

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 углестых, битуминозных, карбонатизированных либо опесчаненных 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 относительно параметра потенциала собственной поляризации ($\alpha_{\text{пс}}$) 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 ($\alpha_{\text{пс}}$), ГК ($\Delta J\gamma$) и коэффициентами пористости, проницаемости и глинистости, имеют существенный недостаток. Он заключается в относительности как $\alpha_{\text{пс}}$, 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 $\alpha_{\text{пс}}$ 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 промыслово-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 кроссплотинге 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 кроссплот 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 литологий. 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 кроссплотинга 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 триоктаэдричной структурой к диоктаэдричной [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-

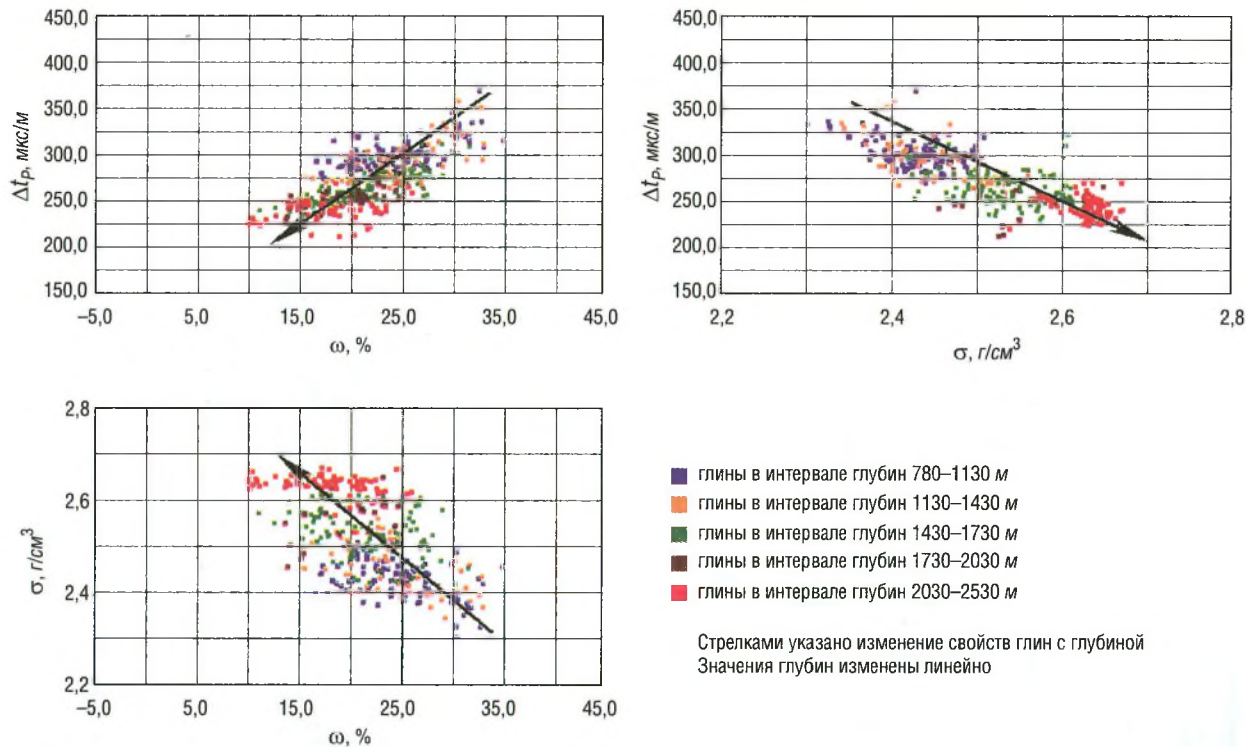


Рис. 1. Изменение свойств глин с глубиной (Кайнозойские отложения)

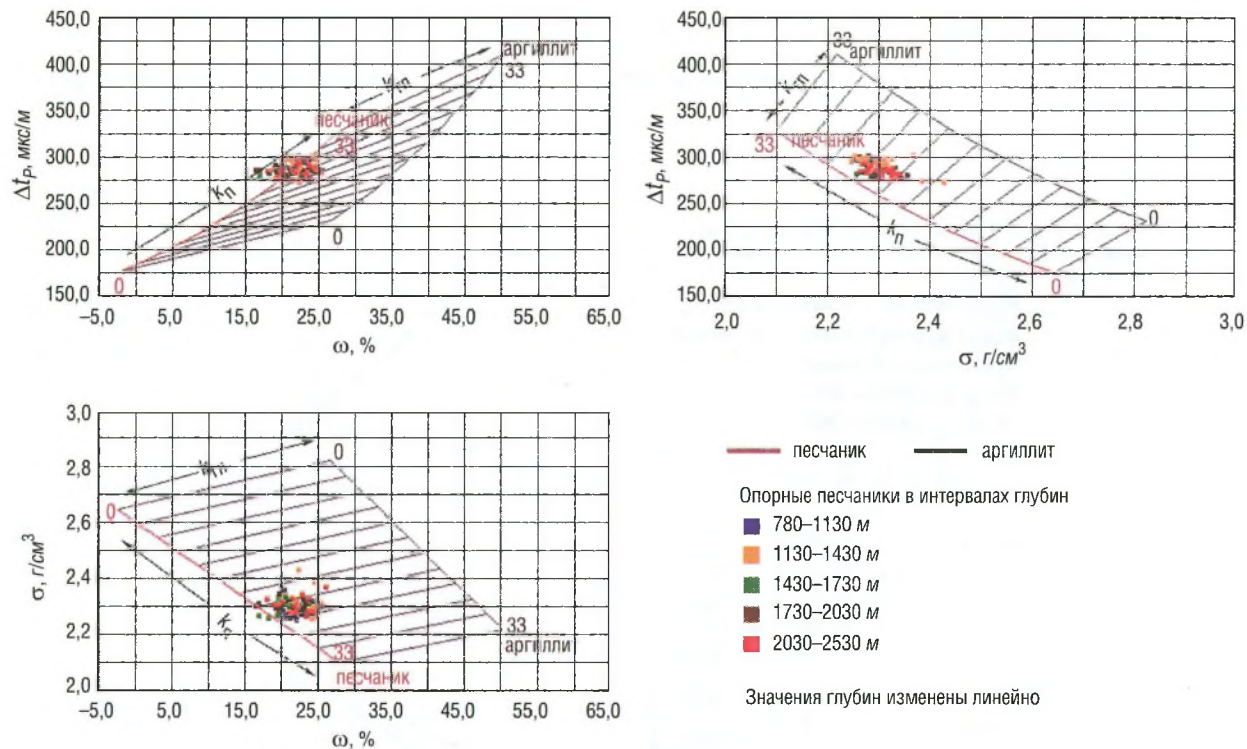


Рис. 2. Изменение свойств песчаников с глубиной (Кайнозойские отложения)

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” (гидрослюда дисперсная). Для глинистых интервалов в зависимости от степени уплотнения используется модель – “песчаник” (песчаник полевошпатовый), “аргиллит” (монтмориллонит-гидрослюда). 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 гидрослюда 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 пласты 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 внутрикристаллическому разбуханию благоприятствуют сохранению содержащими этот минерал песчано-алевритовыми отложениями высоких емкостных и фильтрационных свойств, особенно при оптимальном гранулометрическом составе (0,25–0,05 мм) 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 кроссплотах 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 г/см³. 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.

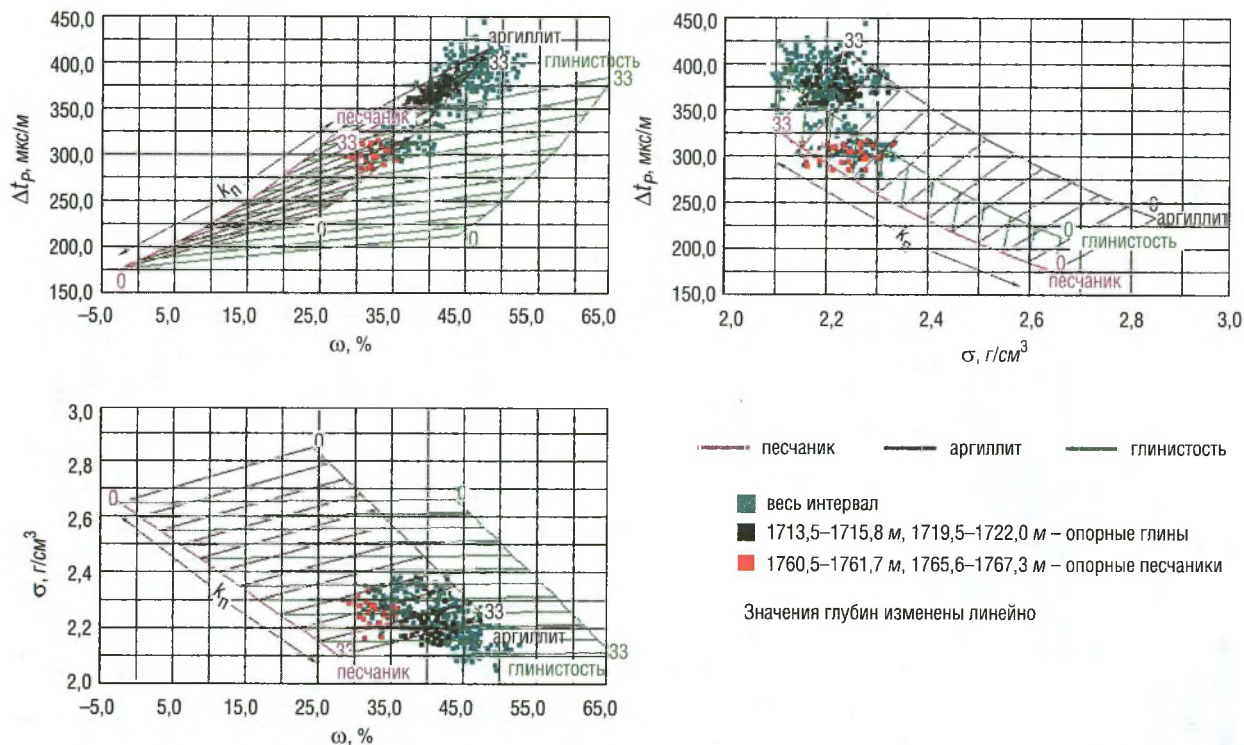


Рис. 3. Оценка качества регистрации данных ГИС в юрских отложениях

Поскольку мы не “выбираем” литологическую модель, а пользуемся для ее построения априорной информацией, то помимо оценки качества данных, осуществляемой 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 кроссплотах: песчанистость – 10–15% и значения общей пористости – 28–32% соответствуют априорным данным. Красным цветом выделены опорные пласты 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-

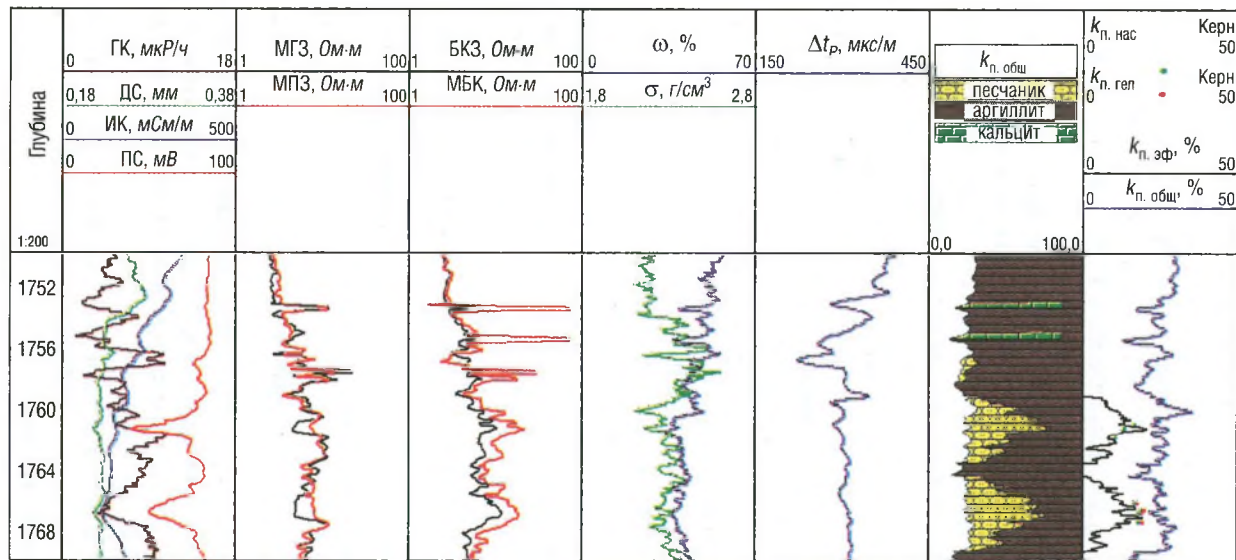


Рис. 4. Результаты определения (юрские отложения)

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 соответствию 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

3. Иванов В.Я., Султанов У.Ш., Гильманишин Т. А., Хакимов Ф.Ф., Юлдашбаев А. Ш., Курочкин В.А., Беляев А.А. Новые модификации аппаратуры стационарного нейтронного каротажа для исследования нефтегазовых и рудных скважин // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 137–138.
4. Хаматдинов Р.Т. и др. Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений. Калинин. 1989.

Получена 06.06.06

УДК 550.832

Э. Р. Горохова
ООО "Нефтегазгеофизика"

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ (АК, ННК-Т, ГГК-П) ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЛИТОЛОГИИ И ПОРИСТОСТИ КИСЛЫХ ИЗВЕРЖЕННЫХ ПОРОД

Рассмотрены особенности минералогического состава кислых изверженных пород с целью установления возможности выделения различных литологических составляющих разреза и определения коэффициента пористости по комплексу ГИС.

Доюрский комплекс xxxx месторождения представлен изверженными породами в разной степени метаморфизованными, присутствует класс переотложенных пород. По результатам исследований керна образования триаса определены как мощная толща эффузивных пород кислого и реже среднего состава. Это сложный комплекс переслаивания трахириодацитовых лав; кластолав с обилием обломков риодацита, дацита, трахириодацита; лавобрекчий и туфов того же состава. Основная масса сложена минералами кремнезема, полевого шпата и вулканического стекла. Высокая неоднородность пород усугубляется наличием в них вулканических обломков (бомб, лапиллей). Лавобрекчии содержат разуплотненные обломки с наиболее высоки-

ми фильтрационно-емкостными свойствами. Содержание кремнекислоты в описываемых отложениях изменяется от 55 до 75–80%, $K_2O + Na_2O$ – в пределах 5–11%, наблюдается увеличение общей щелочности пород с глубиной. Наличие железа обусловлено составом магм, а также вторичными гидротермальными и метасоматическими процессами. Карбонатность, как правило, невысокая: объемное содержание кальцита не превышает 5–6%, доломита – 2–3%. Глинистые минералы представлены гидрослюдами, наблюдается большое количество трещин, залеченных хлоритом.

Вулканогенная формация xxxx месторождения является результатом многократных палеоизвержений. В зависимости от длительности перерыва между активизацией вулканических процессов образования, находящиеся на древней дневной поверхности, подвергались процессам выветривания и механического разрушения, образуя отличные от материнских горные породы. Кора выветривания в разных участках площади может быть сформирована переотложенными породами в низинах и на склонах гор палеорельефа и выветрелыми породами. В непереотложенных породах в результате процессов выветривания увеличение пористости обусловлено выносом глинистого материала. Свойства переотложенных пород изменяются в зависимости от удаления от источника сноса. При небольших расстояниях переноса преобладают механическое разрушение обломков материнской горной породы и увеличение доли глинистого материала вследствие физического дробления породы. Таким образом, петрофизические характеристики пород изменяются в зависимости от состава изверженного материала, типа отложений (лавовые или пепловые), а также минералогического состава, степени выветривания породы и условий механического переноса.

Сопоставление результатов описания шлифов и данных элементного состава дает представление об исходном составе первоначально излившейся лавы, а также о проходивших в ней процессах метаморфизма. Изменения минералогического состава по данным результатов исследования керна представлены в табл. 1.

Общая глинистость лавовых отложений изменяется от 5 до 14%, глинистые минералы представлены хлоритом. Глинистость пепловых отложений составляет от 19 до 40% и характеризуется появлением гидрослюд.

Таблица 1

Породообразующие минералы, %	Лавовые отложения	Туфы
Гидрослюда	0,0	0,0–34,0
Хлорит	5,2–14,0	3,8–39,7
Общая глинистость	5,2–14,0	19,8–39,7
Кварц	20,0–30,0	10,6–48,5
К-полевои шпат	31,6–46,5	14,6–35,9
Na-полевои шпат	19,4–29,9	0,0–30,5

Процесс выщелачивания отмечается по всему разрезу, но наиболее активен в высокопористых и проницаемых разностях. Наличие пористости и проницаемости создает благоприятные условия для усиления гидротермально-метасоматических процессов, в результате которых контакт породы с разогретыми и обогащенными сероводородом растворами приводит к развитию на глубине зон сернокислотного выщелачивания [1]. В туфах наблюдаются уменьшение полевошпатовой составляющей и увеличение содержания кварца (табл. 1), возрастает также доля гидрослюда. В слабопроницаемых интервалах разреза, представленных низкопористыми лавовыми отложениями, результаты гидротермально-метасоматических процессов проявляются значительно слабее.

По данным полевых описаний керна породы представлены трахитами, дацитами, риолитами, андезитами и их переходными разностями. Рассмотрим элементный состав пород, вскрытых разрезами скв. 1 и 2 (табл. 2).

Данные об элементном составе представлены в узком временном геологическом диапазоне и только по двум скважинам. Для проведения обобщений этих сведений недостаточно. Дополнительным источником данных об изменении элементного состава является минеральная плотность, которая теснейшим образом связана с процентным соотношением слагающих породу элементов. Совместный анализ данных полевого описания керна и минеральной плотности позволяет выявить наличие или отсутствие изменений элементного состава отложений различных временных (стратиграфических) интервалов.

Таблица 2

№ скв.	Стратиграфия	Элементный состав (рентгенофлуоресцентный анализ), %									
		Порода (литологическое описание)	Кол-во образцов	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Na ₂ O	K ₂ O	CaO	MgO	Fe ₂ O ₃ (Fe ³⁺)	SO ₃ (S ²⁺)
1	Tr3(5)	Лава (порфирит дацитовый, лавобрекчия риолита)	18	72,77	11,11	2,36	5,64	0,87	0,12	4,36	0,02
1	Tr3(5)	Туфолава (туфолава риодацита, туфолава риолита, туф риолитовый)	28	74,08	10,96	3,05	4,75	0,75	0,21	3,46	0,00
1	Tr3(4)	Лава (трахидацит, трахириодацит)	3	77,53	10,20	3,20	3,97	1,35	0,01	1,24	0,00
2	Tr3(2)	Лава (трахидацит, трахириодацит)	4	69,05	11,33	3,11	5,90	0,87	0,23	5,89	0,01
2	Tr3(1)	Лава (трахириодацит)	41	68,59	11,95	3,46	5,67	1,41	0,17	5,36	0,01
2	Tr3(1)	Туфы (туф трахириодацит)	29	65,62	12,32	3,12	5,95	1,96	0,24	5,91	0,02
2	Tr3(1)	Туфолава туф трахидацит, туф кварцевый латит)	4	66,68	12,28	4,43	4,96	1,56	0,15	6,50	0,00
2	Tr3(1)	Лава (трахидацит, трахириодацит)	11	66,85	12,09	3,94	5,19	1,75	0,11	6,73	0,06
2	Tr2(1)	Туфы (туфолава трахириодацита)	3	67,97	12,73	3,56	5,23	1,78	0,14	5,80	0,00
2	Tr2(1)	Лава (трахириодацит карбонатизированный)	1	71,20	11,50	4,02	5,60	1,08	0,12	4,80	0,00

На рис. 1 представлены гистограммы распределения минеральной плотности для отложений различных возрастов.

Данные, представленные в табл. 1, 2 и на рис. 1, позволяют сделать несколько выводов: исследуемые отложения представлены породами с незначительным диапазоном изменения элементного состава (рис. 2); отмечается идентичность элементного состава лав и туфов, что, однако, не говорит об идентичности их минерального состава; наблюдается чередование слоев различной литологии в разрезе скважины. Лавовые отложения перемежаются с пластами, сложенными вулканическим пеплом. Причем в скв. 1 и в скв. 2 в пределах единого выделенного объекта стратиграфии наблюдается наличие покрывающих лав. Перемежение лавовых потоков с пепловыми отложениями свидетельствует о наличии нескольких извержений в одну условную временную градацию.

Существующие методики исследования керна позволяют выполнить прямые замеры интервального времени пробега продольной волны $\Delta T_{\text{ск}}$, водородосодержания ω , плотности σ . Одним из путей нахождения зависимостей между литотипом породы, пористостью и другими физическими свойствами является выполнение прямых сопоставлений типа керн–кern. Сопоставление и выявление общих закономерностей проводятся для образца между пористостью и $\Delta T_{\text{ск}}$ и ω или σ в зависимости от типов пород. К сожалению, в данном случае выполнить прямые сопоставления в полном объеме по данным керна не представляется возможным из-за отсутствия $\Delta T_{\text{ск}}$ и ω исследованных образцов. Сопоставление ГИС–кern в данном случае малоэффективно в связи с различием масштабных параметров и высокой дифференцированностью разреза.

Другой подход заключается в моделировании физических свойств породы по совокупности свойств составляющих ее минералов и флюидов. Поскольку наиболее изучено влияние свойств минералов, слагающих породу, на ее акустические и радиоактивные свойства, для определения литологии и пористости используются методы АК, ГГК-П, ННК-Т. На основании данных о физических свойствах и процентном содержании порообразующих минералов в рамках данного подхода выполняется построение теоретических линий литологий. Сопоставление теоретических и измеряемых геофизических параметров, исправленных за влияние скважины (кроссплотинг), позволяет определить содержание литоло-

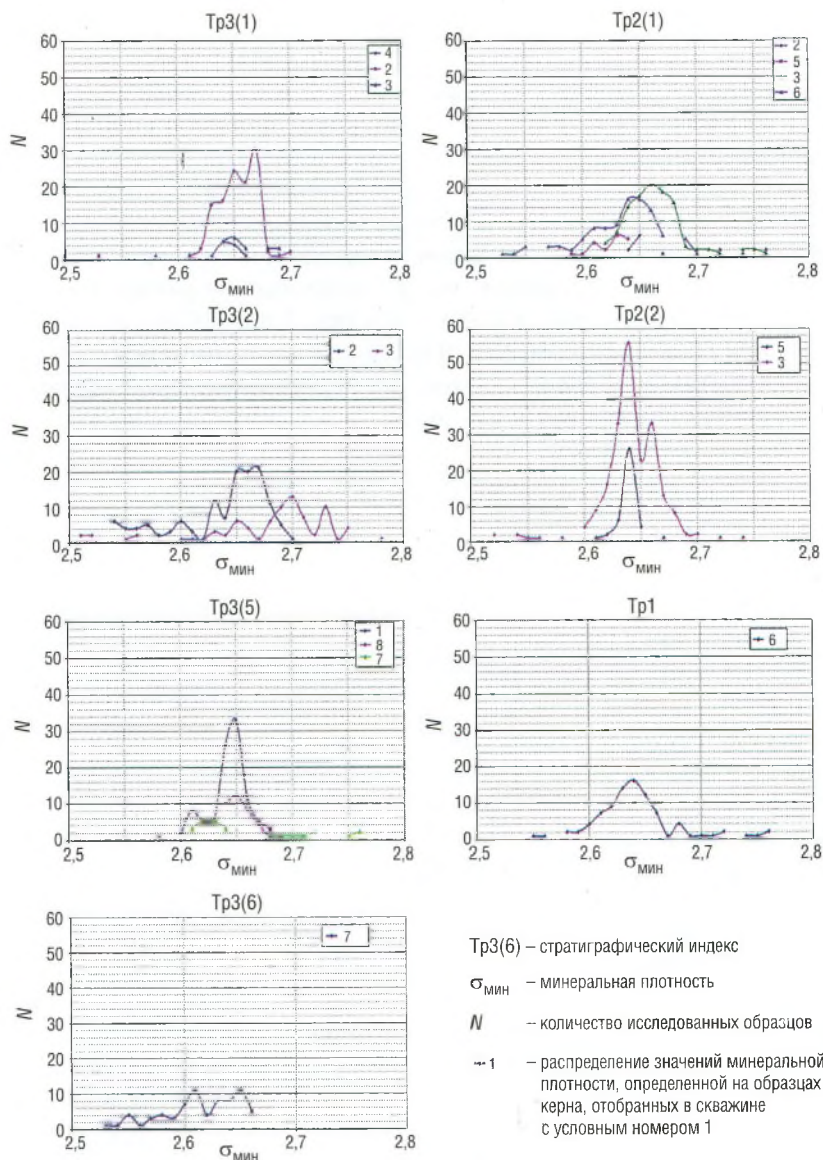


Рис. 1. Распределение минеральных плотностей образцов керна по 7 скважинам в пределах исследованных временных интервалов доюрского комплекса

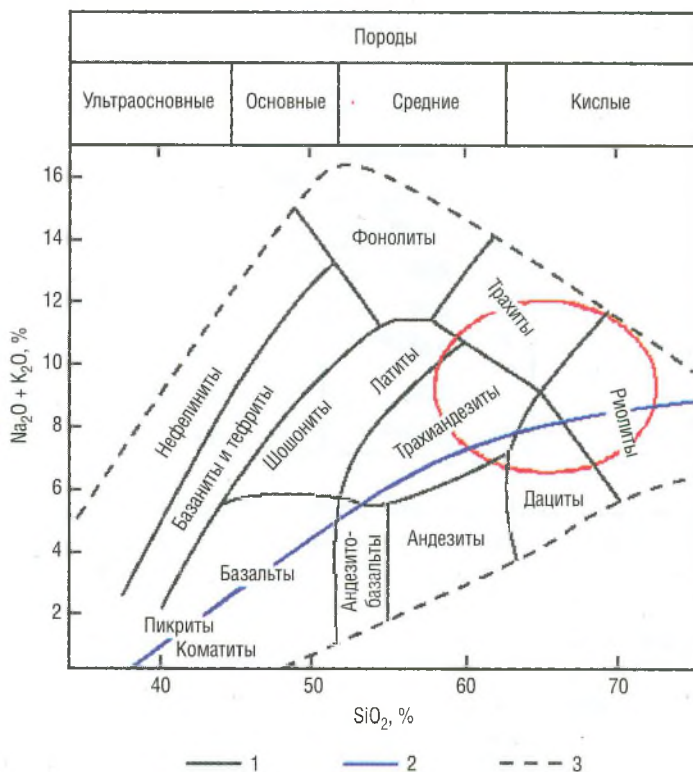


Рис. 2. Номенклатура главных типов вулканических пород в координатах $\text{SiO}_2 - \text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O}$ по Cox et al., 1979 г. с дополнениями Т. И. Фроловой:

1 – граница между типами пород; 2 – разделительная линия между породами нормальной щелочности и щелочными (Miyahiro, 1978); 3 – линия, ограничивающая поле существования природных магматических пород.

Красным цветом показана область пород, слагающих исследуемый разрез

гических компонент и коэффициент пористости в терригенных и карбонатных разрезах.

Основными породообразующими минералами исследуемых отложений по данным описания шлифов являются кварц, К- и Na-полевой шпаты (ПШ), а также гидрослюда и хлорит, которые могут входить в скелет породы и заполнять поровое пространство. Свойства

этих минералов, используемые при кроссплотинге АК–ННК–Т–ГГК–П, приведены в табл. 3.

Таблица 3

	Характеристики		
	$\sigma_{\text{СК}}, \text{г/см}^3$	$\Delta T_{\text{СК}}, \text{мкс/м}$	$\omega_{\text{СК}}, \%$
Гидрослюда	2,90	230	13,1
Хлорит	2,72	210	35,4
Кварц	2,65	165	–4
К-ПШ	2,52	167	–3
Na-ПШ	2,59	161	–3

Для выяснения возможности проведения литологического расчленения изучаемого разреза на основании вышеизложенного необходимо сопоставить диапазон изменения минерального состава и связанное с этим изменение физических свойств пород. В табл. 4 приведено содержание основных породообразующих минералов: в лавах с максимальным процентом хлорита, кварца, ортоклаза, альбита, а также туфов с минимальным и максимальным процентом гидрослюда и хлорита. В данной таблице представлен весь диапазон изменения минерального состава в скв. 2. На основании данных табл. 3 были рассчитаны минералогические константы, которые также приведены в табл. 4. Зависимости физических свойств указанных литологических разностей от коэффициента пористости и результаты скважинных измерений показаны на рис. 3 различными цветами. Определение принадлежности выделенных интервалов к литологическому типу проводилось по полевому описанию керна.

Кроссплоты ГГК–П–ННК–Т, АК–ННК–Т, АК–ГГК–П (рис. 3) позволяют сделать три вывода: совпадение результатов теоретического моделирования с фактическими значениями указывает на правомерность использования минералогического подхода к изучению данных отложений; изменения физических свойств пород, связанные с вариациями минерального состава, незначительны, поэтому выделение различных литотипов невозможно; отмечается увеличение пористости туфов по отношению к лавовым отложениям.

Таблица 4

Лито- логические разности	Содержание основных породообразующих минералов					Минералогиче- ские константы		
	Гидро- слюда	Хло- рит	Кварц	К-ПШ	Na-ПШ	$\sigma_{\text{СК}}$	$\Delta T_{\text{СК}}$	$\omega_{\text{СК}}$
Трахирио- дацит- хлорит	0,0	14,0	24,1	37,9	24,0	2,60	171	2,14
Трахирио- дацит- кварц	0,0	9,7	30,0	40,8	19,4	2,59	169	0,43
Трахирио- дацит- ортоклаз	0,0	5,4	24,7	46,5	23,4	2,58	167	-1,17
Трахирио- дацит- альбит	0,0	7,9	25,4	36,8	29,9	2,58	168	-0,51
Туф – без гидро- слюды	0,0	15,9	41,5	29,6	13,0	2,61	172	2,69
Туф хло- ритизиро- ванный	8,0	35,0	11,5	31,4	14,1	2,65	171	12,5
Туф гид- рослюди- стый	34,0	7,5	13,0	15,0	30,5	2,70	189	5,38

В соответствии с полевым описанием керна в изученном разрезе выделяются интервалы лав, туфов, а также некоторых переходных разностей, которые описаны как “туфы, сцементированные лавами”, “лавы с включением туфового материала”. Сложность разделения лавовой и пепловой составляющих отложений связана с особенностями их образования. Туфы образуются из частиц раскаленного стеклянного песка, обломков пемзы и вулканического стекла, образующихся при выделении газов из магмы [2]. Наличие переходных разностей между лавами и туфами объясняется как выпадением пеплового материала одновременно с изливом лавы, так и частичным включе-

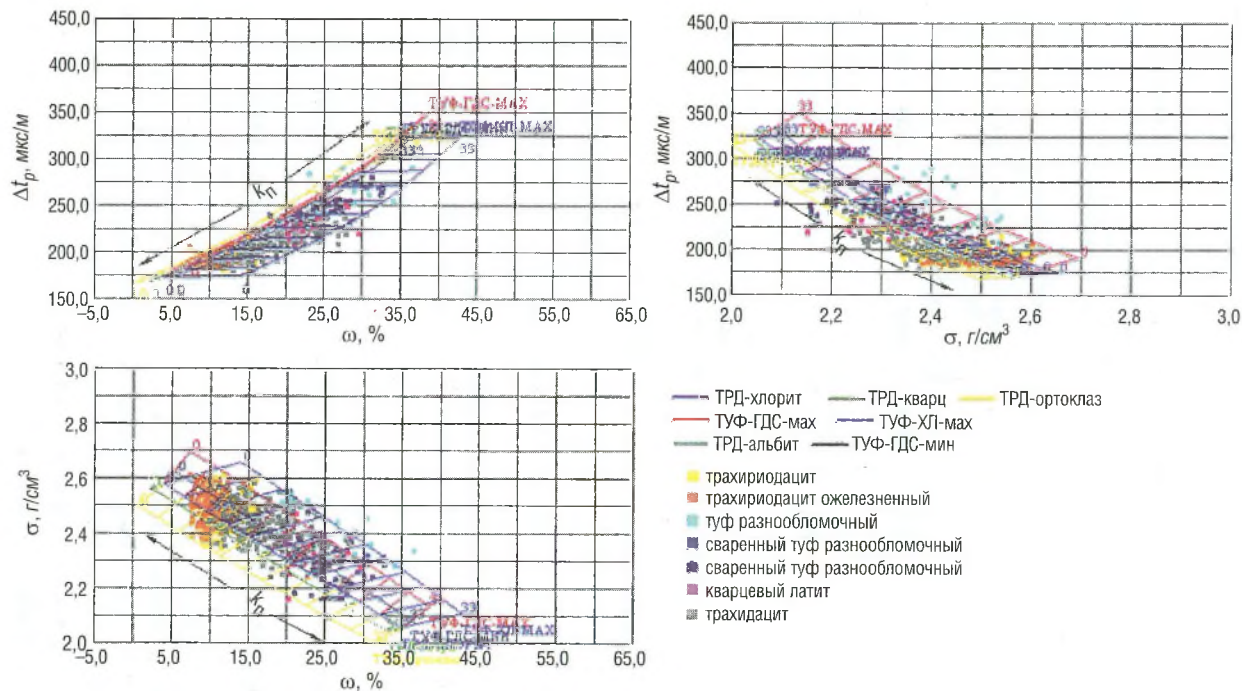


Рис. 3. Выделение литологических разностей по данным ГИС

нием ранее отложенных туфов в состав лав при извержении. “Сваренные туфы” – ингимбриты образуются в результате сплющивания вулканического стекла, которое может течь, как пластичная масса, под влиянием нагрузок. При метаморфизме их структура стирается, и появляются отложения, неотличимые от богатых кремнеземом порфириов риолитовых, дацитовых и др. – ингимбритовые порфиры (туфолавы) [3]. Как видно из рис. 3, лавовые и туфовые отложения занимают смежные облака точек, отмечается наличие пород, которые в равной мере могут быть отнесены как к туфам в лавовом цементе, так и к лавам с включением туфового материала.

Вернемся к данным, представленным в табл. 1. Основными породообразующими минералами, согласно рентгенофлюоресцентному анализу, являются кварц, калиевые и натриевые полевые шпаты, гидрослюда и хлорит. По данным описания шлифов, скелет породы состоит из полевых шпатов и кварца. Глинистые минералы заполняют поровое пространство породы. В зависимости от типа глинистого минерала они занимают различное положение в поровом пространстве: например, гидрослюда развивается по кристаллам полевого шпата, хлорит залечивает трещины [5]. Изменение состава глинистых минералов вследствие различной сорбционной активности, а также занимаемого положения в поровом пространстве породы, приводит к изменению фильтрационных свойств. Определение процентного содержания в общей массе породы гидрослюды и хлорита позволяет оценить влияние глинистых минералов на фильтрационно-емкостные свойства породы. Определять отдельно объемное содержание кварца и полевых шпатов не является целесообразным в связи со слабым влиянием изменения их доли в скелете породы на фильтрационные свойства породы. Результирующая минералогическая модель представлена на рис. 5. Согласно материалам в табл. 1, предложенную модель можно использовать при определении пористости и глинистости вулканогенных и вулканокластических отложений. Данные определения объемной доли глинистых минералов и пористости породы позволяют провести условное расчленение на пепловые и лавовые отложения.

Отдельным вопросом является возможность использования данной модели в переотложенных породах коры выветривания. При выветривании образование емкостного пространства сопровождается выносом калия [4]. Содержание калия в этом случае уменьшается,

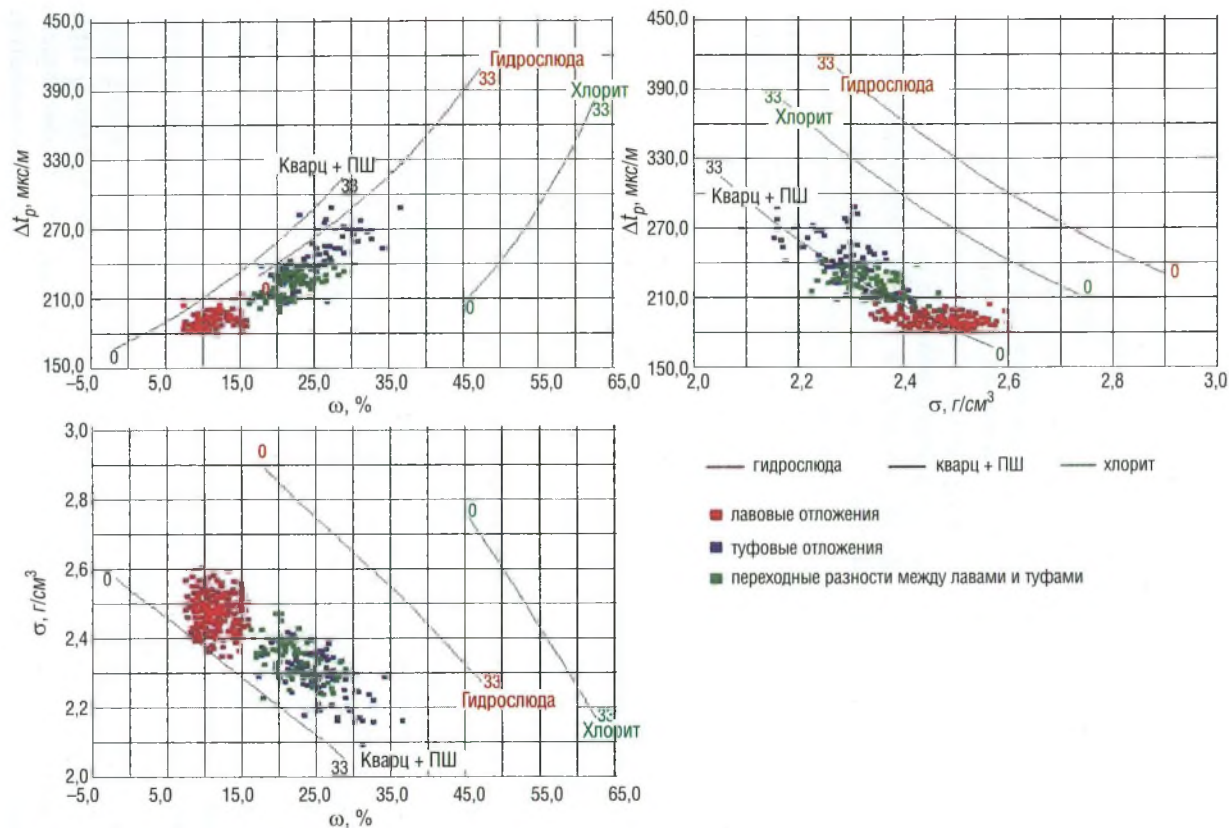


Рис. 4. Выделение лавовых и туфовых отложений по данным ГИС

а суммарное водородосодержание растет, поэтому разделение пород на выветрелые и переотложенные производилось по сопоставлению гамма-спектрометрии и нейтрон-нейтронного метода. На физические свойства и минеральный состав переотложенных пород сильное влияние оказывают удаленность от источника сноса и условия мотогенеза, поэтому теоретическое моделирование для отложений коры выветривания является самостоятельной задачей.

На рис. 5 представлены результаты обработки ГИС и керна по скв. 2. В рассматриваемых отложениях, кроме минералов, составляющих скелет породы, то есть кварца и полевых шпатов, присутствуют цветные минералы – гидрослюда и хлорит, выполняющие поровое пространство. Проанализировав результаты расчета объемной модели, можно сделать следующие выводы: в интервалах вскрытия лавовых отложений среди цветных минералов наблюдается преобладание хлорита; в туфовых отложениях отмечаются увеличение пористости и появление наряду с хлоритом гидрослюда. Это вполне соответствует сделанному выше анализу исследований керна данных отложений. Пористость, рассчитанная по данным ГИС с использованием предложенной модели, подтверждается пористостью по керну. Наблюдается также сходимость объемного содержания рассчитанных компонент кварц-полевошпатовой составляющей, гидрослюда и хлорита с данными рентгенофлуоресцентного анализа. Описанная выше минералогическая модель была опробована на 10 скважинах xxxx месторождения, по 7 скважинам проведено сопоставление коэффициента пористости, рассчитанного по ГИС и керну. Результаты сопоставления приведены на рис. 6, где различным цветом отмечены точки, принадлежащие интервалам туфов, лав и переотложенных пород. Согласно представленным данным, модель “кварц+ПШ – гидрослюда – хлорит” не может быть применена для переотложенных пород.

На основе анализа данных керна по 7 скважинам и данных ГИС по 10 скважинам сделаны следующие выводы:

1. Для исследуемых отложений использование минералогического моделирования физических свойств пород является правомерным.
2. По макроописаниям керна и показаниям методов ГИС выделение лавовых и туфовых отложений может быть только условным.
3. В зоне коры выветривания необходимо привлекать комплекс “ННК-Т-СГК” для выделения выветрелых и переотложенных пород.

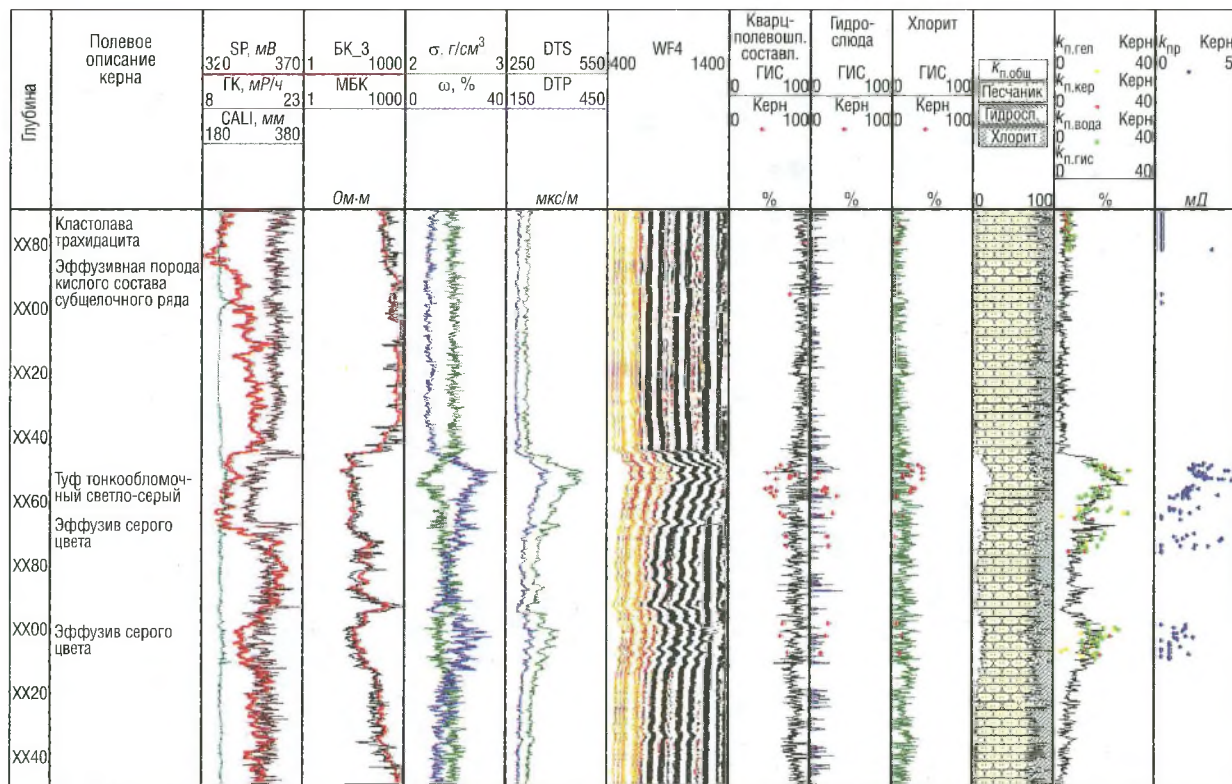


Рис. 5. Сопоставление результатов обработки данных ГИС и керновых исследований по скв. 2

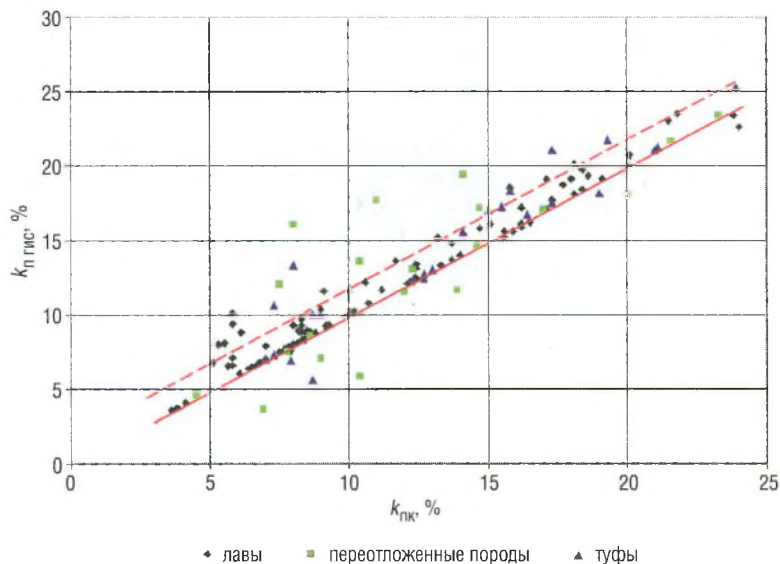


Рис. 6. Сопоставление коэффициентов пористости, полученных при обработке данных ГИС и определенных на образцах керна

4. Минералогическая модель “кварц+ПШ – гидрослюда – хлорит” может применяться с целью определения пористости и оценки объемного содержания минералов для Tr1 – Tr3(6), а также выветрелых пород кор выветривания, образованных в эти условные времена.
5. “Минералогическое” расчленение разреза и проводимый в его рамках расчет пористости позволяют достичь приемлемой точности определения пористости и содержания минералогических компонент, что подтверждается данными керновых исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басков Б. Н., Кожевников С. В., Дудин В. В., Коробов А. Д., Букина Т. Ф., Кузнецов А. Я., Куликов В. В. Проблемы развития комплексной геологической интерпретации ГИС и ГТИ и результаты ее применения при решении задачи поиска нетрадиционных ловушек нефти и газа в доюрском комплексе Западной Сибири // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2003. Вып. 103. С. 77.

2. Васильев Ю. М., Мильничук В. С., Арабаджи М. С. Общая и историческая геология. М.: Недра, 1977. 471 с.
3. Заварицкий А. И. Изверженные горные породы. М.: Изд. Академии наук СССР. 1956.
4. Кузьмин Ю. А. Геологическая интерпретация метода скважинной гамма-спектрометрии в юрских отложениях Шаимского района // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2003. Вып. 104. С. 52.
5. Саркисян С. Г., Котельников Д. Д. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Недра, 1980. 231 с.

Получена 03.07.06

УДК 550.832

В. Я. Купер, М. Г. Рубцов
НТЦ "ГеоПАЛС"

Е. Ф. Хозинский
ОАО "Красноярское УГР"

В. П. Метелев
ЗАО "Красноярнефтегеофизика"

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ТЕРМОКОНДУКТИВНОЙ РАСХОДОМЕТРИИ

В основе рассмотренных методов лежит применение миниатюрных термисторов в измерительных преобразователях температур среды и термоанемометра, а также использование оригинального способа измерения скорости потока с квазипостоянным перегревом термоанемометра. На основе экспериментальных данных выбрана математическая модель термоанемометра и показана возможность измерения расхода с погрешностью (2–5)% в широком диапазоне расходов и температур.

Основными достоинствами термокондуктивного метода являются возможность проведения исследований в различных средах, широкий диапазон измеряемых скоростей потока, простота технической реализации и отсутствие подвижных частей.