

УДК 550.832:553.983

## ПРОГНОЗ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО МАТЕРИАЛАМ КЕРНА И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Куляпин Павел Сергеевич,

петрофизик компании «СЖЖ Восток», Россия, 115162, г. Москва,  
ул. Шаболовка, д. 31, стр. Б. E-mail: pavel.kulyapin@gmail.com

Соколова Татьяна Федоровна,

канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры геофизических  
информационных систем Российского Государственного университета  
нефти и газа им. И.М. Губкина, Россия, 119991, г. Москва,  
Ленинский пр., д. 65, корп. 1. E-mail: tfsokolova2013@yandex.ru

Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти и газа является одной из наиболее актуальных и сложных задач последнего времени. Несмотря на то, что ещё в XIX в. нефтегазоматеринские породы были известны геологам как источник углеводородного сырья, только в конце двадцатого столетия их стали рассматривать как реальную альтернативу традиционным ресурсам нефти и газа. Приводится краткий литературный обзор, посвященный вопросу о коллекторском потенциале нефтегазоматеринских пород, а также существующим способам оценки содержания органического вещества ( $C_{орг}$ ) по материалам геофизических исследований скважин.

**Цель исследования:** разработка новых способов прогноза коллекторов в разрезе баженовской свиты по материалам керна и геофизических исследований скважин.

Рассматриваются несколько видов типизации пород баженовской свиты по методам геофизических исследований скважин в различных параметризациях: отношение  $U/Th-C_{орг}$ , показание гамма-каротажа  $-C_{орг}$ , показание гамма-каротажа  $-$  показание плотностного каротажа ГГК-П.

Объемная модель горной породы является основой для понимания особенностей литологического строения и коллекторских свойств разреза. Предлагается способ прямого включения результатов анализа керна при построении объемной модели пород баженовской свиты по материалам керна и геофизических исследований скважин.

Обоснованы новые способы эмпирического расчета плотности и интервального времени пробега упругих волн в разрезе баженовской свиты, что позволяет выполнять расчет механических свойств и прогнозировать наиболее хрупкие интервалы разреза. Приводится пример расчета упругих свойств и выделения хрупких пород в скважинах Салымского района с ограниченным комплексом геофизических исследований скважин.

### Ключевые слова:

Трудноизвлекаемые запасы углеводородов, баженовская свита, нефтематеринские породы, органическое вещество, коллекторы, трещиноватость, спектральный гамма-каротаж, типизация пород, упругие свойства, хрупкость.

### Коллекторский потенциал нефтематеринских пород

Уолтер Фертл [1] в статье, посвященной возможностям спектрального гамма-каротажа при изучении нефтегазоматеринских пород, отмечал, что такие породы чаще характеризуются низкими коэффициентами пористости и проницаемости, но в некоторых случаях они обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами – пористостью матрицы ( $K_p$  до 12 %) и проницаемостью. Наличие системы естественных трещин в дополнение к матричной пористости является ключевым фактором, обеспечивающим высокие начальные дебиты и рентабельную добычу углеводородов (УВ). Фертл также приводит примеры скважин с высокими дебитами, полученными из нефтегазоматеринских пород без применения мер по интенсификации притока, которые иллюстрируют вклад трещиноватости в общую емкость пород.

Т.Т. Клубова [2] выполнила всестороннее изучение нефтегазоматеринских пород, представленных на территории бывшего СССР. На территории России основные надежды в освоении запасов нефтегазоматеринских пород связаны с тремя перспективными объектами:

- баженовской свитой и ее аналогами в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП);
- карбонатными отложениями доманиковского горизонта Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП;
- хадумской и баталпашинской свитами Предкавказья.

Основой коллекторского потенциала таких пород Т.Т. Клубова назвала «текстурную неоднородность», которая формируется в результате контакта разных по текстуре участков. Формирование же трещиноватости, по её мнению, происходит под влиянием тектонических напряжений в неоднородных хрупких и ослабленных зонах. Протяженность и раскрытость зон контактов определяют фильтрационные возможности пород. Т.Т. Клубова утверждает, что свойства ослабленных зон лабораторными методами не фиксируются. Действительно, исследования керна, которые выполняются в петрофизической лаборатории на стандартных образцах, отобранных из нефтематеринских пород, позволяют определять исключительно лишь параметры матрицы (пористость, проницаемость). Трещинную и кавернозную составляющие

вторичной емкости коллекторов можно учесть только при изучении полноразмерных образцов керн, имидж-анализом колонки керн, либо косвенно – методами геофизических исследований скважин (ГИС) или показателями работы скважин. В работе Т.Т. Клубовой отмечается, что «измеренные по керну величины пористости и проницаемости этих пород значительно ниже действительных, обеспечивающих дебиты до 60 м<sup>3</sup>/сут (доманиковый горизонт). Причина заключается в том, что коллекторские свойства глинистых коллекторов зависят от текстурной неоднородности, обусловленной образованием ослабленных зон, которые разъединяются под давлением мигрирующей нефти при формировании залежей, отдают нефть при разработке и закрываются при снижении давления и выносе керн» [2].

При изучении пород хадумской и баталпашинской свит Предкавказья С.А. Дудаев [3] также связывал естественную трещиноватость с границами раздела литологических разностей, зонами резкого прогиба или изменения направления простираения однородных прослоев, скоплением тонкослоистых хрупких пород, обогащенных известковистым, алевритистым материалом. Характерную черту структуры рыхлых черных глин хадумской и баталпашинской свит – их легкую разрушаемость – установил А.И. Копыльцов и др.: «...при размокании в воде они распадаются на мелкие (не более 1 см в поперечнике) тонкие (доли мм) остроугольные обломки. Вид обломков говорит не о набухании глин, а о разрушении породы по тончайшим ослабленным зонам, в роли которых выступают литогенетические (межслоевые) трещины» [4]. Также в этой работе приводится классификация типов емкости нефтегазоматеринских пород, которая включает межагрегатные поры, трубчатые каналы, ориентированные вдоль напластования литогенетические трещины, субвертикальные тектонические трещины скола.

А.М. Жарков [5] подчеркивает, что влияние трещиноватости на проницаемость пород баженовской свиты является определяющим. «Выделяются две основные взаимосвязанные системы трещин: субвертикальная, связанная с дизъюнктивной тектоникой, и преимущественно горизонтальная микротрещиноватость, формируемая под действием аномально высокого порового давления в местах генерации УВ» [5]. Существует версия, высказываемая Г.М. Таруцем, Е.А. Гайдебуровой [6], А.Я. Фурсовым, Е.В. Постниковым, А.В. Постниковым [7] и др., согласно которой именно тектоническая трещиноватость обеспечила формирование высокопроницаемых коллекторов в кремнисто-глинистых и плотных карбонатно-кремнистых породах. Например, на территории Большого Салыма широкое развитие зон повышенной трещиноватости подтверждается распределениями температурных аномалий. Здесь зоны повышенных температур ориентированы в линейном меридиональном направлении по флексурно-разломным зонам

древнего заложения, что свидетельствует об их связи с глубинными слоями по выявленным разломам.

Д. Рокош и др. отмечают, что сланцевые коллекторы нефти и газа, обладающие повышенной трещиноватостью, обеспечивают хорошие дренажные свойства объекта и высокую отдачу УВ при разработке. Однако для поддержания темпов добычи углеводородов из низкопроницаемой матрицы должно осуществляться поступление нефти и газа по естественным или искусственно созданным (при гидроразрыве) трещинам. В общем случае наличие более проницаемой матрицы породы приводит к более высокой скорости поступления УВ и большим дебитам скважин. А.И. Копыльцов и др. отмечают следующую тенденцию при разработке залежей хадумской и баталпашинской свит: «...отличительной особенностью скважин, находящихся в пробной эксплуатации, является постепенное снижение в них начальных дебитов нефти». Скорее всего это вызвано смыканием трещин при постепенном падении пластового давления и увеличением роли притока УВ из матрицы при длительной разработке.

Таким образом, коллекторский потенциал нефтегазоматеринских пород связан преимущественно с наличием в разрезе хрупких ослабленных зон и пород, обладающих естественной трещиноватостью.

#### Оценка содержания органического углерода по материалам геофизических исследований скважин

Одним из важных показателей, характеризующих степень зрелости органического вещества (ОВ) и способность к генерации УВ, является содержание органического углерода ( $C_{орг}$ ).

Западными исследователями было разработано несколько методик оценки  $C_{орг}$  с помощью методов ГИС. Широко используемой является методика К. Пасси [10] (формулы 1–3), в которой применяется нормализация показаний методов пористости (акустического, нейтронного или плотностного) и сопротивления пород. Перемасштабирование кривых выполняется таким образом, что их совпадение наблюдается в интервалах пород с различной пористостью, но с низким содержанием органического вещества, в то время как превышение кривой сопротивления над нормализованной кривой пористости отмечается в интервале нефтегазоматеринских пород. Это приращение характеризует параметр  $\Delta \text{Log}R$ , который рассчитывается следующим образом:

$$\Delta \text{Log}R_{DT} = \lg(\rho_n / \rho_{rn}) + 0,02(\Delta T - \Delta T_{rn}), \quad (1)$$

либо  $\Delta \text{Log}R_N = \lg(\rho_n / \rho_{rn}) + 4(Wn - Wn_{rn})$ , (2) где  $\Delta T$  взято в мкс/фт;  $\rho_n$ ,  $\Delta T_{rn}$ ,  $Wn_{rn}$  – показания соответствующих методов ГИС в опорном интервале с низким содержанием ОВ.

Содержание органического углерода пропорционально относительному приращению  $\Delta \text{Log}R$  и определяется выражением (3):

$$C_{\text{орг}} = \Delta \text{Log} R * 10^{(2,297 - 0,1688 * \text{ЛОМ})}, \quad (3)$$

учитывающим степень метаморфизма органического вещества (показатель ЛОМ) нефтегазоматеринской породы. Значение ЛОМ может быть определено, если известны отражательная способность витринита, характерная для изучаемого ОБ, либо температурный режим залежи углеводородов. Пределы изменения показателя ЛОМ, в зависимости от степени зрелости породы, находятся в следующем диапазоне значений:

- ЛОМ=6 для незрелого ОБ (породы молодые или неглубоко залегающие, отсутствие генерации УВ);
- ЛОМ=8–10 для зрелого ОБ (происходит генерация нефти или газа);
- ЛОМ=12 для перезрелого ОБ (все УВ «выгорели»).

Эффект приращения сопротивления  $\rho_n$  при нормализации будет наблюдаться и в традиционных коллекторах с подвижными углеводородами. В этом случае для оценки  $C_{\text{орг}}$  в нефтегазоматеринских породах и исключения из рассмотрения интервалов продуктивных традиционных коллекторов К. Пасси (рис. 1) предлагал использовать показания гамма-каротажа (ГК), который позволяет выделить нефтегазоматеринские породы по высокой естественной радиоактивности, обусловленной повышенным содержанием в них урана.

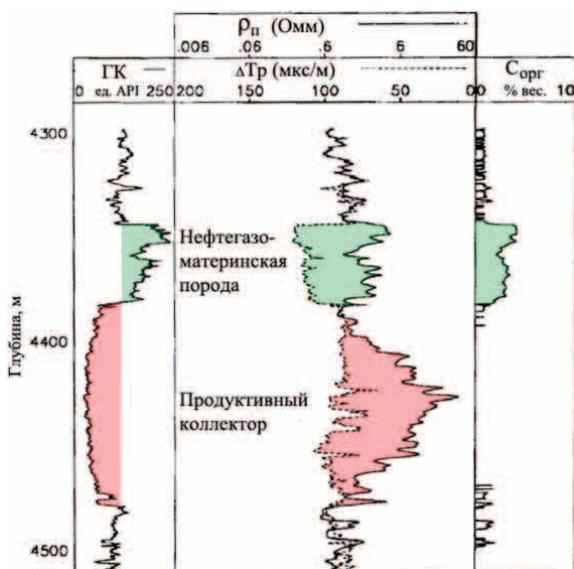


Рис. 1. Разделение эффектов приращений на методах сопротивления и пористости, связанных с нефтегазоматеринскими породами и продуктивными коллекторами. Нормализация показаний акустического метода и метода сопротивления – по К. Пасси (1990)

Fig. 1.  $\Delta \text{Log} R$  overlay showing baselined resistivity and porosity logs, after Q. Passey (1990). Colored separations are related to source rocks and hydrocarbon-bearing reservoirs

Ранее схожий способ нормализации пористости и сопротивления для выделения продуктивных коллекторов, который активно используется для выделения продуктивных интервалов в терригенных и карбонатных разрезах, был предложен Н.З. Заляевым [11].

Другим способом, позволяющим выполнять оценку  $C_{\text{орг}}$  по материалам ГИС является методика Д.Р. Айсслера и др. [12], которые построили палетки, позволяющие рассчитать  $C_{\text{орг}}$  путем непосредственного сопоставления плотности  $\delta_n$ , либо интервального времени  $\Delta T_n$ , и сопротивления пород  $\rho_n$ . Тристан Эузен [13] выполнил оцифровку палеток (формулы 4, 5), разработанных Айсслером и др., получив при этом следующие уравнения:

$$C_{\text{орг ГГК-П}} = a \left( \frac{-0,1429(1000\delta_n - 1014)}{\lg \rho_n + 4,122} + 45,14 \right) / 100 + b, \quad (4)$$

$$C_{\text{орг АК}} = c(0,0714(\Delta T_n + 195 \lg \rho_n) - 31,86) / 100 + d, \quad (5)$$

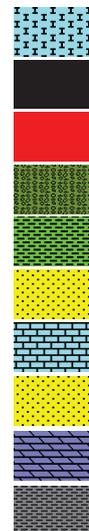
где плотность  $\delta_n$  берется в г/см<sup>3</sup>, а интервальное время  $\Delta T_n$  – в мкс/м. Коэффициенты  $a$  и  $c$  в уравнениях Эузена равны 1,  $b$  и  $d$  – нулю; они применяются для настройки в изучаемом разрезе. Мы выполнили определение значений коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  и  $d$ , для разреза баженовской свиты:

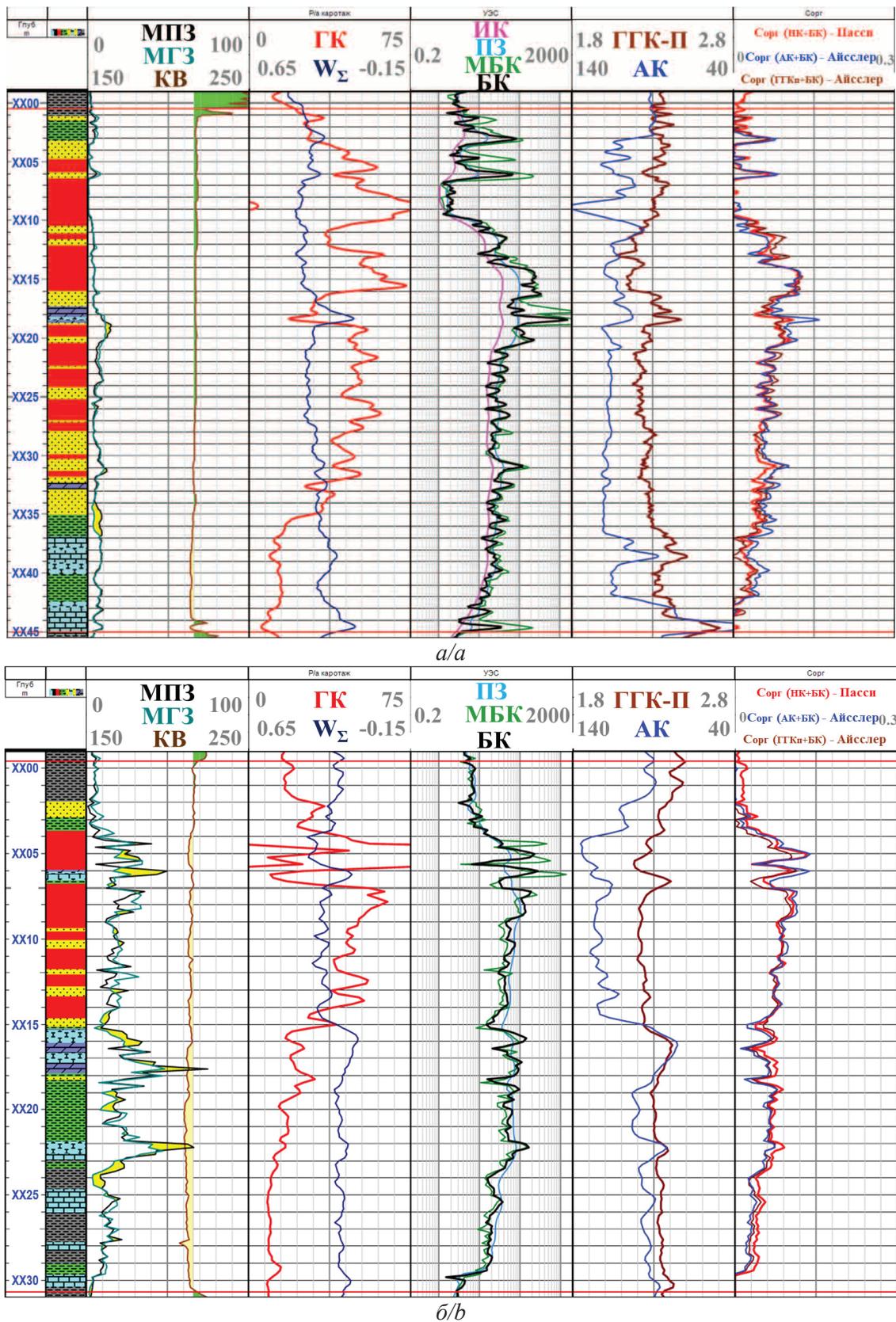
- $a=0,92$ ;
- $b=-0,06$ ;
- $c=0,46$ ;
- $d=-0,01$ .

Анализ результатов оценок  $C_{\text{орг}}$  несколькими способами приводится на рис. 2 и указывает на их достаточно хорошее соответствие. Необходимо упомянуть важность этапа адаптации применяемых уравнений для оценки  $C_{\text{орг}}$  по материалам ГИС с помощью результатов пироллиза. В условиях отсутствия таких исследований для рассматриваемых нами скважин настройка выполнялась по известному диапазону изменения значений  $C_{\text{орг}}$  в разрезе баженовской свиты, приведенному в литературных источниках [14] и варьирующемуся в пределах 10–20 вес. %.

Построение литологической колонки на рис. 2 и во всех скважинах, приводимых в дальнейшем в статье, выполнялось в соответствии с классификацией, разработанной авторами [16] и включающей 10 литотипов:

- 1) известняки с примесью силикатного материала и органики
- 2) силициты сильно битуминозные
- 3) силициты битуминозные, известковистые, пиритизированные
- 4) силициты глинисто-битуминозные
- 5) силициты глинистые, частично битуминозные
- 6) переслаивание силицитов и карбонатных пород
- 7) чистые известняки
- 8) то же, что литотип 6, но с более высокой карбонатностью
- 9) силициты плотные, карбонатизированные, слабглинистые
- 10) глины слабобитуминозные





**Рис. 2.** Сопоставление содержания органического углерода (правая колонка планшета,  $C_{орг}$  в д.ед.), определенного по методу Пасси и Айсслера в разрезе одной из скважин: а) Красноленинского; б) Сургутского свода

**Fig. 2.** Comparison of total organic carbon content (right track of the logplot, TOC in fractions) determined from Quinn Passey's  $\Delta\text{LogR}$  technique vs. Dale Issler's method in the well of: а) Krasnoleninsky Arch; б) Surgut Arch

Описанные методики позволяют выполнить оценку содержания органического углерода по материалам ГИС, которое является непосредственным показателем степени зрелости нефтегазоматеринской породы.

**Типизация пород баженовской свиты с привлечением спектральной и интегральной модификации гамма-каротажа**

С.А. Дудаев, изучая нефтематеринские отложения олигоцена Восточного Предкавказья, выполнил классификацию пород в поле параметров «отношение  $U/Th-C_{орг}$ » на основании результатов исследований керна. Коллекторы в поле этих параметров характеризуются низкими значениями  $C_{орг}$  и повышенными значениями величины  $U/Th$ , и, согласно С.А. Дудаеву, соответствуют «интервалам повышенной трещиноватости, обогащенным микрофауной и рыбным детритом» [15].

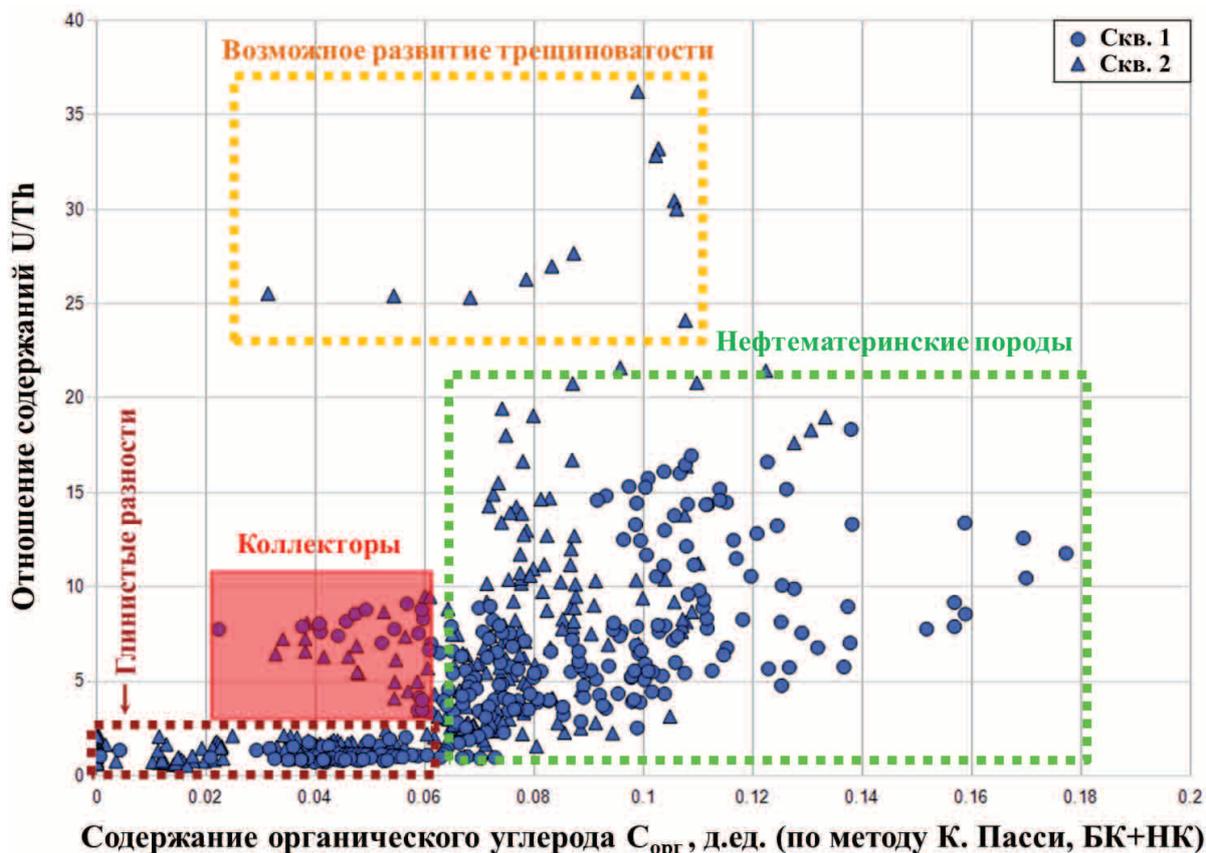
Используя описанные выше методики оценки  $C_{орг}$  по материалам ГИС, можно выполнить аналогичную типизацию пород баженовской свиты с привлечением спектральной модификации гамма-каротажа (рис. 3). В разрезе баженовской свиты

скважин Сургутского свода коллекторы характеризуются диапазоном значений  $C_{орг}$  в пределах 2–6 вес. % и отношения  $U/Th$  в пределах 2,5–12 вес. %. Выделенные на основании этих критериев коллекторы в разрезе скважин (рис. 4) соответствуют границам между карбонатизированными и кремнистыми породами, что согласуется с точкой зрения Т.Т. Клубовой о развитии наиболее хрупких участков разреза на контактах текстурно-неоднородных разностей пород.

Следует также отметить область высоких значений отношения  $U/Th > 22$ , которая характерна, скорее всего, для интервалов возможного развития трещиноватости либо для пород с аномально высоким содержанием органического вещества.

В поле параметров «отношение  $U/Th-C_{орг}$ » глинистые разности выделяются невысокими значениями  $U/Th$  и  $C_{орг}$ , а непосредственно нефтематеринские породы значениями  $C_{орг} > 6$  вес. % и  $U/Th$  в пределах 0–20.

Наличие тенденции к пропорциональному увеличению интегральной радиоактивности пород с ростом значений отношения  $U/Th$  для пород баженовской свиты (рис. 5) позволяет использовать



**Рис. 3.** Типизация пород баженовской свиты двух скважин Сургутского свода в поле параметров «отношение  $U/Th-C_{орг}$ », по материалам ГИС. Красной областью выделены коллекторы, приуроченные к интервалам повышенной трещиноватости с низкими показателями бокового каротажа и суммарного водородосодержания; оранжевой пунктирной линией – интервалы возможной трещиноватости либо породы с аномально высоким содержанием органического вещества

**Fig. 3.** Rock type classification within the Bazhenov Formation in two wells of Surgut Arch in a domain of  $U/Th$  ratio vs. TOC, based on well-log data. The red area is corresponding to reservoir rocks mainly fractured and characterized by low laterolog resistivity and TOC; the intervals of possible fracture presence or abnormally organic-rich are marked with dotted orange line

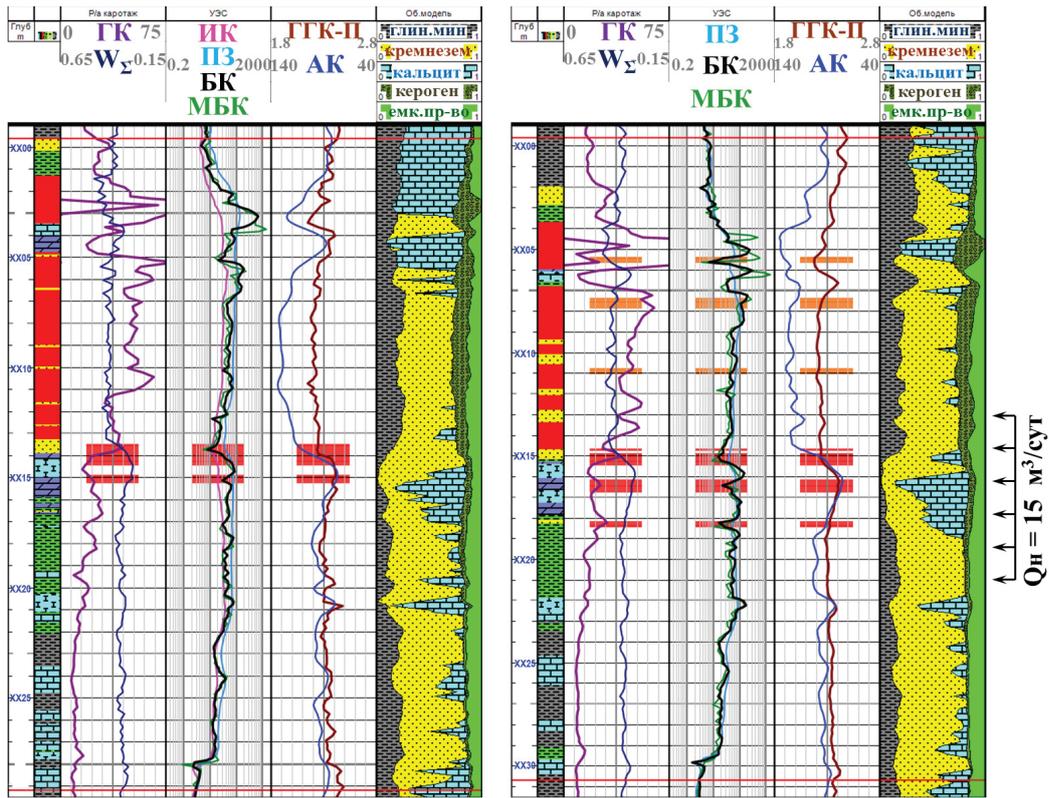


Рис. 4. Выделение коллекторов в разрезе двух скважин Сургутского свода на основе классификации, приведенной на рис. 3. Интервалы низкого  $C_{org}$  и повышенных значений  $U/Th$  показаны красным цветом, интервалы возможного развития трещиноватости, отмечающиеся аномально высокими значениями  $U/Th$  – оранжевым

Fig. 4. Reservoir identification within Bazhenov Formation in two wells of Surgut Arch on the basis of classification given in Fig. 3. Intervals of low TOC and high values of  $U/Th$  are marked in red, the intervals of possible fracture presence with extremely high values of  $U/Th$  are marked in orange

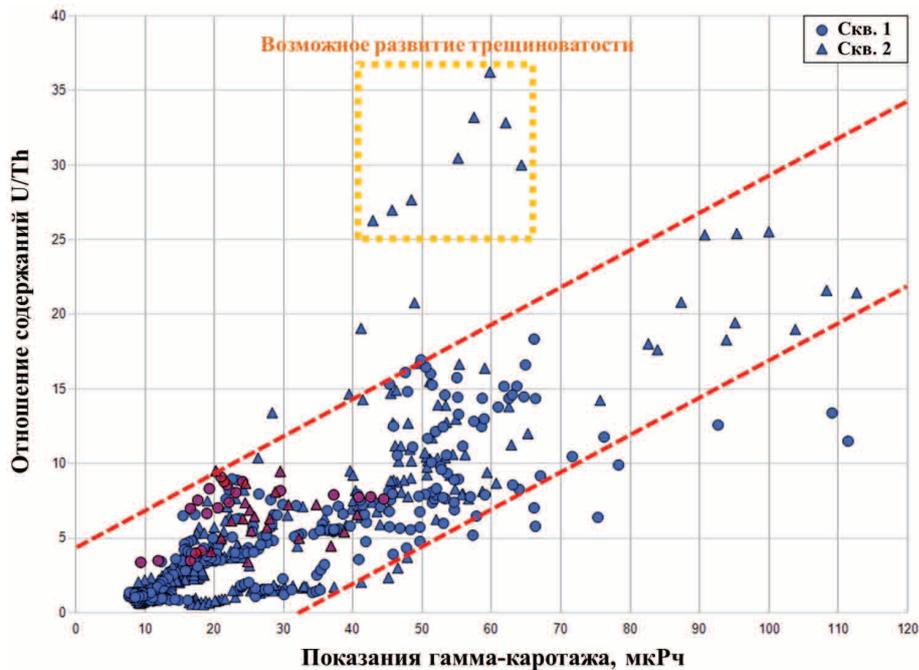


Рис. 5. Сопоставление интегральной радиоактивности пород баженовской свиты и значений отношения  $U/Th$ ; бордовыми точками обозначены коллекторы, выделенные красной областью на рис. 3

Fig. 5. Gamma ray vs.  $U/Th$  ratio in the Bazhenov Formation; the reservoirs colored in maroon are located inside the red rectangular in Fig. 3

примененную классификацию, переходя от спектральной модификации гамма-каротажа к интегральной. Таким образом, классификацию можно выполнить в поле параметров «показания ГК– $C_{орг}$ » (рис. 6).

В рамках рассматриваемой классификации коллекторы трех изучаемых скважин Красноленинского свода имеют показания ГК, изменяющиеся в диапазоне 20–35 мкР/ч и  $C_{орг}$  – в диапазоне 0,5–3,5 вес. % и соответствуют слабоглинистым плотным карбонатизированным силицитам по классификации авторов [16] ( $21 \text{ мкР/ч} < I_\gamma < 35 \text{ мкР/ч}$ ;  $5 \% < W_\Sigma < 27,5 \%$ ).

Область глинистых слабобитуминозных пород (в которую также могут попадать чистые карбонаты) имеет пределы изменения показаний ГК 8–18 мкР/ч и  $C_{орг}$  – 0–4 вес. %, область нефтематеринских пород – пределы изменения показаний ГК 20–65 мкР/ч и  $C_{орг}$  4–14 вес. %.

Скопления пирита чаще всего отмечаются в зонах с повышенным содержанием органического вещества, адсорбирующего уран, поэтому пиритизированные разности характеризуются аномально высокими показаниями ГК (более 40 мкР/ч). Однако оцененные по методике Пасси значения  $C_{орг}$  в этих зонах получаются минимальными и не соответствующими реальному содержанию  $C_{орг}$ , что обусловлено аномально низким удельным электрическим сопротивлением пирита.

Важно отметить повышение неопределенности в оценке  $C_{орг}$ , связанное с тем, что она выполняется косвенно – из показаний методов ГИС, а степень достоверности в решении этой задачи существенно снижается при использовании интегральной модификации ГК по сравнению со спектральной. В этом случае оптимальным в скважинах с отсутствием спектральной модификации ГК будет применение упрощенного подхода в использовании описанной классификации (рис. 7).

Фертл [1] приводит уравнение связи (6) между естественной радиоактивностью и объемной плотностью пород для девонских сланцев США:

$$\delta_n = -1,2 \cdot 10^{-3} \cdot I_\gamma (\text{ед. API}) + 2,877. \quad (6)$$

Отклонение от этой связи означает наличие пиритизированных, карбонатизированных, высокопористых и др. пород в зависимости от тренда этого отклонения.

Нами в разрезе баженовской свиты семи скважин Красноленинского свода и двух скважин Сургутского свода была выявлена аналогичная зависимость (7) плотности и радиоактивности пород:

$$\delta_n = -4 \cdot 10^{-3} \cdot I_\gamma (\text{мкР/ч}) + 2,443 \quad (7)$$

и обоснованы тренды, соответствующие более интенсивному проявлению пиритизации и карбонатизации, увеличению содержания органического вещества, коэффициента пористости или диаметра скважины (рис. 8).

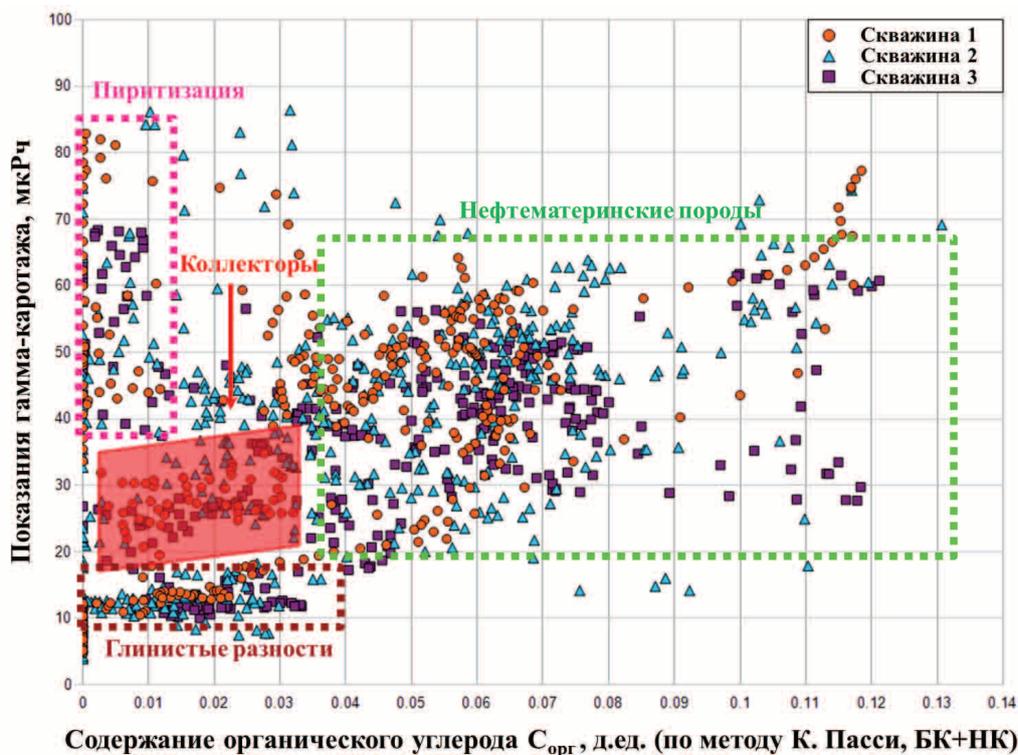


Рис. 6. Типизация пород баженовской свиты в трех скважинах Красноленинского свода в поле параметров «ГК– $C_{орг}$ » по материалам ГИС; красной областью обозначены коллекторы

Fig. 6. Classification of rocks of the Bazhenov Formation in three wells of Krasnoleninsky Arch in a domain of gamma ray vs. TOC, based on well-log data; reservoirs are marked with red area

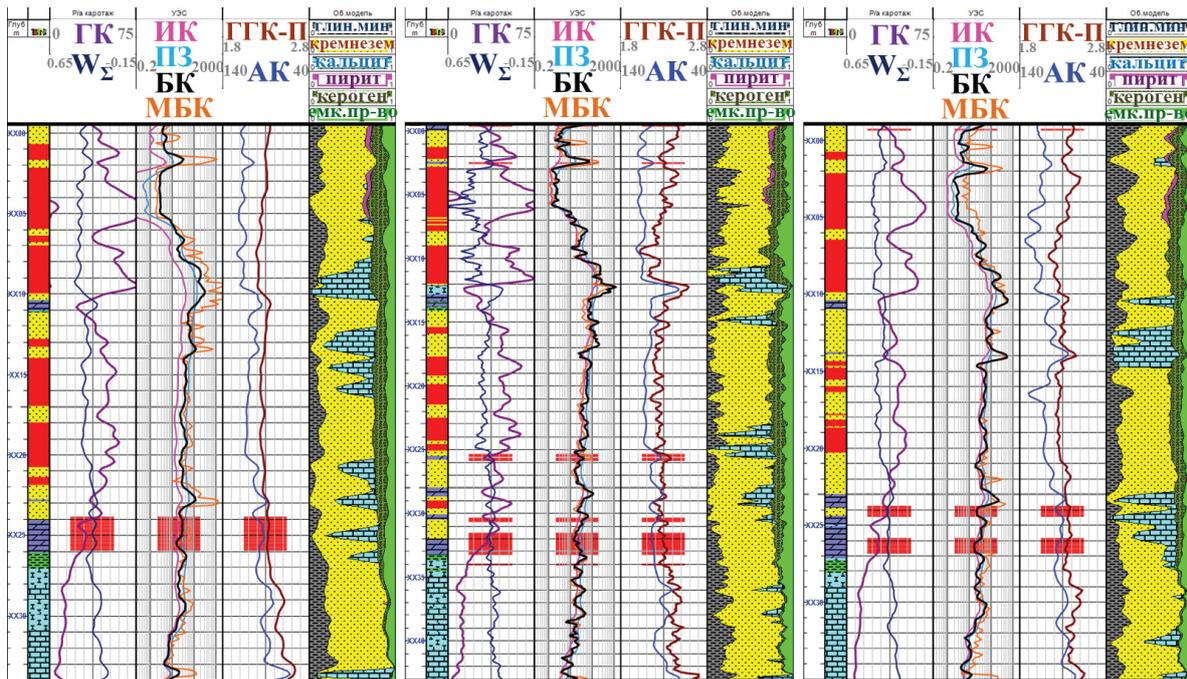


Рис. 7. Выделение коллекторов (показаны красным цветом) в разрезе трех скважин Красноленинского свода в соответствии с классификацией, приведенной на рис. 6

Fig. 7. Reservoir identification (in red) in three wells of Krasnoleninsky arch according to the classification in Fig. 6

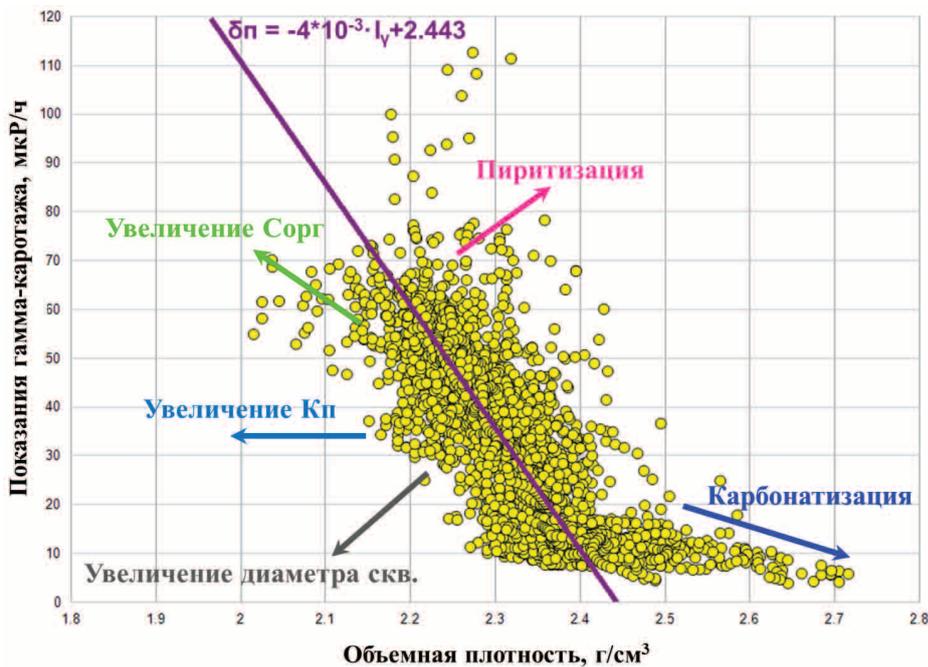


Рис. 8. Сопоставление естественной радиоактивности (показания ГК) и объемной плотности пород баженовской свиты

Fig. 8. Gamma ray vs. density log in the Bazhenov Formation

Сопоставление измеренной и рассчитанной из показаний ГК плотности показывает, что в определенном диапазоне изменения объемной плотности отмечается их хорошее соответствие. Расхождение этих кривых (рис. 9) в отдельных интервалах связано с некоторыми особенностями разреза баженовской свиты.

Превышение измеренных показаний ГГК-П над результатом расчета обусловлено увеличением:

- $C_{\text{орг}}$  при  $I_{\gamma} > 50$  мкР/ч;
- коэффициента пористости  $K_{п}$  при  $25 < I_{\gamma} < 50$  мкР/ч;
- диаметра скважины при  $I_{\gamma} < 25$  мкР/ч.

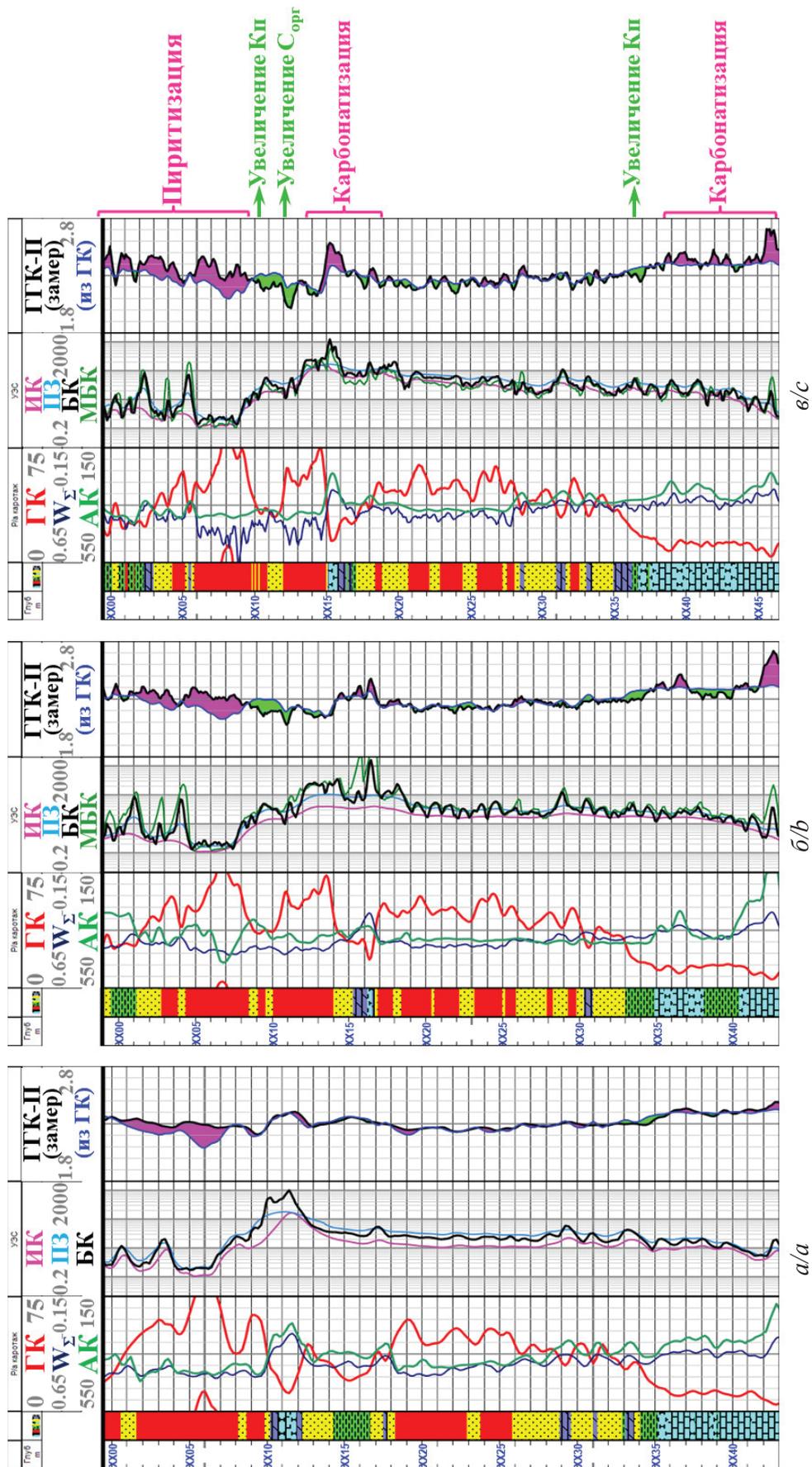


Рис. 9. Типизация пород баженовской свиты на основе сопоставления измеренной и рассчитанной ГК кривых объемной плотности  
 Fig. 9. Petrotype classification within the Bazhenov Formation on the basis of matching density log acquired against gamma ray

Превышение результата расчета над измеренными показаниями ГГК-П обусловлено более интенсивной:

- пиритизацией при  $I_{\gamma} > 50$  мкР/ч;
- карбонатизацией при  $I_{\gamma} < 20$  мкР/ч.

При использовании такого сопоставления появляется возможность выделения коллекторов, которые представляют собой карбонатизированные прослои (соответствующие чистым известнякам и известнякам с примесью силикатного материала и органики по классификации, предложенной в [16]) и силициты, имеющие повышенную пористость, достаточную для того, чтобы порода обладала свойствами коллектора.

Приведенные на рис. 9 разрезы скважин иллюстрируют интересную особенность. В разрезе скважины (а), практически «сухой», наблюдается почти полное совпадение рассчитанной и измеренной кривой ГГК-П. В разрезах приточных скважин (б) и (в) отмечаются сильные «колебания» измеренной кривой ГГК-П относительно рассчитанной, и в них на основании классификации выделены карбонатизированные прослои и силициты с повышенным значением коэффициента пористости, которые могут являться коллекторами. Таким образом, косвенно подтверждается вывод о том, что чем выше неоднородность разреза баженовской свиты, тем более вероятна продуктивность скважины.

#### Комплексирование материалов ядра и ГИС при построении объемной модели горных пород баженовской свиты

Объемная модель горной породы представляет собой компонентный минералогический состав твердой части породы и флюида, заполняющего емкостное пространство, выраженный в объемных единицах по отношению к породе в целом. Она комплексно отображает изменение свойств и минерального состава пород с глубиной.

Породы баженовской свиты отличаются многокомпонентным минералогическим составом твердой фазы. Для построения их объемной модели требуется использование расширенного комплекса методов геофизических исследований скважин, с обязательным включением нейтронного, плотностного и акустического методов. В статьях [17, 18] описано использование статистического подхода (инверсии) и настройки алгоритма для построения объемной модели с помощью методов ГИС в разрезе баженовской свиты.

Стоит подчеркнуть важность комплексирования результатов минералогического анализа ядра и материалов ГИС при оценке объемного содержания компонент породы. Использование результатов исследований ядра зачастую носит косвенный характер – они применяются для оценки достоверности результатов интерпретации материалов ГИС. Однако при построении объемной модели горной породы есть возможность напрямую включать результаты исследований ядра, что было показано в работе [19]. Для этого требуется наличие

результатов изучения ядра, шлама или количественной оценки состава пород по шлифам при сплошном отборе образцов по глубине в изучаемом интервале разреза.

Сначала результаты «поточечных» исследований с неравномерным шагом квантования приводятся к виду кривой ГИС путем интерполяции значений между отдельными образцами. После этого уже сплошная кривая сглаживается трех- или пятиточечным фильтром скользящего среднего для устранения чрезмерной изрезанности.

Полученная кривая подается на вход алгоритма статистического моделирования с определенными пределами допуска – таким образом, алгоритм, помимо использования материалов ГИС при оценке содержания компонент горной породы, напрямую использует и данные изучения образцов ядра.

Результаты прямого подключения ядерной информации при использовании статистического подхода продемонстрированы на рис. 10, где показан пример построения объемной модели пород баженовской свиты в двух скважинах Салымского района с ограниченным комплексом ГИС и сплошным отбором ядра.

Использование результатов изучения образцов ядра в программах статистической инверсии методов ГИС позволяет получать наиболее детальную объемную модель породы и является непосредственным аналогом обработки и анализа сейсмического волнового поля с прямым включением скважинных данных (well-driven seismic processing and reservoir characterization), что позволяет повысить вертикальную разрешающую способность сейсмоки.

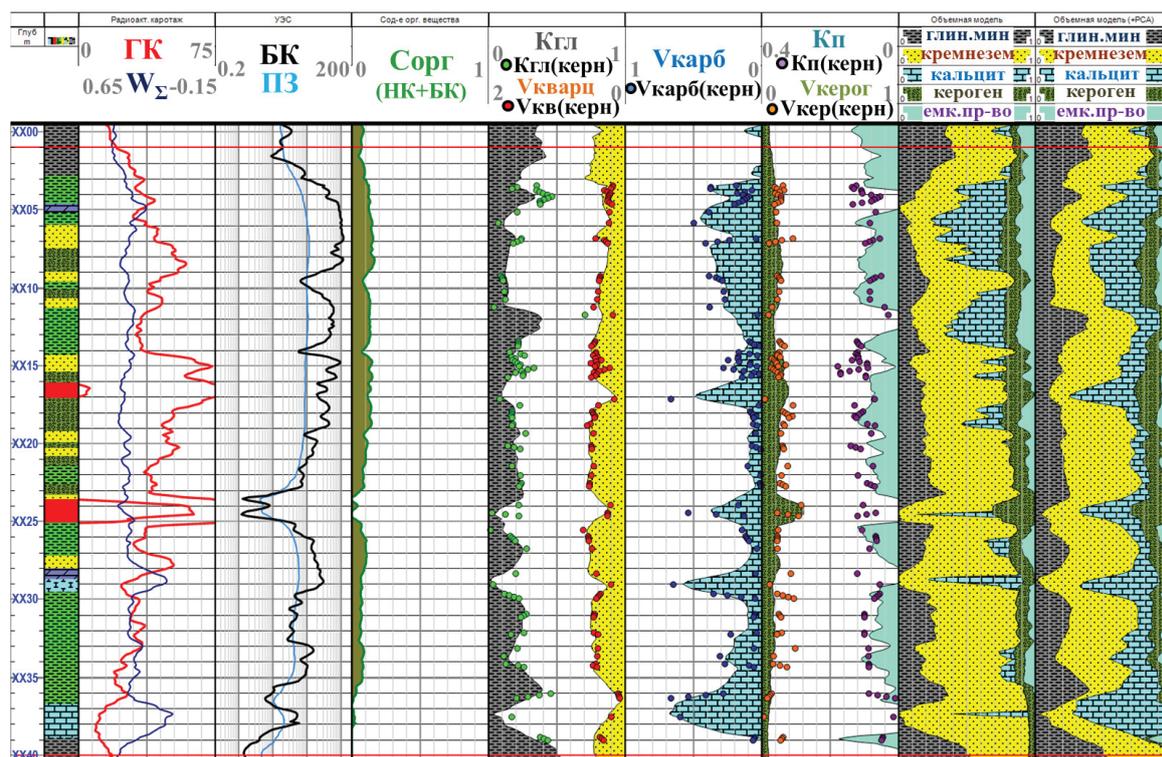
#### Эмпирический расчет упругих свойств и оценка хрупкости пород Баженовской свиты

Для оценки содержания органического углерода  $C_{орг}$  по методу Пасси [10] достаточно наличия двух методов ГИС – нейтронного и бокового (чаще всего их запись присутствует даже в скважинах с ограниченным комплексом), нормализация которых выполняется в глинистых интервалах с низким содержанием органики. В методике Айслера [12] для расчета  $C_{орг}$  показания методов в комбинациях ГГК-П+БК или АК+БК используются непосредственно (без нормировки).

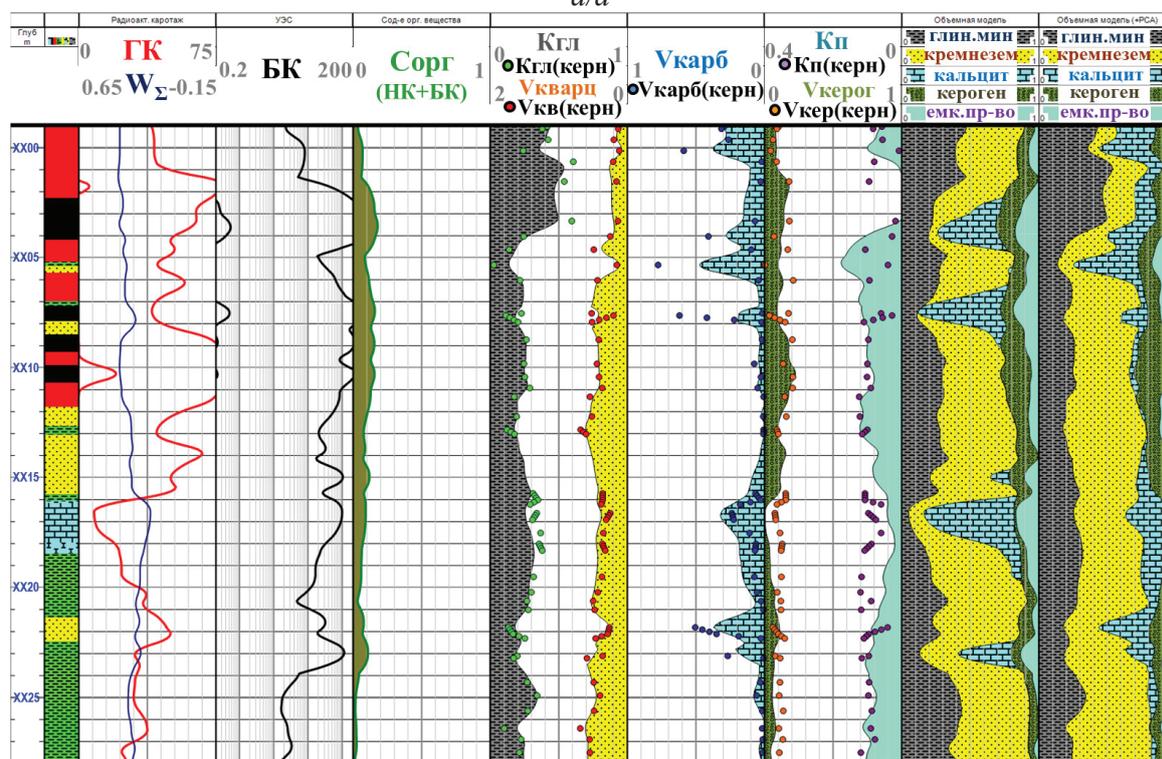
Хорошая сопоставимость содержания органического углерода (рис. 2) при использовании различных методов его оценки по материалам ГИС является причиной обоснования применимости уравнений, предложенных Айслером [12, 13], для эмпирического расчета объемной плотности и интервального времени пробега продольных волн (рис. 11).

Формулы (8, 9) для эмпирического расчета могут быть выражены из уравнений (4) и (5):

$$\delta_n = \frac{\left( \frac{1}{-0,1429} \left( 100 \frac{C_{орг} + 0,06}{0,92} - 45,14 \right) \times \right)}{\left( \lg \rho_n + 4,122 \right) + 1014} \cdot 1000; \quad (8)$$



a/a



б/б

**Рис. 10.** Результаты прямого включения данных анализа керна в разрезе баженовской свиты в двух скважинах Салымского месторождения (а, б) с ограниченным комплексом ГИС (гамма-каротаж, нейтронный и боковой каротаж). В правой части планшета приведены объемные модели, полученные без подключения (предпоследняя колонка) и с прямым включением керновых данных (правая колонка)

**Fig. 10.** XRD core data direct introduction applied to the Bazhenov formation in two wells of the Salym oilfield (a, b) with limited logging suite (gamma ray, neutron log and laterolog). The right track of the table introduces three-dimensional models obtained without (last but one column) and with direct insertion of core-sample data (right column)

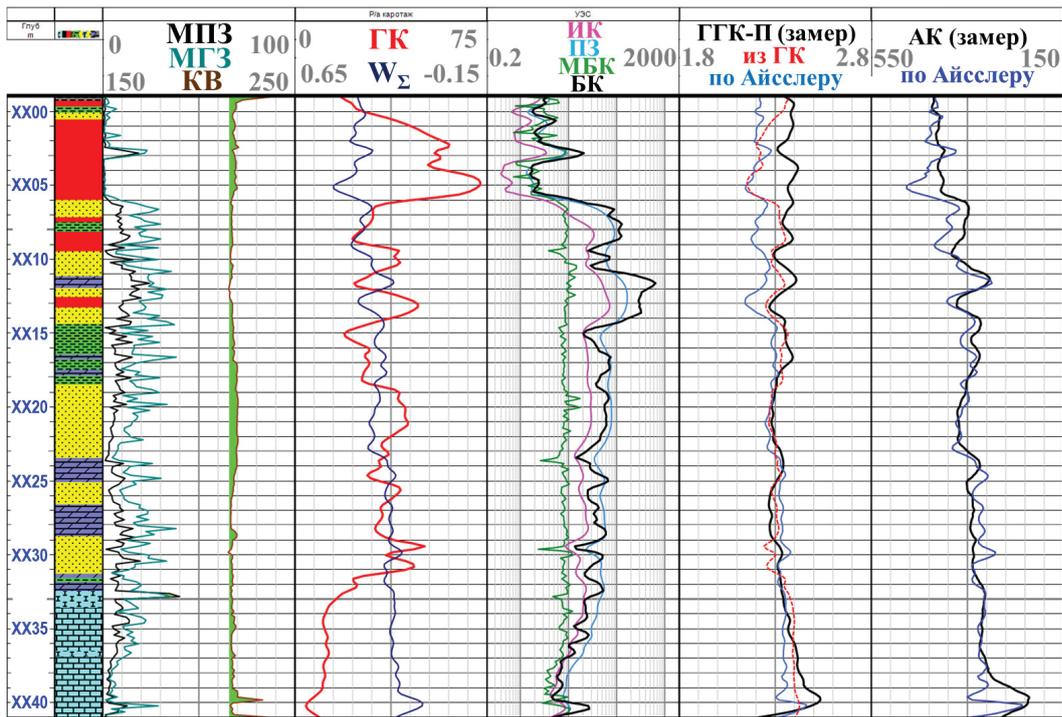


Рис. 11. Сопоставление измеренных плотности и интервального времени пробега продольных волн с результатами эмпирического расчета на планшете (два правых трека)

Fig. 11. Comparison of density and sonic logs acquired against empirically-derived logs on the logplot (two right tracks)

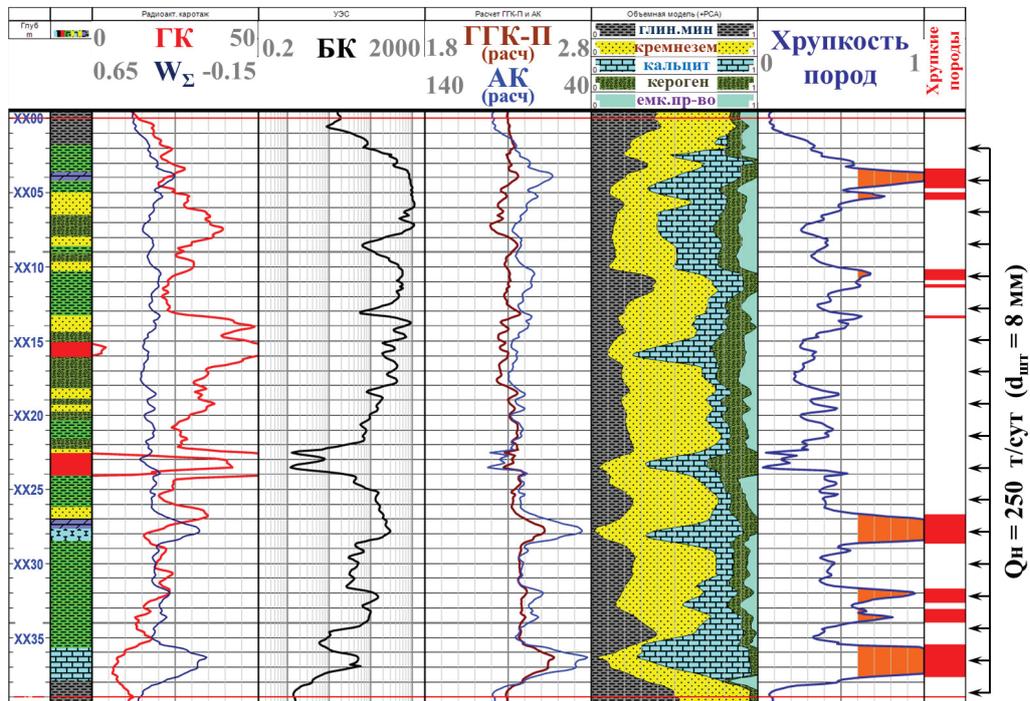


Рис. 12. Эмпирический расчет плотности и интервального времени пробега продольных волн и оценка хрупкости в разрезе базеновской свиты в скважине Салымского месторождения с ограниченным комплексом ГИС (гамма-каротаж, нейтронный и боковой каротаж). В правой колонке наиболее хрупкие интервалы показаны красным цветом

Fig. 12. Empirical calculation of density log and compressional slowness, and brittleness evaluation in the Bazhenov Formation in the well with limited logging suite (gamma ray, neutron log and laterolog) of the Salym oilfield. The most brittle intervals are marked with red in the right column

$$\Delta T_n = \frac{1}{0,0714} \left( 100 \frac{C_{\text{орг}} + 0,01}{0,46} + 31,86 \right) - 195 \lg \rho_n. \quad (9)$$

Также для эмпирического расчета объемной плотности пород баженовской свиты может использоваться её зависимость (7) от показаний интегрального гамма-каротажа.

Наличие замеров плотностного и акустического методов необходимо для стратиграфической привязки сейсмических и скважинных данных. Также с помощью этих методов может решаться очень важная практическая задача – оценка хрупкости пород разреза при помощи анализа механических свойств: модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

Р. Рикманом, Д. Бюллером и др. [20, 21] было показано, что рост хрупкости нетрадиционных сланцевых коллекторов отмечается при увеличении модуля Юнга и уменьшении коэффициента Пуассона. Для количественной оценки этого эффекта ими был предложен следующий параметр (уравнение 10), характеризующий хрупкость пород:

$$Brit = \frac{\left( \frac{E - E_{\min}}{E_{\max} - E_{\min}} + \frac{v - v_{\max}}{v_{\min} - v_{\max}} \right)}{2}, \quad (10)$$

$E$  и  $v$  – значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона;  $E_{\min}$ ,  $E_{\max}$  и  $v_{\min}$ ,  $v_{\max}$  – соответственно, минимальные и максимальные значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона в разрезе.

При использовании эмпирического расчета показаний плотностного и акустического методов появляется возможность выполнить оценку хрупкости пород разреза баженовской свиты даже в скважинах с ограниченным комплексом ГИС (рис. 12).

### Выводы

В результате обобщения работ по исследованию нетрадиционных сланцевых коллекторов нефти и газа можно заключить, что основу их коллекторского потенциала составляет наличие текстурной неоднородности и связанных с ней хрупких пород. Развитие естественной трещиноватости является ключевым фактором, обуславливающим фильтрационные свойства пород баженовской свиты. При этом сланцевые коллекторы нефти и газа, обладающие повышенной трещиноватостью, характеризуются хорошими дренажными свойствами и

обеспечивают приток УВ в скважину при разработке. Для поддержания темпов добычи из низкопроницаемой матрицы должна осуществляться фильтрация нефти и газа по естественным или искусственно созданным (при гидроразрыве) трещинам.

Оценка содержания органического углерода с использованием методов ГИС может быть выполнена по методике Пасси путем нормализации показаний методов, отражающих изменение пористости, на показания метода сопротивления. Другим способом, позволяющим выполнять оценку  $C_{\text{орг}}$  по материалам ГИС, является методика Айсслера, заключающаяся в непосредственном сопоставлении плотности  $\delta_n$ , либо интервального времени  $\Delta T_n$ , и сопротивления пород  $\rho_n$ .

Повышенная информативность спектральной модификации гамма-каротажа позволяет выполнить классификацию пород и выделение коллекторов в разрезе баженовской свиты по методам ГИС в поле параметров «отношение  $U/Th-C_{\text{орг}}$ ». Эта классификация с повышением неопределенности может быть выполнена также с использованием показаний интегрального гамма-каротажа в поле параметров «показания  $GK-C_{\text{орг}}$ ». Рассматривается другая классификация пород разреза баженовской свиты, подразумевающая сопоставление измеренной и рассчитанной из показаний  $GK$  плотности. На основании этой классификации в разрезе баженовской свиты выделены карбонатизированные прослойки и силициты с повышенной пористостью, которые могут являться потенциальными коллекторами.

Модификация уравнений, предложенных Д. Айсслером, применима для эмпирического расчета объемной плотности и интервального времени пробега продольных волн. Также для эмпирического расчета объемной плотности пород баженовской свиты может использоваться её зависимость от показаний интегрального гамма-каротажа.

С помощью плотностного и акустического методов может решаться очень важная практическая задача – оценка хрупкости пород разреза. При использовании эмпирического расчета показаний плотностного и акустического методов появляется возможность выполнить оценку хрупкости пород разреза баженовской свиты даже в скважинах с ограниченным комплексом ГИС.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Fertl W.H., Rieke H.H. Gamma-ray spectral evaluation techniques identify fractured shale reservoirs and source-rock characteristics // *Journal of Petroleum Technology*. – 1980. – V. 32. – № 11. – P. 2053–2062.
2. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 157 с.
3. Дудаев С.А. Информативность гамма-спектрометрии скважин при изучении глинистых коллекторов Предкавказья // *НТВ Каротажник*. – 2011. – № 7. – С. 84–101.
4. Анализ и обобщение результатов ГРП по глинистым коллекторам нижнего майкопа Предкавказья и оценка эффективности освоения этого нефтегазоносного комплекса / А.И. Копылов, П.А. Петренко, Ф.Г. Шарфутдинов и др. Отчет ФГУП «Севкавгеология», ООО «Инженерно геологический центр». Эссентуки–Железноводск, 2000.
5. Жарков А.М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. – 2011. – № 3. – С. 16–21.
6. Таруц Г.М., Гайдебурова Е.А. Строение нефтегазоносных отложений баженовской свиты Западно-Сибирской плиты в связи с

- особенностями тектоники верхнеюрского бассейна осадконакопления (на примере Салымского района) // в кн.: Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1978. – С. 80–97.
7. Геологические основы и новые технологии прогнозирования залежей и оценка запасов нефти в отложениях баженовской свиты / А.Я. Фурсов, Е.В. Постников, А.В. Постников и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 2000. – С. 162–173.
  8. What is shale gas? An introduction to shale-gas geology in Alberta / C.D Rokosh., J.G. Pawlowicz, H. Berhane, S.D.A. Anderson, A.P. Beaton // Energy Resources Conservation Board. Alberta Geological Survey, ERCB/AGS Open File Report 2008–08, 26 p. URL: [http://www.ags.gov.ab.ca/publications/ofr/pdf/ofr\\_2008\\_08.pdf](http://www.ags.gov.ab.ca/publications/ofr/pdf/ofr_2008_08.pdf) (дата обращения: 01.02.2014).
  9. Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л. Сланцевые углеводороды: библиографический обзор. – Ярославль: ОАО «НПЦ «Недра», 2012. – 297 с.
  10. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs / Q.R. Passey, S. Creaney, J.B. Kulla et al. // The AAPG Bulletin. – 1990. – V. 74. – № 17. – P. 1777–1794.
  11. Заляев Н.З. Определение пористости и нефтенасыщенности карбонатных пород по данным электрического и радиоактивного каротажа // в кн.: Геофизические методы поисков и разведки нефти и газа в Припятской впадине. – Минск: Наука и техника, 1970. – С. 92–97.
  12. Organic carbon content determined from well logs: examples from Cretaceous sediments of western Canada GSC Open File 4362 / D.R. Issler, K. Hu, J.D. Bloch, T.J. Katsube. 2002. URL: <http://geogratias.gc.ca/api/en/nrcan-rncan/ess-sst/d9a3707d-03aa-542e-974e-0e45aa19e964.html> (дата обращения: 01.02.2014).
  13. Crain E.R. Crain's Petrophysical Handbook: Total Organic Carbon (TOC). URL: <http://spec2000.net/11-vshtoc.htm> (дата обращения: 01.02.2014).
  14. Вертиевец Ю.А. Геологическое обоснование освоения трудноизвлекаемых запасов нефти кероген-глинисто-силицистых пород баженовской свиты района Красноленинского свода: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2011. – 154 с.
  15. Дудаев С.А. Петрофизические предпосылки изучения глинистых коллекторов Предкавказья по данным гамма-спектрометрии керна // НТВ Каротажник. – 2011. – № 6. – С. 12–25.
  16. Комплексное изучение материалов керна и ГИС для выявления зон продуктивных коллекторов баженовской свиты в разрезах скважин / Т.Ф. Соколова, П.С. Куляпин, Н.В. Царева, В.А. Костерина // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. – М.: ОАО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – С. 230–256.
  17. Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического моделирования при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 3. – С. 28–42.
  18. Adiguna H., Torres-Verdín C. Comparative Study for the Interpretation of Mineral Concentrations, Total Porosity, and TOC in Hydrocarbon-Bearing Shale from Conventional Well Logs // SPE 166139. – 2013. – P. 1–20.
  19. A new approach to measuring rock properties data from cores and cuttings for reservoir and completions characterization: an example from the Bakken Formation / G.M. Oliver, C.V. Ly, G. Spence, H. Rael // Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions. – 2013. – V. 63. – P. 563–568.
  20. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale / R. Rickman, M. Mullen, E. Petre et al. // SPE 115258. – 2008. – P. 1–11.
  21. Petrophysical Evaluation for Enhancing Hydraulic Stimulation in Horizontal Shale Gas Wells / D. Buller, S. Hughes, J. Market, D. Spain, T. Odumosu // SPE 132990. – 2010. – P. 1–21.

*Поступила 31.03.2014 г.*

UDC 550.832:553.983

## RESERVOIR IDENTIFICATION IN THE BAZHENOV FORMATION FROM WELL LOG AND CORE DATA

**Pavel S. Kulyapin,**

CGG Vostok, 31b, Shabolovka Street, Moscow, 115162, Russia.

E-mail: pavel.kulyapin@gmail.com

**Tatiana F. Sokolova,**

Cand. Sc., Gubkin Russian State University of Oil and Gas,

65/1, Leninsky Prospect, Moscow, 119991, Russia.

E-mail: tfsokolova2013@yandex.ru

*Unconventional oil and gas development is one of the most challenging subjects of contemporary times. Despite the fact that certain black shales were known to geologists as hydrocarbon-bearing source rocks since the XIX century, it is only in the late twentieth century that they have been considered as viable alternatives to conventional oil and gas resources.*

*This article provides a brief overview on the reservoir potential analysis of source rocks, as well as existing methods for evaluating the content of total organic carbon from well log data.*

*The purpose of the research is to develop new ways to identify reservoirs within the Bazhenov Formation by analyzing well log and core data. The paper considers several methods of rock type classification within the Bazhenov Formation derived from well logs: U/Th ratio vs. total organic carbon, Gamma Ray vs. total organic carbon, and Gamma Ray vs. Density Log.*

*Rock bulk volumes provide the basis for understanding the mineralogical composition and reservoir properties of a formation. The authors have proposed a technique of direct introduction of core analysis results to well logs in order to build up a more reliable bulk volume model of the Bazhenov Formation.*

*New empirical relations to compute the density and compressional slowness of the Bazhenov Formation rocks were proved. This allows us to estimate the mechanical properties and predict the most brittle zones within the formation. The example of the Salym Field well demonstrates mechanical properties analysis and prediction of the most brittle zones considered as sweet spots.*

### Key words:

*Unconventionals, Bazhenov shale, source rocks, total organic carbon, reservoirs, fractures, Spectral Gamma Ray Log, petrotype classification, elastic properties, brittleness.*

### REFERENCES

1. Fertl W.H., Rieke H.H. Gamma-ray spectral evaluation techniques identify fractured shale reservoirs and source-rock characteristics. *Journal of Petroleum Technology*, 1980, vol. 32, no. 11, pp. 2053–2062.
2. Klubova T.T. *Glinistykh kolektory nefti i gaza* [Shale oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra Press, 1988. 157 p.
3. Dudaev S.A. *Informativnost gamma-spektrometrii skvazhin pri izuchenii glinistykh kolektorov Predkavkaziya* [Value of Spectral Gamma Ray Log for evaluation of shale reservoirs of the Ciscaucasia]. *Karotazhnik*, 2011, no. 7, pp. 84–101.
4. Kopyltsov A.I., Petrenko P.A., Sharafutdinov F.G. Analiz i obobshchenie rezultatov GRR po glinistym kolektoram nizhnego maikopa Predkavkaziya i otsenka effektivnosti osvoeniya etogo neftegazonosnogo kompleksa [Summary of the exploration for the Lower Maikop shale oil and gas of the Ciscaucasia and evaluation of its development efficiency]. *FGUGP Sevkavgeologiya Report*. Essentuki–Zheleznovodsk, 2000.
5. Zharkov A.M. Otsenka potentsiala slantsevykh uglevodorodov Rossii [Evaluation of Russian shale oil and gas potential]. *Minalnye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2011, no. 3, pp. 16–21.
6. Taruts G.M., Gaideburiva E.A. Stroenie neftegazonosnykh otlozheny bazhenovskoy svity Zapadno-Sibirskoy plity v svyazi s osobennostyami tektoniki verkhneyurskogo basseina osadkonakopleniya (na primere Salymnskogo raiona) [Geology aspects of oil and gas play of the Bazhenov Formation in the West Siberian plate with regards to the features of the Upper Jurassic basin tectonics (examples from Salym area)]. *Tsiklichnost osadkonakopleniya neftegazonosnykh basseinov i zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey* [Cycle of sedimentation in oil and gas basins and laws of deposit location]. Novosibirsk, IGiG SD AS USSR Press, 1978. pp. 80–97.
7. Fursov A.Ya., Postnikov E.V., Postnikov A.V. Geologicheskie osnovy i novye tekhnologii prognozirovaniya zalezhey i otsenka zapasov nefti v otlozheniyakh bazhenovskoy svity [Geological fundamentals and new technologies to forecast and assess unconventional Bazhenov play]. *Puti realizatsii neftegazonovogo potentsiala KhMAO* [Ways of implementation of oil and gas potential in Khanty Mansiisk autonomous district]. Khanty Mansiisk, 2000. pp. 162–173.
8. Rokosh C.D., Pawlowicz J.G., Berhane H., Anderson S.D.A., Beaton A.P. What is shale gas? An introduction to shale-gas geology in Alberta // Energy Resources Conservation Board. Alberta Geological Survey, ERCB/AGS Open File Report 2008–08. 26 p. Available at: [http://www.ags.gov.ab.ca/publications/ofr/pdf/ofr\\_2008\\_08.pdf](http://www.ags.gov.ab.ca/publications/ofr/pdf/ofr_2008_08.pdf) (accessed 01 February 2014).
9. Tsvetkov L.D., Tsvetkova N.L. *Slantsevykh uglevodorodov: bibliograficheskiy obzor* [Shale hydrocarbons: Bibliographical review]. Yaroslavl, Nedra Publ., 2012. 297 p.
10. Passey Q.R., Creaney S., Kulla J.B. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *The AAPG Bulletin*, 1990, vol. 74, no. 17, pp. 1777–1794.
11. Zalyaev N.Z. Opredelenie poristosti i neftenasyshchennosti karbonatnykh porod po dannym elektricheskogo i radioaktivnogo karotazha [Estimation of Porosity and Oil Saturation in Carbonates using Electrical and Nuclear Logs]. *Geofizicheskie metody poiskov i razvedki nefti i gaza v Pripyatskoy upadine* [Geophysical techniques for searching and exploring oil and gas in Prepyatskaya cavity]. Minsk, Nauka i Tekhnika Publ., 1970. pp. 92–97.
12. Issler D.R., Hu K., Bloch J.D., Katsube T.J. *Organic carbon content determined from well logs: examples from Cretaceous sediments of western Canada GSC Open File 4362*. 2002. Available at: <http://geogratias.gc.ca/api/en/nrcan-rncan/ess-sst/d9a3707d-03aa-542e-974e-0e45aa19e964.html> (accessed 01 February 2014).

13. Crain E.R. *Crain's Petrophysical Handbook: Total Organic Carbon (TOC)*. Available at: <http://spec2000.net/11-vshtoc.htm> (accessed 01 February 2014).
14. Vertievets Yu.A. *Geologicheskoe obosnovanie osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefti kerogen-glinisto-silitsitovykh porod bazhenovskoy svity raiona Krasnoleninskogo svoda. Dis. Kand. nauk* [Geological background of the development of the Bahzenov kerogen-clay-silica unconventional shale of the Krasnoleninsky Arch. Cand. Diss.]. Moscow, 2011. 154 p.
15. Dudaev S.A. *Petrofizicheskie predposylki izucheniya glinistyykh kollektorov Predkavkaziya po dannym gamma-spektrometrii kerna* [Principles for petrophysical analysis of shale reservoirs of the Ciscaucasia using core Spectral Gamma-Ray]. *Karotazhnik*, 2011, no. 6, pp. 12–25.
16. Sokolova T.F., Kulyapin P.S., Tsareva N.V., Kosterina V.A. *Kompleksnoe izuchenie materialov kerna i GIS dlya vyivleniya zon productivnykh kollektorov bazhenovskoy svity v razrezakh skvazhin* [Integrated Analysis of Well and Core Data to Determine Sweet Spots in the Bazhenov Formation]. *Petrofizika slozhnykh kollektorov: problem i perspektivy – 2014* [Petrophysics of Tight and Unconventional Reservoirs: Challenges and Prospects 2014]. Moscow, EAGE Geomodel LLC, 2014. pp. 230–256.
17. Kulyapin P.S., Sokolova T.F. *Ispolzovanie statisticheskogo modelirovaniya pri interpretatsii dannykh GIS v neftematerinskikh porodakh bazhenovskoy svity Zapadno-Sibirskoy neftegazononoy provintsii* [Statistical Well Log Analysis of the Bazhenov Formation]. *Tekhnologii Seismorazvedki*, 2013, no. 3, pp. 28–42.
18. Adiguna H., Torres-Verdín, C. *Comparative Study for the Interpretation of Mineral Concentrations, Total Porosity, and TOC in Hydrocarbon-Bearing Shale from Conventional Well Logs*. *SPE 166139*, 2013, pp. 1–20.
19. Oliver G.M., Ly C.V., Spence G., Rael H. *A new approach to measuring rock properties data from cores and cuttings for reservoir and completions characterization: an example from the Bakken Formation*. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 2013, vol. 63, pp. 563–568.
20. Rickman R., Mullen M., Petre E. *A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale*. *SPE 115258*, 2008, pp. 1–11.
21. Buller D., Hughes S., Market J., Spain D., Odumosu T. *Petrophysical Evaluation for Enhancing Hydraulic Stimulation in Horizontal Shale Gas Wells*. *SPE 132990*, 2010, pp. 1–21.

Received: 31 March 2014.