ПС в интервале исследования, который при дальнейшей интерпретации условно считается "чистым". Таким образом, погрешность определяемых фильтрационно-емкостных свойств и глинистости в большей степени зависит от параметров выбранных опорных пластов (линий "чистых" песчаника и глины). Кроме того, при исследовании скважин уплотняющей сетки на стадии разработки залежи существует возможность искажения показаний ПС и ГК в связи с прохождением фронта нагнетаемых вод.

Аналитические методы определения коллекторских свойств пород и нефтегазонасыщения коллекторов по результатам скважинных геофизических измерений, с математической точки зрения, являются обратной задачей. Необходимым условием наличия единственного решения обратной задачи является равенство или превышение количества входных параметров над количеством искомых. Например, нахождение коэффициентов пористости и глинистости по эмпирическим зависимостям с α_{nc} некорректно, поскольку по одному замеренному параметру рассчитываются две величины, в связи с чем возникает неоднозначность результатов. Совместное использование данных ПС, ГК, АК, ГГК-П и ННК-Т, в основе которых лежат различные физические законы, повышает достоверность определения глинистости и пористости.

Объективная интерпретация промыслового-геофизических исследований возможна только на основе данных о свойствах пород, полученных в результате лабораторного изучения керна скважин. Комплекс исследований включает, с одной стороны, данные о гранулометрическом и петрографо-минералогическом составе, а с другой, о различных физико-химических свойствах пород. Зависимости между гранулометрическим и петрографо-минералогическим составом пород различного литологического типа и характерными радиоактивными и упругими свойствами называются петрофизическими моделями и используются при кросссплотинге данных ГИС. Благодаря исследованиям керна создана обширная библиотека физических свойств минералов пород, которая позволяет моделировать свойства породы в зависимости от компонентного состава, учитывая известные свойства минералов [1].

Определение объемной модели горной породы включает несколько этапов:

1. Построение теоретических зависимостей геофизических параметров для литологических разностей и нанесение полученных линий на кросссплот в выбранной интерпретатором координатной сетке. Расчет влияния пористости производится по принятым зависимостям, таким как уравнение среднего времени, Реймера-Ханта-Гартнера, средней плотности, введение поправок за минеральный состав в зависимость водородосодержания от коэффициента пористости. Теоретические зависимости рассчитываются для всех основных типов пород и цементов, которые отмечаются в исследуемом литоло-

гическом комплексе, образуя общую модель исследуемых отложений. При расчете учитываются физические свойства минералов в зависимости от доли содержания их в породе или цементе.

2. Оптимизация модели. Общая модель может содержать различное количество линий литологии. Однако при решении обратной задачи для получения однозначного результата необходимо использование двух-, максимум трехкомпонентных систем в случае использования комплекса АК–ГГК–П–ННК–Т. При включении в комплекс обработки дополнительных методов, например, спектрометрического гамма-каротажа (СГК), литоплотностного каротажа (ГГК–ЛП), импульсной нейтронной гамма-спектрометрии (ИНГС) количество определяемых параметров может быть увеличено. Таким образом, из общей модели может быть выделено несколько оптимизированных моделей в зависимости от условий залегания, а также возраста отложений. Оптимизация модели позволяет исключить вероятность получения неоднозначных результатов, но сужает область применения полученной модели.
3. Выделение группы интервалов по дополнительным признакам, для которых использование выбранной оптимизированной модели является корректным. Выбор пропластков выполняется по показаниям других методов ГИС (ГК, ПС, БК), прямым образом не участвующих в расчете модели горной породы.
4. Расчет объемной модели породы. Сопоставление зарегистрированных геофизических параметров с теоретическими зависимостями, указанными в модели с целью определения содержания долей компонент породы и коэффициента пористости. При этом применяются “адресное” использование оптимизированной модели, а также учет технологических условий проведения каротажа.

Рассмотрим особенности проведения интерпретации в терригенных разрезах методом кроссплотовинга АК–ННК–Т–ГГК–П на примере двух скважин, пробуренных в различных регионах СНГ. Некоторые отличия проведения интерпретации, допущенные в рамках технологической схемы, обусловлены введением в анализ априорных данных – возраста отложений, условий их формирования и последующего метаморфизма.

Проанализируем изменение свойств пород с глубиной на примере скважины, вскрывшей относительно молодые платформенные отложения кайнозойского возраста. Данные отложения встречаются в

пределах Предкавказья, Азербайджана и Средней Азии и характеризуются рыхлым сложением и глинистым цементом аллотигенного происхождения. При погружении отложений их свойства изменяются под воздействием увеличения температур и горного давления [2]. Из первичных осадков, особенно из глинистых разностей, происходит отжатие насыщающих их поровых (седиментационных) вод. Изменения свойств глин с глубиной (рис. 1.) характеризуются увеличением плотности σ , уменьшением интервального времени пробега продольной волны Δt_p и водородосодержания ω . Одновременно с отжатием седиментационной воды изменяется структура глинистых минералов от минералов с триоктаэдрической структурой к диоктаэдрической [5]. Поэтому при построении объемной модели для глинистых интервалов необходимо учитывать влияние уплотнения, то есть интервал исследования необходимо разделить на условно равноуплотненные интервалы, построив для каждого линию глин, соответствующую стадии уплотнения. Достоверность определения объемной модели в непроницаемых глинистых интервалах очень важна, так как наличие песчано-алевролитовой фракции, а также изменение структуры глинистых минералов изменяют изолирующие свойства пород покрышек. В отличие от глин, в которых уплотнение происходит главным образом за счет вытеснения воды и изменения структуры глинистых минералов, уплотнение песчаников происходит за счет коррозии зерен скелета породы и прорастания их друг в друга [4]. В пределах кайнозойского возраста для исследуемого региона зависимость физических свойств от глубины отложений для песчаников не проявляется (рис. 2). Кроме того, в песчано-алевролитовых разностях не наблюдается существенного изменения физических свойств глинистого цемента, так как отсутствует уменьшение объема породы по сравнению с первоначальным благодаря высокой коррозионной стойкости минералов, слагающих скелет породы. По данным исследований керна в этих отложениях отмечается близкий состав глинистых минералов в коллекторах и неколлекторах. Поэтому линия "аргиллит", характеризующая в представленной на рис. 2 модели свойства цемента проницаемых интервалов (глинистость), соответствует неуплотненным глинам.

Таким образом, наблюдается изменение свойств глин с глубиной, а также различие свойств глинистых минералов в коллекторах и неколлекторах, что необходимо учитывать при проведении интерпре-

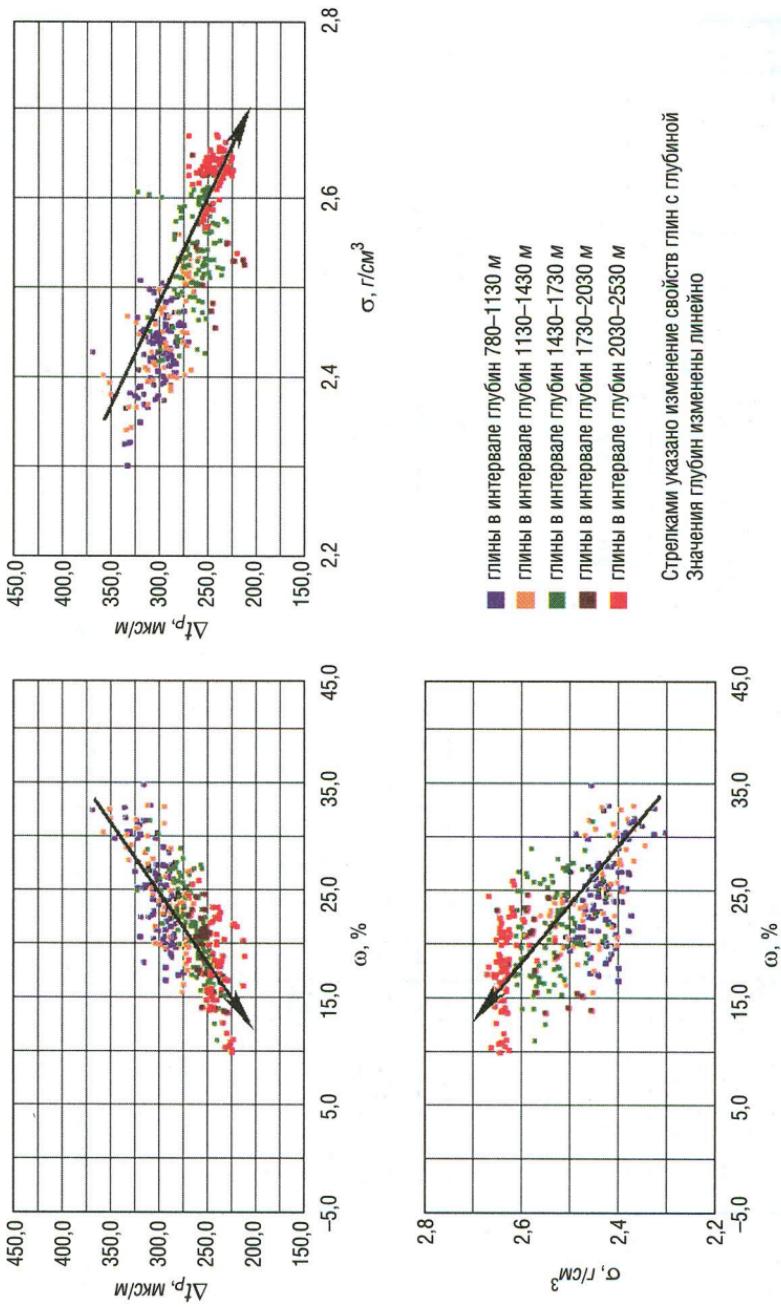


Рис. 1. Изменение свойств глин с глубиной (Кайнозойские отложения)

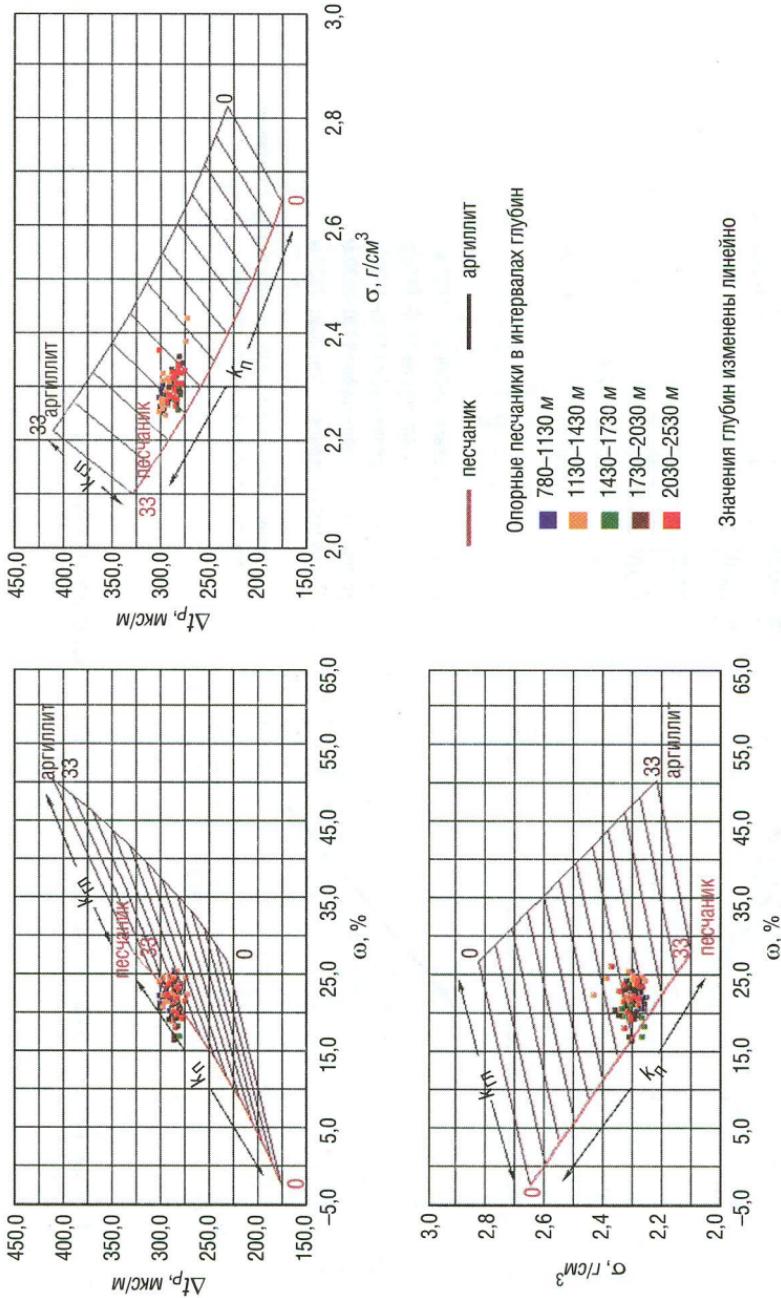


Рис. 2. Изменение свойств песчаников с глубиной (Кайнозойские отложения)

тации. Для выделения проницаемых интервалов при построении объемной модели используются комплекс ПС, ГК, кавернометрия, микрокаротажное зондирование. Модель, по которой рассчитываются пористость и содержание глинистых минералов в коллекторах – “глинистость”, представлена на рис. 2 и состоит из двух компонент – “песчаник” (песчаник полевошпатовый) – “глинистость” (гидрослюды дисперсная). Для глинистых интервалов в зависимости от степени уплотнения используется модель – “песчаник” (песчаник полевошпатовый), “аргиллит” (монтмориллонит-гидрослюды). Определение долей литологических компонент в объемной модели в непроницаемых глинистых пропластках выполняется в пределах равноуплотненных зон. Положение линии “аргиллит” изменяется с глубиной, что обусловлено изменением доли гидрослюд в составе глинистых отложений и вытеснением межслоевой воды из молекул монтмориллонита (рис. 1).

Вторая скважина вскрыла отложения юрского возраста. Разрез сложен чередованием песчаных, алевролитовых и глинистых прослоев. Наблюдаются маломощные пласти известняков и углей. Изучение преобразования полимиктово-алевритовых отложений верхней юры показало, что одним из определяющих факторов, влияющих на емкостные и фильтрационные свойства, является интенсивность вторичных преобразований пород. Для песчаных пород юрских отложений важным процессом, определяющим ухудшение их коллекторских свойств, является замещение обломочных зерен глинистыми минералами и переход последних в состав цемента. Наряду с образованием глинистых минералов, которые отрицательно влияют на коллекторские свойства пород, одним из основных факторов, обуславливающих улучшение коллекторских свойств пород с глубиной и создание в них вторичной емкости, является процесс каолинизации [6].

Близкая к изометрической угловатая форма и довольно крупные размеры кристаллов каолинита способствуют сохранению крупных сообщающихся между собой пор в цементе. Такое свойство микроблоков каолинита, а также практическое отсутствие у него способности к внутрекристаллическому разбуханию благоприятствуют сохранению содержащими этот минерал песчано-алевритовыми отложениями высоких емкостных и фильтрационных свойств, особенно при оптимальном гранулометрическом составе ($0,25\text{--}0,05\text{ mm}$) и высокой отсортированности обломочного материала. В отличие от ка-

олинита обломки гидрослюды, преимущественно складывающие непроницаемые разности, имеют аллотигенное происхождение и обладают высокой способностью к расщеплению [3]. По мере увеличения дисперсности гидрослюд в их структуре уменьшается количество калия и повышается количество разбухающих пакетов, что обуславливает снижение проницаемости. В соответствии с изложенным выше, на кроссплоты (рис. 3) нанесены линии: “песчаник” – соответствующая свойствам полевошпатового песчаника, “аргиллит” – характеризующая состав глин в интервале глинистых неколлекторов по разрезу, “глинистость” – характеризующая состав глинистого цемента в породах-коллекторах.

Рассмотрим комплексы АК–ГГК-П и АК–ННК-Т: наибольшей способностью к дифференциации разреза по фракционному составу пород обладает АК, поскольку в интервалах глин происходит существенное замедление скорости пробега продольных волн. Отсутствие дифференциации физических параметров между пластами коллекторов и глин по данным ГГК-П–ННК-Т объясняется высоким водородосодержанием цемента песчаников, которое даже при небольших количествах каолинита приводит к существенному смещению на кроссплатах точек, принадлежащих песчаникам и алевролитам, к линии “аргиллит”. Значения плотности в данном разрезе, за исключением известковистых и углистых прослоев (рис. 3), изменяются от 2,1 до $2,4 \text{ г}/\text{см}^3$. При таком диапазоне значений влияние пористости и глинистости на метод ГГК-П – равновелики. Для исключения указанной неоднозначности расчет объемной модели выполняется по оптимизированным моделям: “песчаник–аргиллит” – для непроницаемых разностей, “песчаник–глинистость” – для проницаемых пропластков, “песчаник–уголь–аргиллит” и “песчаник–известняк–аргиллит” – соответственно для углистых и известковистых прослоев. Увеличение влияющих факторов, таких как изменение физических свойств пород вследствие изменения термобарических условий залегания, минералогического состава пород обуславливает необходимость использования ПС, ГК, кавернометрии и микрокаротажного зондирования для выделения на качественном уровне интервалов использования той или иной минимизированной модели. Оценка пористости и компонентного состава пород при этом выполняется на основании АК–ННК-Т–ГГК-П по моделям, построенным по данным керновых исследований.

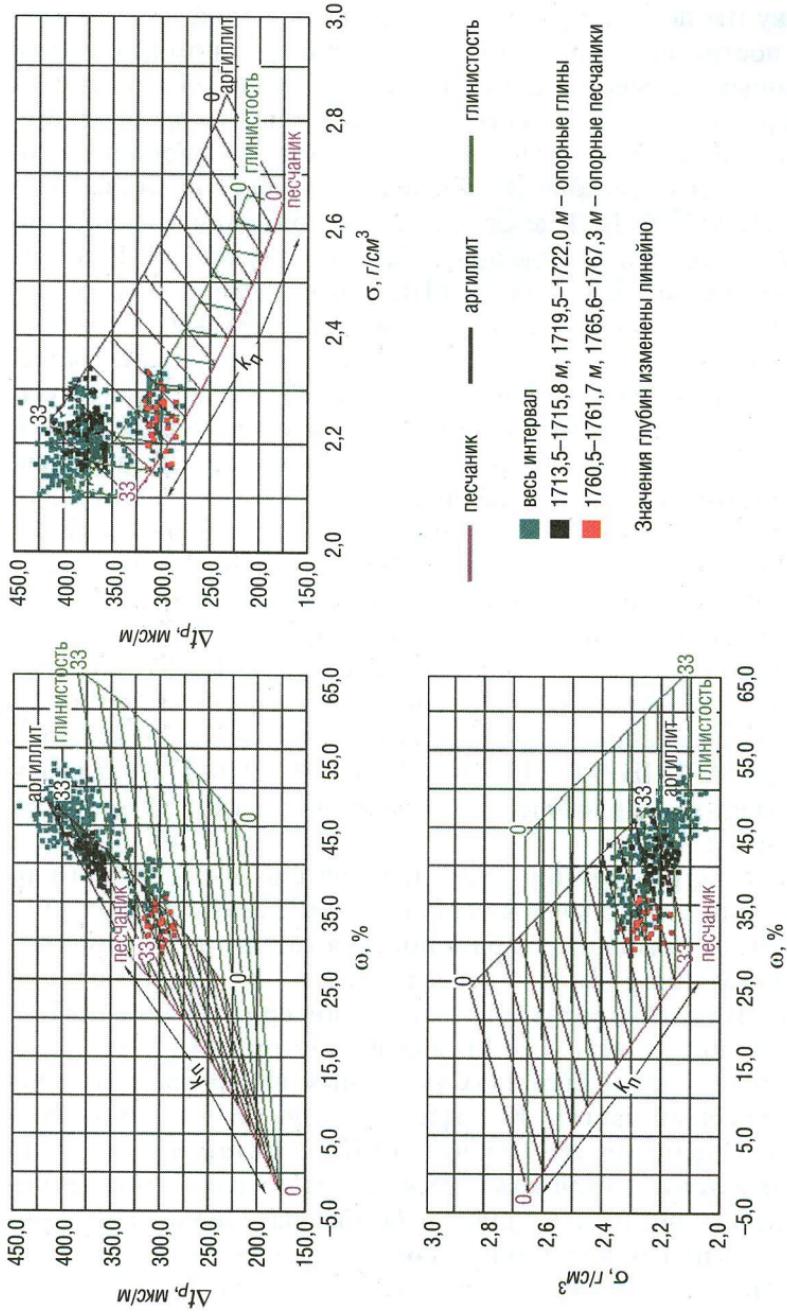


Рис. 3. Оценка качества регистрации данных ГИС в юрских отложениях

Поскольку мы не “выбираем” литологическую модель, а пользуемся для ее построения априорной информацией, то помимо оценки качества данных, осуществляющей стандартными способами (сходимость повторных замеров, регистрация интервального времени пробега продольной волны и коэффициента затухания в свободной колонне), существует возможность выявления ошибок сопоставлением данных АК–ННК–Т–ГГК–П между собой и наложением на построенную по керновым данным модель исследуемых отложений. Рассмотрим пример оценки качества данных ГИС с использованием кроссплотинга для юрских отложений: на рис. 3 черным цветом выделены опорные глинистые интервалы. Их положение на кроссплатах: песчанистость – 10–15% и значения общей пористости – 28–32% соответствуют априорным данным. Красным цветом выделены опорные пласти коллектора. Они характеризуются отрицательной аномалией ПС, пониженным уровнем гамма-активности, наличием проникновения по методам электрического каротажа. При снятии значений используются линии равных литологий, соответствующие модели “песчаник–глинистость”. Для выделенных пластов общая пористость изменяется от 22 до 26%. Изменение глинистости на палетках АК–ННК–Т и ГГК–П–ННК–Т лежит в диапазоне от 15 до 32%, кроме палетки АК–ГГК–П, которая имеет низкую разрешающую способность для терригенного разреза. Сходимость диапазона общей пористости, определяемой по каждому из кроссплотов АК–ННК–Т, ГГК–П–АК, ГГК–П–ННК–Т, а также соответствие пластов литологическим характеристикам подтверждают качество данных.

Результаты интерпретации приведены на рис. 4. Интервал юрских отложений, вскрытый в скважине-примере, составляет чуть более 20 м. Выше расположена баженовская толща, ниже – породы фундамента. Таким образом, в исследуемом разрезе минимальной амплитудой ПС характеризуется пласт в интервале 1761–1762 м, опорным песчаным пластом по ГК является интервал 1766–1768 м. Положение точек, принадлежащих указанным интервалам, отмечено на рис. 3 красным цветом. Коэффициент глинистости в выделенных пластах по данным АК–ННК–Т–ГГК–П составляет от 15 до 32%, что соответствует глинистым песчаникам и алевролитам. В интервале исследований производился отбор керна. Проницаемые интервалы по данным макроскопического описания являются сильноглинистыми песчаниками, что подтверждают результаты интер-

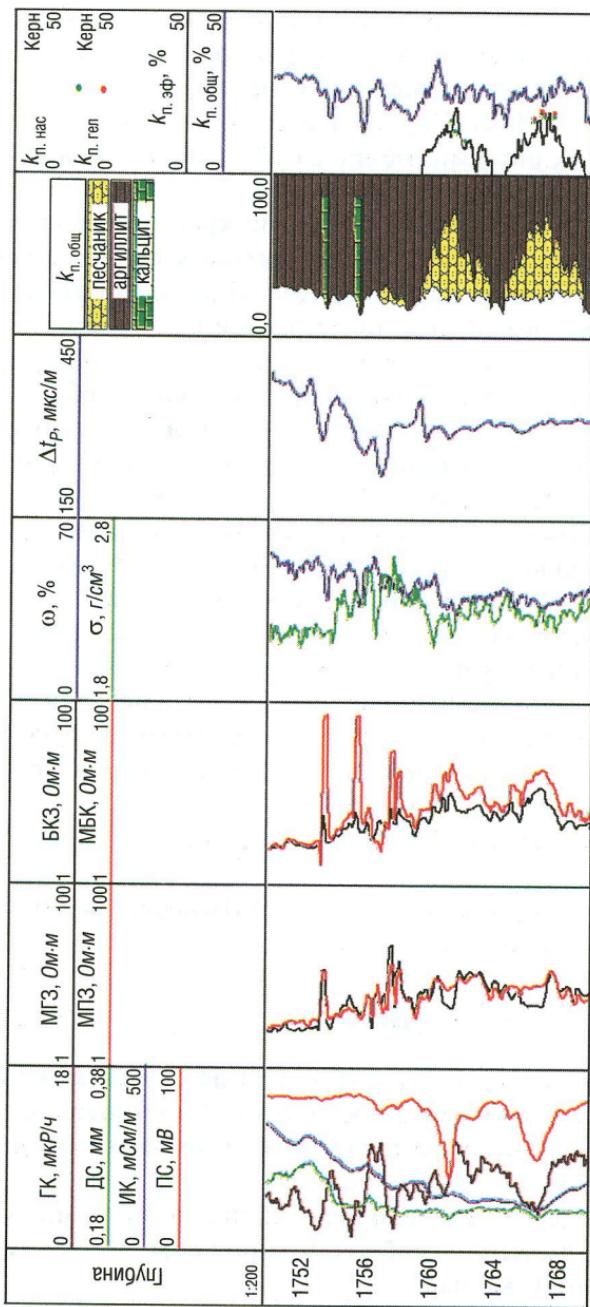


Рис. 4. Результаты определения (юрские отложения)

претации, проведенной по модели “песчаник-глинистость”. Эффективная пористость определяется введением поправки за глинистость в значение коэффициента общей пористости, получаемой по комплексу АК–ННК–Т–ГГК–П. На рис. 4 показано сопоставление эффективной пористости, рассчитанной по ГИС, с данными керновых исследований.

Сдерживающим фактором применения кроссплотинга для определения литологии и пористости в терригенном разрезе является недоучет влияния процессов метаморфизма. Построение теоретических моделей по данным исследований керна при использовании кроссплотинга АК–ННК–Т–ГГК–П, а также “адресный” подход применения оптимизированной модели позволяют устраниТЬ ошибки определения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов по методике опорных пластов, связанные с изменчивостью характеристик опорных пластов по площади.

Обработка данных по представленным скважинам-примерам проводилась с помощью программного комплекса Log_Win, который поддерживает следующие технологические операции:

- создание петрофизических моделей на основе обширной библиотеки свойств минералов;
- возможность одновременного просмотра зарегистрированных данных в режиме кроссплотинга и стандартном режиме просмотра планшета с графическим выделением параметров, соответствующих глубине установки курсора;
- автоматическое выделение интервалов по одному или нескольким условиям;
- упрощенный выбор и использование оптимизированных моделей для различных групп интервалов.

Выводы

1. С целью определения пористости и глинистости в терригенном разрезе, кроме традиционных методик с использованием методов ПС и ГК, необходимо применять комплекс методов определения литологии и пористости.
2. Расчет теоретических линий литологий при построении модели для исследуемых отложений необходимо проводить на основании данных исследований керна.

3. Дополнительная оценка качества регистрации методов литологии и пористости возможна по соответствуанию фактических данных теоретической модели участка разреза.
4. Для избежания неоднозначности интерпретации необходимо использование оптимизированных моделей в рамках конкретных глубинных интервалов, выбираемых по дополнительным признакам.
5. Количество линий равных литологий оптимизированной модели не должно превышать количество геофизических параметров, используемых для их определения. Увеличение количества определяемых параметров возможно с применением дополнительных методов ГИС, таких как литоплотностной каротаж, спектральный гамма-каротаж, импульсный нейтронный каротаж.
6. Выделение интервалов применения выбранной оптимизированной модели может быть проведено привлечением методов электрического каротажа, ПС, ГК, кавернометрии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Еникеева Ф. Х., Журавлев Б. К., Тропин А. Н., Хисметов Т. В., Гордеев Я. И., Хальзов А. А. Особенности применения ядерно-магнитных методов для определения текущей нефтенасыщенности коллекторов сложно построенных низкопоровых карбонатно-терригенных отложений // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 2–4 (143–145). С. 343–359.
2. Котельников Д. Д. Особенности глинистых минералов и их влияние на коллекторские свойства газоносных пород хадумского горизонта Северо-Ставропольского месторождения. Литология и полезные ископаемые. 1967. № 2. С. 111–114.
3. Лебедев Б. А., Аристов Г. Б., Бро Е. Г. и др. Влияние эпигенетических процессов на параметры коллекторов и покрышек в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1976. 132 с.
4. Петтиджон Ф. Дж. Осадочные породы. М.: Недра. 751 с.
5. Саркисян С. Г., Котельников Д. Д. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1980. 231 с.
6. Черников О. А., Куренков А. И. Литологические исследования песчаных продуктивных коллекторов. М. 1977. 110 с.

Получена 11.04.06