

УДК 550.832.55

К. В. Коротков
ОАО “Нижневартовскнефтегеофизика”
В. А. Велижанин
ООО “Нефтегазгеофизика”

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОЙ ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО КОМПЛЕКСУ ИМПУЛЬСНОГО И СТАЦИОНАРНОГО НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ ГИС

Разработана технология количественной оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) терригенных и карбонатных коллекторов по данным комплекса импульсного (ИННК, ИНГК) и стационарного (2ННК) нейтронных методов. Сопоставление полученных результатов с данными ядерно-магнитного каротажа в сильном поле (ЯМТК) показало эффективность технологии. Приведены практические примеры.

Ключевые слова: коллекторы, эффективная пористость, каротаж, нейтронные методы.

Современные технологии строительства и ввода в эксплуатацию нефтегазовых скважин создают ряд технических и методологических проблем геофизического обеспечения бурения. Наиболее существенными факторами, влияющими в целом на качество геофизического обеспечения, являются:

- применение высокопроводящих промывочных жидкостей;
- усложнение пространственных траекторий стволов скважин и увеличение протяженности пологих участков;
- минимизация времени задалживания скважин на проведение ГИС;
- освоение нефтегазовыми компаниями новых месторождений, по которым отсутствует петрофизическое обеспечение ГИС.

Для сохранения информативности ГИС требуется своевременная модернизация технической и методической основы проведения каротажа. В процессе работы по оптимизации комплексов ГИС для современных условий бурения предприятием “Нижневартовскнефтегеофизика” совместно с ООО “Нефтегазгеофизика” разработана и внедрена в производство технология количественной оценки ФЕС коллекторов в открытом стволе, основанная на комплексировании импульсного (ИННК, ИНГК) и стационарного (2ННК) нейтронных

методов. Оцениваемым параметром предлагаемой методики является важнейшая характеристика коллектора – величина эффективной пористости.

Суть предлагаемой методики рассмотрим на примере песчано-глинистой породы, модель которой может быть описана выражением

$$1 = V_{\text{ск}} + V_{\text{гл}} + k_{\text{п.подв}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{ск}}$, $V_{\text{гл}}$ – объемы скелета породы и глинистых минералов с учетом связанной воды соответственно; $k_{\text{п.подв}}$ – объем подвижной воды (эффективная пористость). В рамках данной модели петрофизические зависимости для сечения захвата нейтронов Σ_a и водородного индекса по компенсированному нейтронному каротажу $k_{\text{п.нк}}$ записываются в виде

$$\Sigma_a = \Sigma_{\text{ск}} V_{\text{ск}} + \Sigma_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + \Sigma_{\text{в.подв}} k_{\text{п.подв}}, \quad (2)$$

$$k_{\text{п.нк}} = V_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}} + k_{\text{п.подв}} + \Delta k_{\text{п.плот}} + \Delta k_{\text{п.хим}}, \quad (3)$$

где $\Sigma_{\text{ск}}$, $\Sigma_{\text{гл}}$, $\Sigma_{\text{в.подв}}$ – сечения скелета породы, глины и подвижной воды соответственно; $\Delta k_{\text{п.плот}}$, $\Delta k_{\text{п.хим}}$ – поправки за плотность и химический состав породы. Суммарная величина последних двух поправок при условии определения $k_{\text{п.нк}}$ по палетке для соответствующего (кварцевого, кварц-полевошпатового) песчаника в терригенном разрезе много меньше остальной части правой части выражения (3). Учитывая этот факт, выражение (3) запишем в виде

$$k_{\text{п.нк}} \approx V_{\text{гл}} k_{\text{п.гл}} + k_{\text{п.подв}}. \quad (4)$$

При записи петрофизических связей (2)–(4) предполагалось, что в коллекторе соотношение между объемом глин и связанной водой сохраняется постоянным и равно этому соотношению в пласте глин. Тогда можно записать следующие выражения для объема скелета и объема глин:

$$V_{\text{гл}} = (k_{\text{п.нк}} - k_{\text{п.подв}}) / k_{\text{п.гл}}, \quad (5)$$

$$V_{\text{ск}} = 1 - k_{\text{п.подв}} - (k_{\text{п.нк}} - k_{\text{п.подв}}) / k_{\text{п.гл}}, \quad (6)$$

где параметры $k_{\text{п.гл}}$ и $\Sigma_{\text{гл}}$ – это пористость по НК (водородосодержание) и сечение пласта глин соответственно. Подставляя выражения (5) и (6) в (2), получаем формулу для расчета подвижной пористости, которая будет выглядеть следующим образом:

$$k_{\text{п.подв}} = \{(\Sigma_a - \Sigma_{\text{СК}}) \cdot k_{\text{п.гл}} - (\Sigma_{\text{гл}} - \Sigma_{\text{СК}}) \cdot k_{\text{п.нк}}\} / \{(\Sigma_{\text{в.подв}} - \Sigma_{\text{СК}}) \cdot k_{\text{п.гл}} - (\Sigma_{\text{гл}} - \Sigma_{\text{СК}})\}, \quad (7)$$

где Σ_a – измеренное сечение захвата нейтронов.

Выражение (7) предполагает, что минерализация связанной воды в пласте глин и коллекторе не меняется либо меняется незначительно. Также предполагается постоянство минерализации подвижного флюида в коллекторах. Ясно, что указанные выше условия измерений соблюдаются в случае слабоминерализованных пластовых вод и промывочной жидкости (ПЖ) как в открытом, так и в закрытом стволе. В случае же минерализованных пластовых вод расчет связанной пористости также возможен. В открытом стволе расчет $k_{\text{п.подв}}$ возможен при определенных допущениях к модели проникновения фильтрата ПЖ, в закрытом стволе – при известных насыщении и минерализации пластовых вод.

Пример практической реализации технологии расчета $k_{\text{п.подв}}$ показан на рис. 1. Измерения проведены автономным комплексом на буровом инструменте при каротаже горизонтального ствола скважины, вскрывшей кровельную заглинизированную часть пласта АВ1(3) Самотлорского месторождения. Бурение проводилось на высокоминерализованном буровом растворе с УЭС 0,1 Ом·м, что соответствует минерализации ~ 40 г/л, или ~ 675 мг экв/л по хлору (Cl).

Для оценки эффективности технологии более чем в 10 скважинах произведено сопоставление результатов с данными ядерно-магнитного каротажа в сильном поле (ЯМТК). Во всех случаях была показана высокая сходимость результатов как по интервальному выделению коллекторов, так и по абсолютной величине эффективной пористости.

На рис. 2 приведено сравнение оценки $k_{\text{п.эф}}$ по комплексу ИННК + 2ННК с ЯМТК для терригенных коллекторов Западной Сибири. Скважиной вскрыт водонасыщенный пласт БВ9 и нефтенасыщенный пласт БВ10 с водонефтяным контактом на глубине 2468 м. УЭС бурового раствора – 1,4 Ом·м, что соответствует минерализации $\sim 2,5$ г/л, или ~ 42 мг экв/л по хлору (Cl).

Кривая $k_{\text{п.эф}}$ по ИННК представлена без редактирования. На рис. 3 приведено сравнение оценки $k_{\text{п.эф}}$ по комплексу ИНГК + 2ННК с ЯМТК для терригенных коллекторов Западной Сибири. Запись ИНГК выполнена в закрытом стволе.

На рис. 4 приведено сравнение оценки $k_{\text{п.эф}}$ по комплексу ИННК + 2ННК с результатами ЯМТК для карбонатного разреза Восточной Сибири.

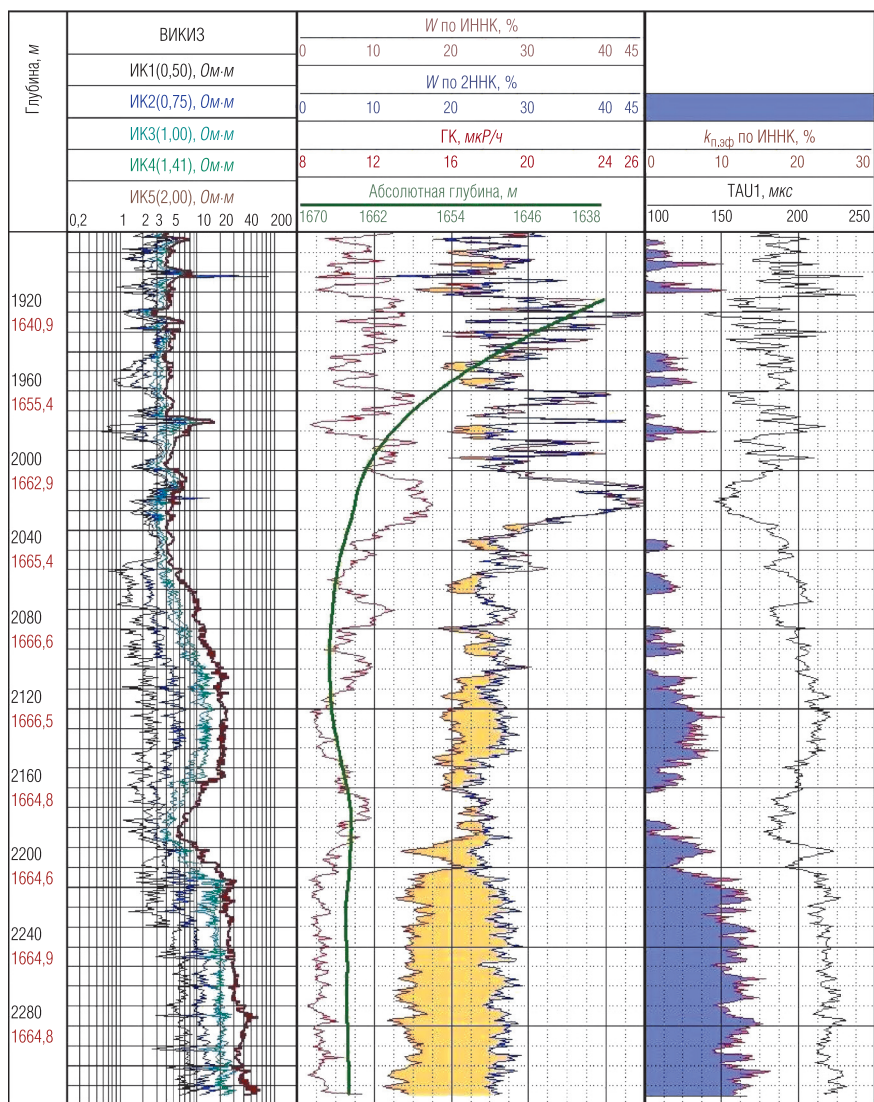


Рис. 1. Количественная оценка коэффициента эффективной пористости $k_{п.эф}$ терригенного коллектора по комплексу 2ННК + ИННК. Каротаж горизонтального ствола на буровом инструменте

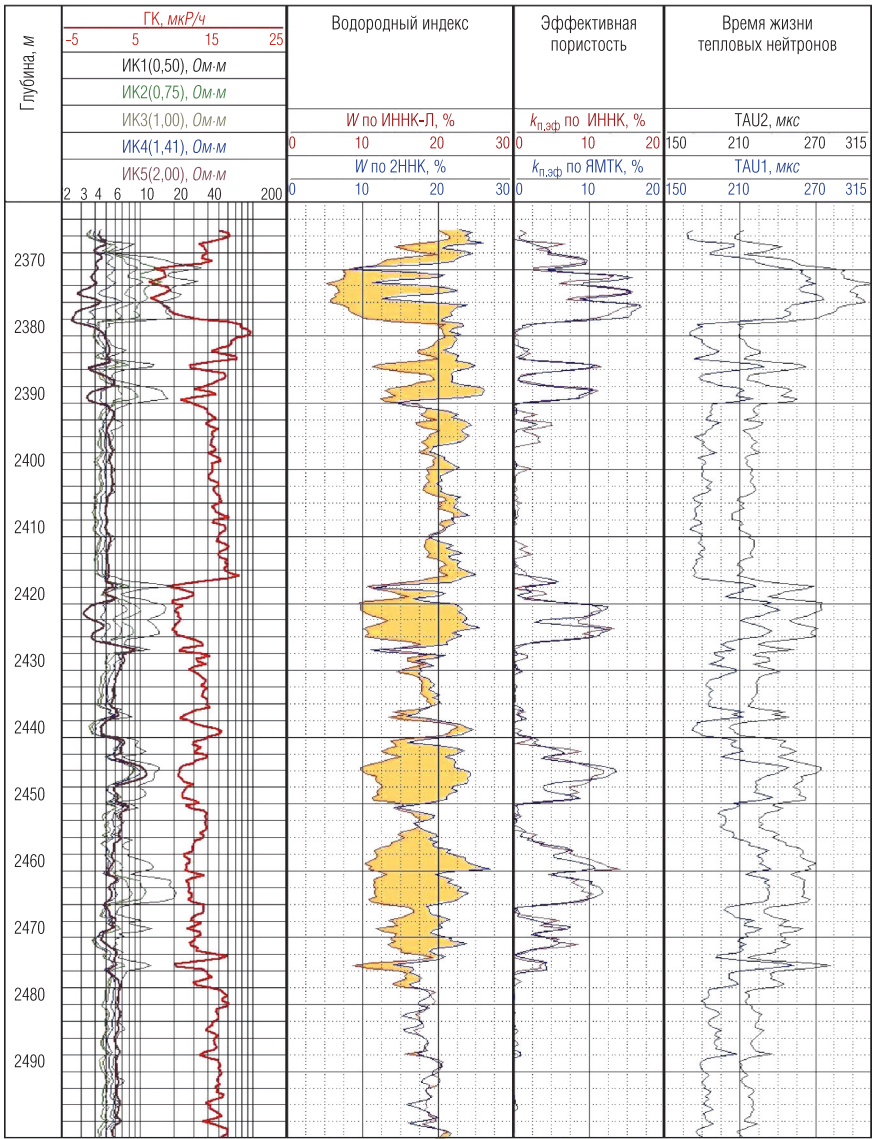


Рис. 2. Сопоставление коэффициента эффективной пористости $k_{п.эф}$ по комплексу 2ННК + ИННК с результатами ЯМТК. Терригенный коллектор

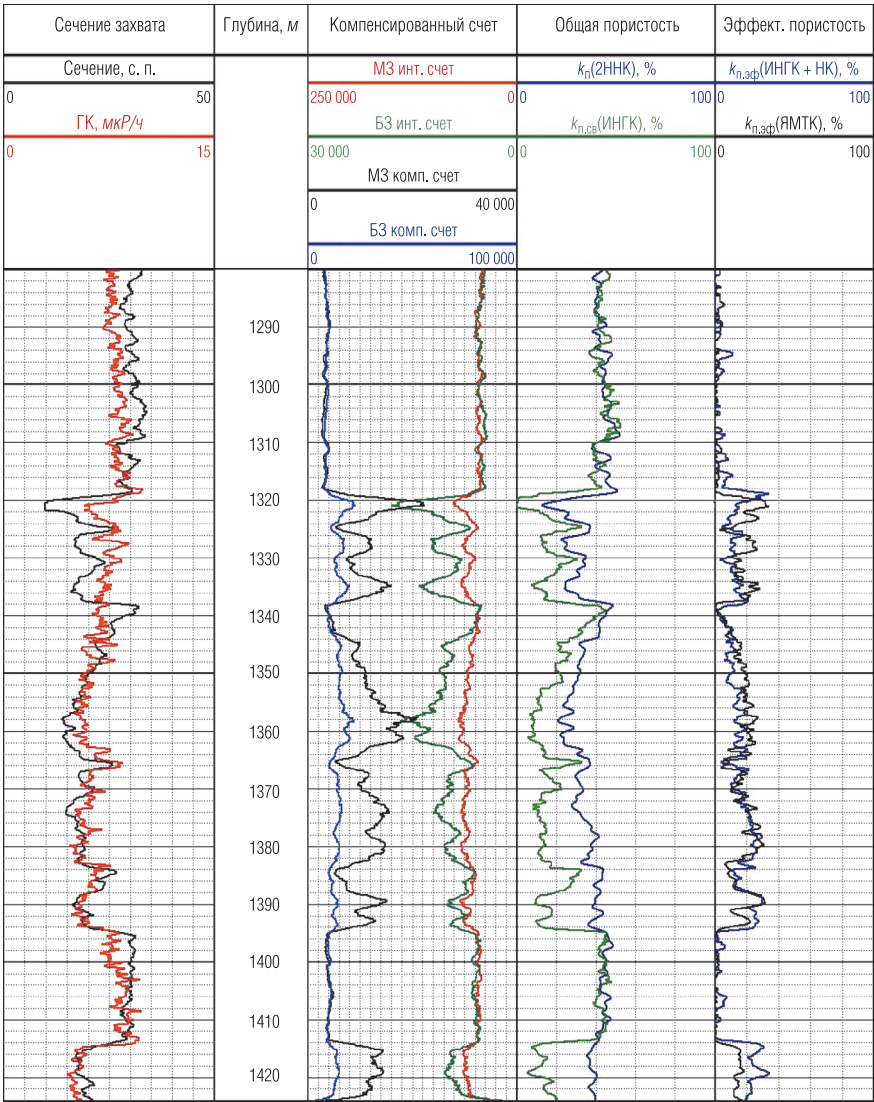


Рис. 3. Сопоставление коэффициента эффективной пористости $k_{п.эф}$ по комплексу 2ННК + ИННК с результатами ЯМТК. Терригенный коллектор. Запись ИННК выполнена в закрытом стволе

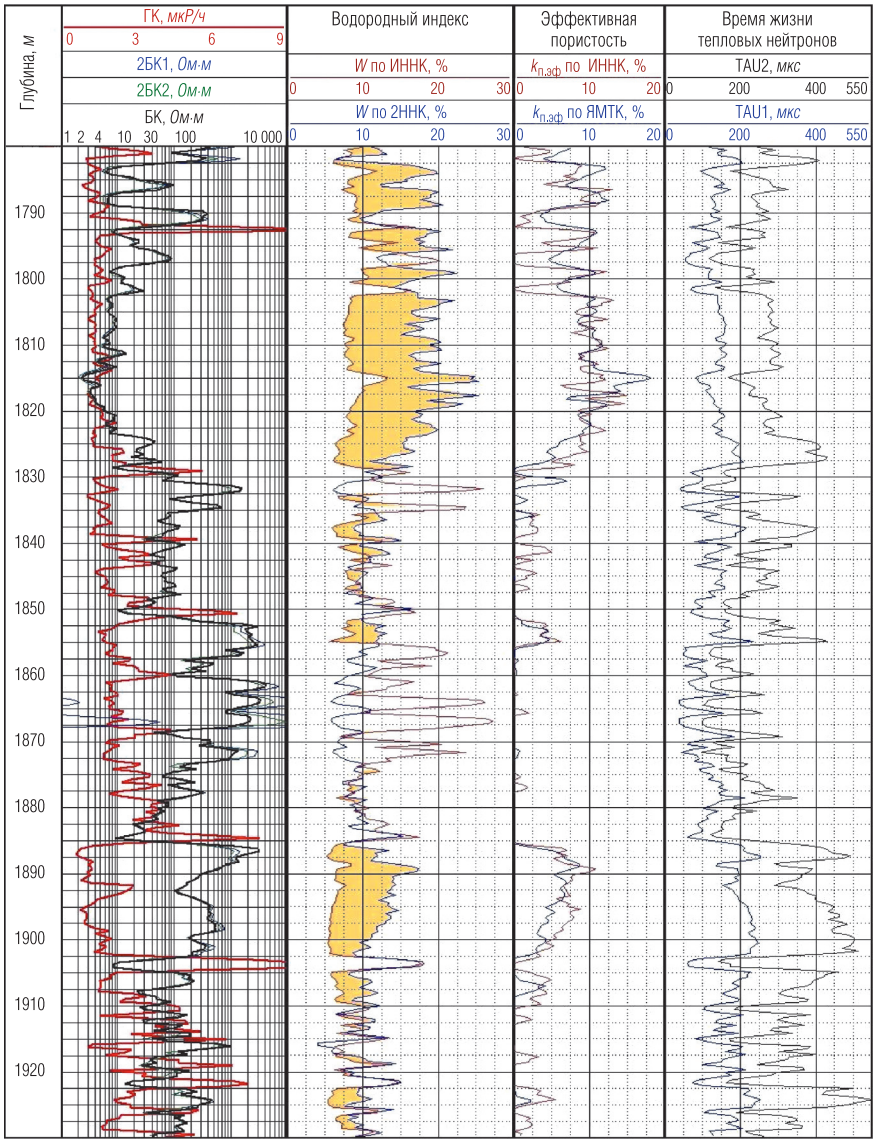


Рис. 4. Сопоставление коэффициента эффективной пористости $k_{п.эф}$ по комплексу 2ННК + ИННК с результатами ЯМТК. Карбонатный коллектор

Скважиной вскрыты частично засоленные карбонатные коллекторы Осинского и Усть-Кутского горизонтов. Бурение проводилось на рассоле с общей минерализацией 270 г/л. Как и для условий терригенного разреза, представляемая технология оценки $k_{п.эф}$ в целом демонстрирует хорошую сопоставимость с результатами ЯМТК. Однако в интервалах кавернозной пористости (1814–1818 м) отмечается занижение значений $k_{п.эф}$ по ИННК относительно результатов ядерно-магнитного каротажа.

Заключение

Представляемая технология оценки эффективной пористости по комплексу стационарного и импульсного нейтронных методов апробирована в широком диапазоне геолого-технических условий Западной и Восточной Сибири для различных типов скважинной аппаратуры как в кабельном, так и в автономном вариантах доставки в интервалы исследований. В период 2008–2010 гг. проведено более 50 каротажей и во всех случаях получены положительные результаты, подтвержденные испытаниями объектов. Метод ИННК включен в стандартный комплекс при строительстве эксплуатационных скважин в сложных геолого-технических условиях компаниями ТНК-ВР (Западная Сибирь) и “Роснефть” (Восточная Сибирь).

УДК 550.832

В. М. Теленков, В. Ф. Козяр, П. А. Зезюлина
ООО "Нефтегазгеофизика"

ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ЭФФУЗИВНЫХ И КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ*

Перечислены литологические и структурные компоненты пород, осложняющие строение эффузивных и карбонатных коллекторов. Показаны пути их учета по материалам современных видов ГИС, определения литологического состава пород, общей и каверновой емкости коллекторов. Даны рекомендации минимальной по затратам модернизации обязательного комплекса ГИС и технологии интерпретации полученных данных.

Ключевые слова: полиминеральные породы, коллекторы сложного строения, комплекс ГИС, общая и каверновая пористость.

Дююрские эффузивные и карбонатные отложения являются ближайшим резервом сохранения высоких объемов добычи углеводородов (УВ) на месторождениях Западной Сибири. Кроме того, большинство нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири владеют лицензионными участками в других регионах страны, в которых карбонатные коллекторы содержат значительные, а иногда и преобладающие для конкретного месторождения запасы УВ.

Пустотность (емкость, пористость) отложений обоих типов представлена сочетанием межзерновых пор, трещин и каверн; размеры последних составляют от нескольких десятых до десятков миллиметров. Все виды пустот частично или полностью могут быть заполнены глинистыми минералами, кальцитом, ангидритом, битумом, а в подсолевых отложениях – галитом. Вторичные минералы не входят в скелет пород. Исключение составляют ангидрит, термодинамические условия осадконакопления которого близки к таковым для первичных доломитов, и доломитизация первичных известняков, обусловленная воздействием фильтрующихся вод. В известняковых и доломитовых толщах и в эффузивных породах часто наблюдается полное залечивание трещин вторичным кальцитом.

* Полный текст доклада, прочитанного на научно-практической конференции "Проблемы эффективности геофизических исследований при разведке и разработке месторождений нефти и газа Западной Сибири", состоявшейся в г. Тюмени 23–25 ноября 2010 г.

Сложная структура емкостного пространства и литологического состава пород накладывает дополнительные требования к комплексу геофизических исследований скважин (ГИС), технологии обработки и геологической интерпретации полученных данных.

Первоочередным требованием является модернизация комплекса ГИС поисковых и разведочных скважин, бурящихся в карбонатных и эффузивных породах. Действующий комплекс ГИС, предусмотренный устаревшей технической инструкцией и воспроизведенный регламентами большинства нефтегазодобывающих предприятий, предусматривает выполнение в таких скважинах акустического (АК), плотностного (ГГК-П) и нейтронного (НК) каротажей. Измеренные значения интервального времени (Δt) продольной волны, плотности (σ) и водородосодержания (ω) позволяют находить преобладающий состав и емкость (общую пористость k_{Π}) карбонатных пород решением ставшей стандартной системы уравнений [1, 2]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta t &= \Delta t_{\text{изв}} \cdot V_{\text{изв}} + \Delta t_{\text{дол}} \cdot V_{\text{дол}} + \Delta t_{\text{гл}} \cdot V_{\text{гл}} + \Delta t_{\text{ж}} \cdot k_{\Pi}, \\ \sigma &= \sigma_{\text{изв}} \cdot V_{\text{изв}} + \sigma_{\text{дол}} \cdot V_{\text{дол}} + \sigma_{\text{гл}} \cdot V_{\text{гл}} + \sigma_{\text{ж}} \cdot k_{\Pi}, \\ \omega &= \omega_{\text{изв}} \cdot V_{\text{изв}} + \omega_{\text{дол}} \cdot V_{\text{дол}} + \omega_{\text{гл}} \cdot V_{\text{гл}} + \omega_{\text{ж}} \cdot k_{\Pi}, \\ 1 &= V_{\text{изв}} + V_{\text{дол}} + V_{\text{гл}} + k_{\Pi}, \end{aligned} \right\}$$

где $\Delta t_{\text{изв}}$, $\Delta t_{\text{дол}}$, $\Delta t_{\text{гл}}$ и т. д. – значения геофизических величин в известняках, доломитах и глинах соответственно; $V_{\text{изв}}$, $V_{\text{дол}}$, $V_{\text{гл}}$ – относительные объемы этих компонентов.

Данная система уравнений не позволяет находить объемы всех возможных вторичных минералов, находящихся в поровом пространстве, поскольку их общее количество, включая жидкость в порах, существенно превышает количество уравнений. Замена одного компонента другим также не способствует решению задачи. При такой замене не учитывается влияние компонентов, не упомянутых в измененной системе уравнений, хотя сам перечень компонентов становится несколько иным.

С другой стороны, система уравнений открыта для новых источников информации. Наиболее доступные из них – интервальное время Δt_s распространения поперечной волны, показатель P_e фотоэффекта и относительное содержание в породах урана, тория и калия. Получение перечисленных параметров достигается простой заменой скважинных приборов АК, ГГК-П и ГК их новыми модификациями:

приборами многочастотного АК с монополярными и дипольными преобразователями, литоплотностного (ГГК-ЛП) и спектрального (СГК) гамма-каротажей.

Напомним значимость для геологической интерпретации дополнительной информации, предоставляемой новыми модификациями скважинных приборов. Многочастотный АК позволяет измерить значения интервальных времен Δt_s поперечной волны интегрально и в двух взаимно перпендикулярных направлениях $\Delta t_{s\ xx}$, $\Delta t_{s\ yy}$ (кроссдиполь). Несовпадение между собой этих значений свидетельствует об анизотропии пород, обусловленной в первую очередь явно выраженной направленностью трещин. Трещиноватость пород подтверждается двумя другими параметрами, которые в настоящее время интерпретируются на качественном уровне, – это уменьшение амплитуд A_s поперечной волны против трещиноватых интервалов и увеличение интервального времени Δt_{St} и эффективного затухания α_{St} волны Стоунли в проницаемых, в том числе трещиноватых породах. Суммарно перечисленные параметры предоставляют совершенно новую для ГИС информацию о наличии в разрезе скважины проницаемых, в частности трещиноватых пород (рис. 1).

Расширение комплекса используемых данных (Δt_p , σ , ω) за счет интервального времени Δt_s поперечной волны позволяет расширить перечень определяемых компонентов до пяти: доломит, ангидрит, галит, глина (гидрослюда), флюид в порах.

Нельзя пренебрегать еще одной особенностью АК, присущей всем типам приборов, – низкой чувствительностью Δt_p и Δt_s к каверновой емкости. Такие породы характеризуются по Δt_p значениями $k_{п.м}$, близкими к гранулярной (межзерновой) пористости. Разность между полной емкостью, которую находят по данным ГГК-П и НК, и пористостью по АК составляет минимальное значение емкости каверн. Минимальное по той причине, что какая-то часть каверновой составляющей изменяет показания Δt_p и Δt_s . Возможно вследствие этой причины значения $k_{п.}$, рассчитанные по данным трех методов (АК, ГГК-П, НК), всегда меньше тех, для определения которых привлечены материалы двух методов (ГГК-П, НК).

Из других рекомендуемых замен в скважине (рис. 1) выполнен спектральный ГК. Если не вдаваться в другие его достоинства, которые излагают разработчики прибора, то в столь сложном разрезе метод обеспечивает разделение битуминозных и глинистых пород.

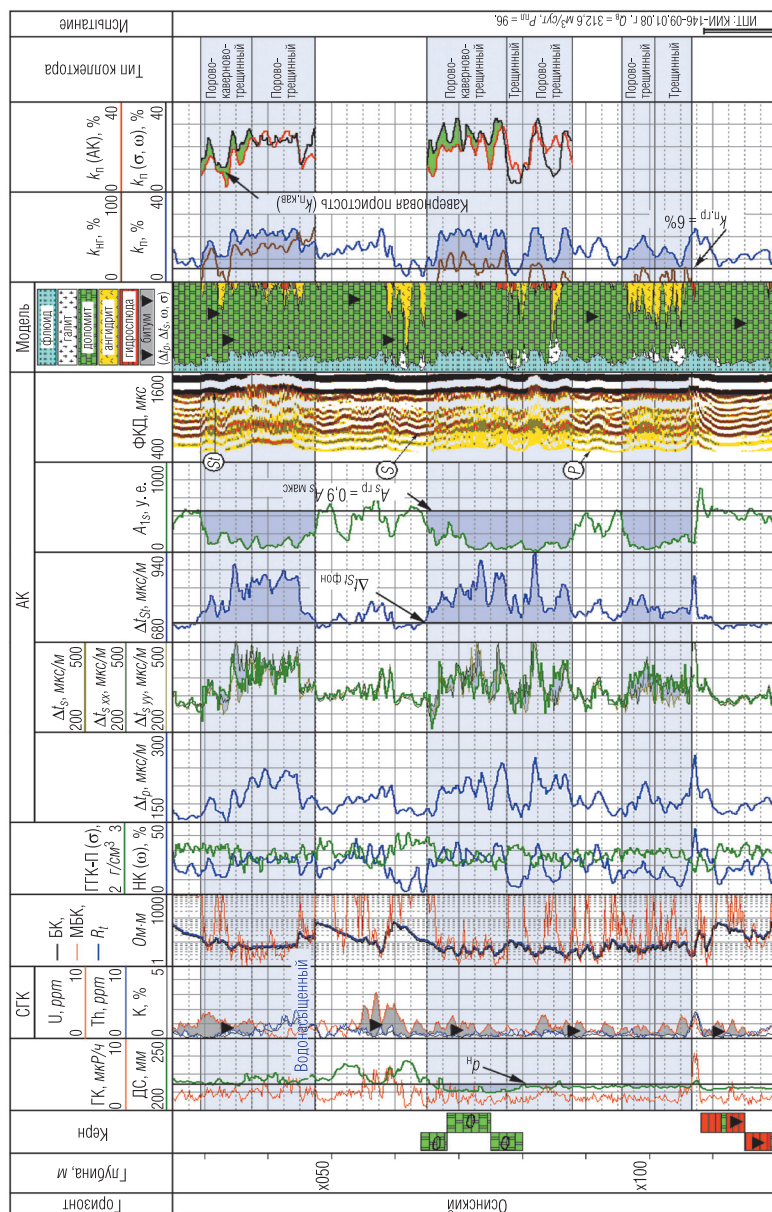


Рис. 1. Характеристики упругих волн, используемых для количественной оценки емкости и выделения эффективных толщин порово-трещинно-каверновых коллекторов. Скважина Нижнекарамского месторождения (Восточная Сибирь)

Битуминозные породы характеризуются непропорционально увеличенным содержанием урана (U) по сравнению с двумя другими составляющими J_γ – торием (Th) и калием (K). В заглинизированных породах преобладают две последние составляющие. В отсутствие ПС такое разделение всегда своевременно.

Достоинство P_e заключается в том, что максимальные значения этого параметра наблюдаются в породах, которые характеризуются близкими и низкими значениями Δt_p , Δt_s , σ , ω . Обычно это карбонатные породы с включениями хемогенных разностей. В продуктивных разрезах Восточной Сибири, сложенных первичными доломитами, параметр P_e облегчает визуальное выделение на диаграммах ангидритизированных и засоленных интервалов: $P_e = 3,14$ у. е. в доломитах. В чистых ангидрите и галите P_e равен 5,05 и 4,65 (рис. 5).

В эффузивных разрезах компонентами матрицы породы служат основные породообразующие минералы (риолит, трахит, дацит, различные типы лав), что не меняет сути определений. Для выделения коллекторов и определения их емкости используются количественные критерии ($k_{п.гр}$, $\Delta t_{п.гр}$ и т. д.) и все те же качественные признаки (A_s , Δt_{Sr} , α_{Sr}) (рис. 2). Значения эффективной пористости $k_{п.эф}$ по данным ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) и полученные позже результаты анализов керна подтверждают достоверность выполненных операций.

В комплекс ГИС эксплуатационных скважин необходимо включение многочастотного АК с монопольными и дипольными измерительными зондами. Возможности метода для выделения и оценки сложнопостроенных коллекторов в полиминеральных разрезах показаны выше (рис. 1). Но без его данных невозможно обойтись даже в относительно простых карбонатных разрезах, сложенных первичными известняками. Такие разрезы подвержены интенсивной доломитизации с одновременным образованием каверновой емкости. Поэтому для определения их пористости применение данных одного нейтронного каротажа, что закреплено нормативными документами, увеличивает погрешность единичного расчета k_n до $(-5 \div 6) \%$ (абс.) при смене литологического состава пород с известняка на доломит. При отсутствии качественных признаков коллекторов доломитизированные разности будут отнесены к плотным породам-неколлекторам. Решение той же задачи по данным НК и АК уменьшает погрешность единичного определения k_n до приемлемого значения $\pm 2,5\%$ (абс.). Одновременно появляются качественные признаки трещинных и порово-трещинных коллекторов.

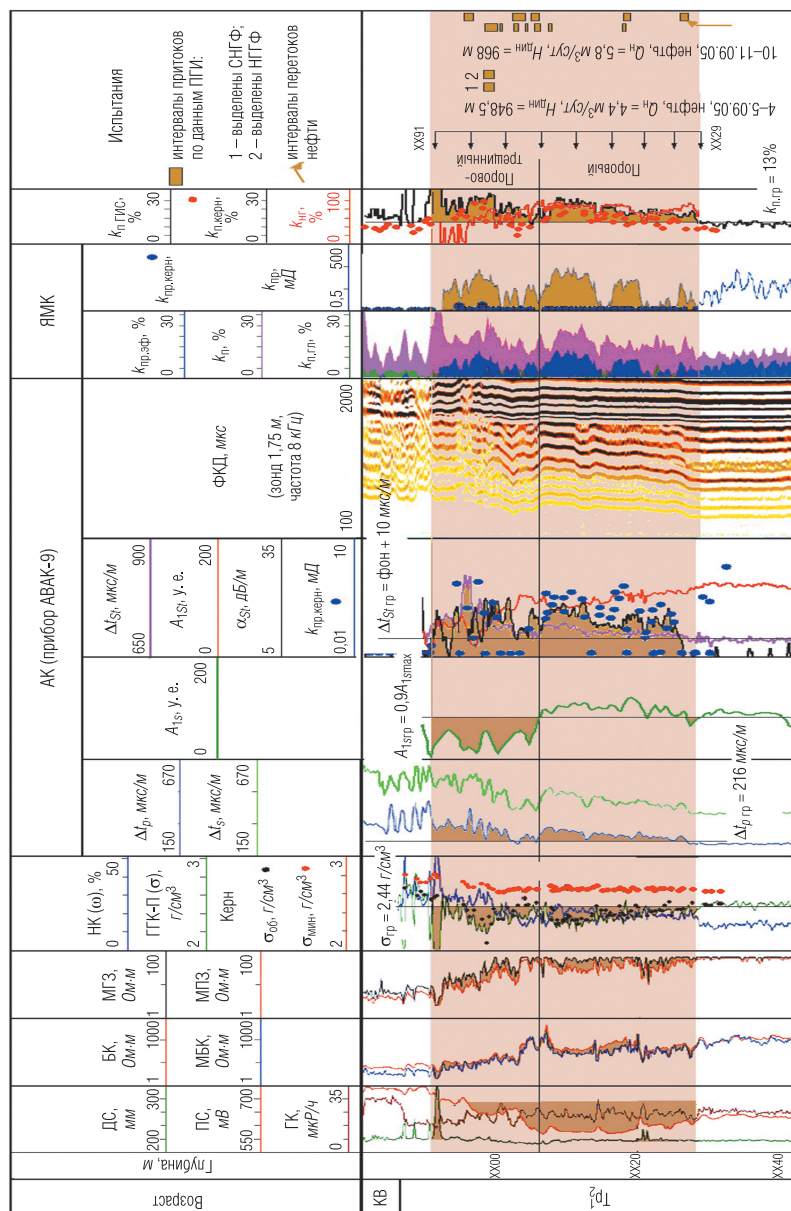


Рис. 2. Выделение и количественная оценка порового и порово-трещинного коллекторов по данным ГИС в эффузивном разрезе. Скажина Рогожниковского месторождения

Бурение скважин на минерализованных растворах с низкой водоотдачей в карбонатных и эффузивных разрезах имеет своим следствием отсутствие традиционных качественных признаков коллекторов: глинистой корки, аномалий ПС, приращений сопротивлений на разноточностных зондах МК, БМК-БК, БКЗ. Для выделения коллекторов резко возрастает роль количественного критерия. Он заключается в сопоставлении вычисленных по данным ГИС значений коэффициентов k_{Π} общей пористости с минимальным (граничным) значением $k_{\Pi,гр}$ пористости коллекторов, установленным по результатам испытаний и анализов образцов керна. В породах с известным литологическим составом значение $k_{\Pi,гр}$ переносят также на параметры ГИС, участвующие в определении k_{Π} , Δt_p , Δt_s , σ , ω . Если $k_{\Pi} > k_{\Pi,гр}$, то породу относят к коллекторам. Если $k_{\Pi} < k_{\Pi,гр}$, ее нельзя отнести к поровым коллекторам, но она может быть трещиноватой (при наличии качественных признаков трещин).

Отсутствие качественных признаков коллекторов отнюдь не редкий случай. Даже в этой статье из трех скважин, задействованных в качестве иллюстраций, они отсутствуют в двух, если не принимать во внимание данные обсуждаемых методов (рис. 1, 5). Еще более впечатляют материалы одной из скважин, пробуренной в Шаимском НГР (рис. 3). Коэффициенты пористости трещинных коллекторов по ГИС и керну существенно меньше $k_{\Pi,гр}$, качественные признаки на кривых ГИС полностью отсутствуют, но дебиты нефти составили десятки кубических метров в сутки. Приуроченность приточных интервалов к данным отложениям подтверждена промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ).

Вследствие отсутствия качественных признаков коллекторов изменяется очередность операций интерпретации первичных данных ГИС. Выделению коллекторов предшествует определение пустотности (пористости) пород с учетом их полиминерального состава с тем, чтобы максимально использовать сочетание значений рассчитанной k_{Π} и известной (хотя бы из литературных источников) граничной $k_{\Pi,гр}$ пористости.

Первой операцией становится оценка качества первичных данных АК, ГГК-П, НК и нахождение (но не произвольный выбор!) литологических компонентов, слагающих породу, с помощью кроссплотинга первичных данных (рис. 4). Для доброкачественных данных основная масса точек, количество которых определяется шагом исследований

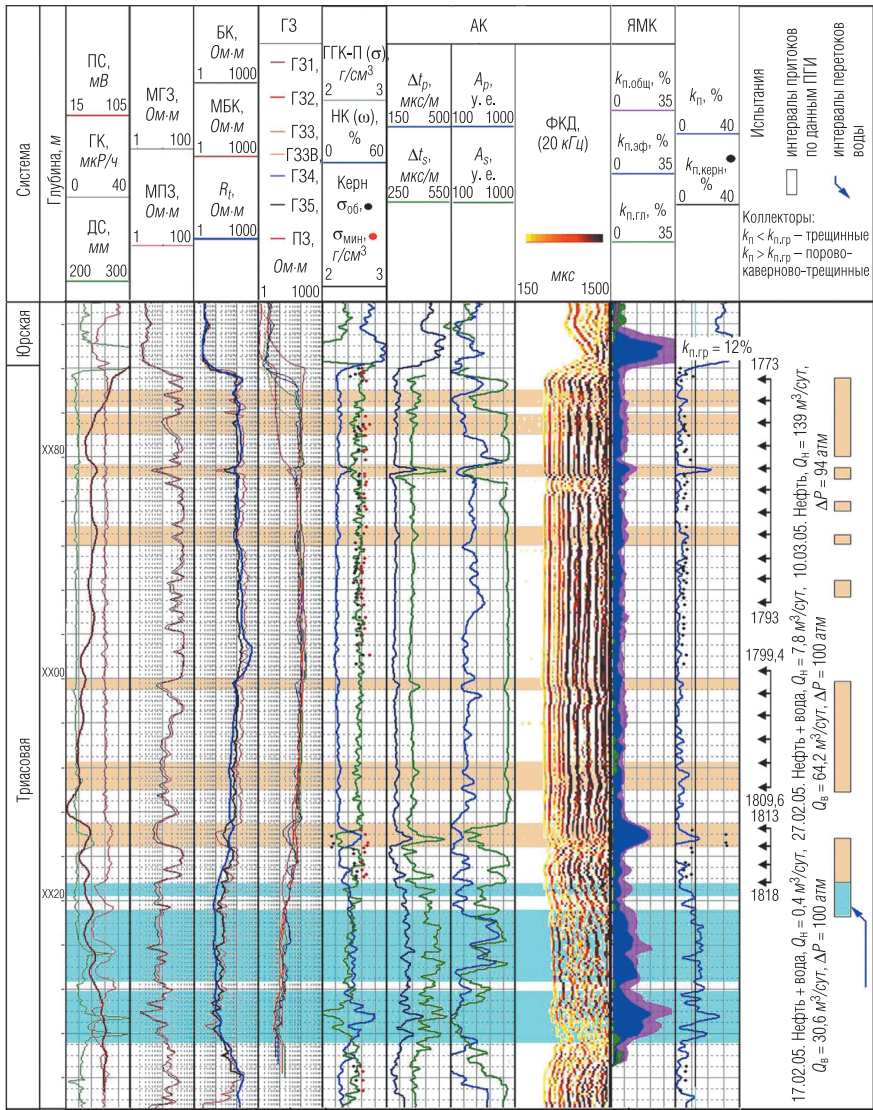


Рис. 3. Отсутствие традиционных качественных признаков коллекторов против трещинных эффузивных коллекторов. Скважина Даниловского месторождения (Шаимский НГР)

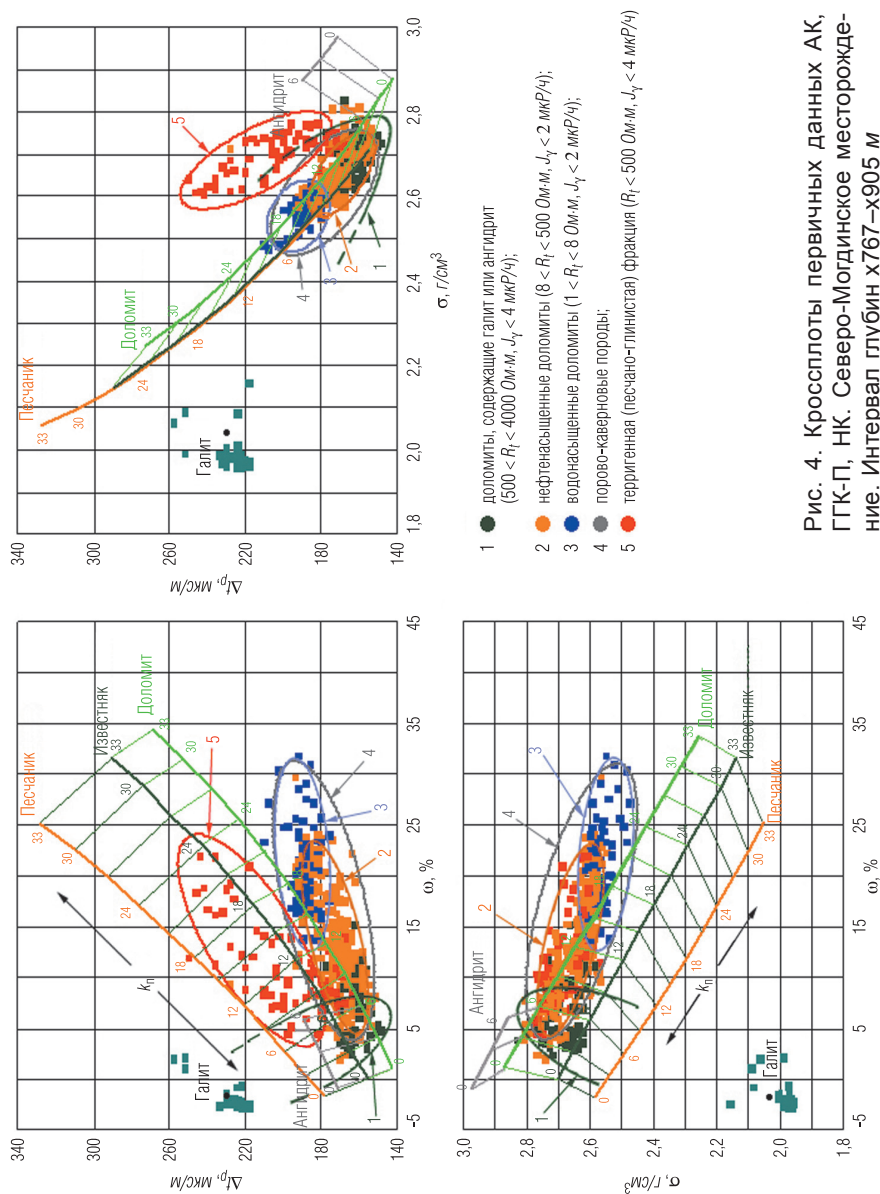


Рис. 4. Кросс-плоты первичных данных АК, ГГК-П, НК Северо-Могдинское месторождение. Интервал глубин х767–х905 м

и толщиной изучаемого интервала (рис. 5), соответствует известной [1, 2] литологической сетке. Иначе необходимо установить изъязыны регистрации данных одного из методов.

Основной породообразующий компонент, в данном примере доломит, находят по расположению большинства точек относительно литологической сетки. Изменение характеристик доломита под влиянием второстепенных по объемному содержанию компонентов — глины, кварца, галита, ангидрита, каверновой емкости — находят по отклонению точек от линии доломита. Для этого достаточно знать в самом общем случае знак и значение отклонений Δt_p , Δt_s , σ , ω в этих компонентах по сравнению с доломитом. В данном примере неглинистых доломитов, с использованием расчленения пород по удельному сопротивлению R_p , установлено присутствие в изученном интервале доломитов чистых нефте- и водонасыщенных, содержащих галит, ангидрит или терригенную (песчано-глинистую) компоненту. Эти компоненты составили модель расчета для обработки первичных данных АК, ГГК-П, НК.

Расчет общей емкости и объемов литологических компонентов, находящихся в породе, является чисто арифметической операцией и производится согласно уже приведенной системе уравнений. Так как количество искоемых компонентов (флюид в порах, доломит, галит, ангидрит, терригенные пелитовая либо псаммитовая фракции) превышает количество используемых данных (Δt_p , Δt_s , σ , P_e , ω), то приходится прибегать к итерациям расчета, исключая в каждом случае один-два компонента и включая другие. Отдельной операцией приходится рассчитывать значение каверновой емкости коллекторов.

Геологическая интерпретация включает сочетание всех расчетных количественных результатов и качественных либо полуколичественных признаков коллекторов (рис. 5). Расчетные данные содержат значения общей и каверновой емкости, объемное содержание доломита, галита, ангидрита, пелитовой или псаммитовой фракций. Основными качественными признаками служат: амплитуды A_s поперечной волны для выделения трещинных коллекторов; приращения Δt_{St} и уменьшение амплитуд A_{St} волны Стоунли для выделения проницаемых разностей; сохранившиеся традиционные признаки (корки на стенке скважины, изменения для однотипных зондов электрического сопротивления в радиальном направлении и т. д.) для выделения коллекторов; аномальное содержание урана (U) для оценки битуминозности.

Обращает на себя внимание корреляция эффективных толщин коллекторов, устанавливаемых по значениям Δt_s , и $k_{п.эф}$ по ЯМК; содержание пород, установленных по комплексу данных АК–ГТК–ЛП–НК и двух измерений НК по тепловым и надтепловым нейтронам.

Испытания и освоение скважин должны сопровождаться ПГИ. Только получение притоков и идентификация приточных интервалов средствами ПГИ служат однозначным доказательством успешного выделения трещинных и порово-трещинных коллекторов по материалам ГИС (рис. 2, где основные работающие толщины приурочены к порово-трещинным разностям коллекторов). Отсутствие притока заставляет задуматься о достоверности выделения коллекторов и технологии проведения испытаний.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. М.–Тверь: ВНИГНИ-НПЦ “Тверьгеофизика”, 2003.
2. Log Interpretation. New York: Schlumberger Limited, 1972. Vol. 1-Principles.