

Э. Г. Урманов

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО
ГАММА-КАРТОЖА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ
РАЗРЕЗОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Учебно-методическое пособие

Москва Вологда
«Инфра-Инженерия»
2023

УДК 550.835

ББК 33.36

У68

Рецензенты:

д. т. н., профессор кафедры нефтепромысловой геофизики

Уфимского государственного нефтяного технического университета

Коровин Валерий Михайлович;

к. г.-м. н., доцент кафедры геофизики Башкирского государственного
университета *Ремеев Илдар Сагитович*

Урманов, Э. Г.

У68

Обеспечение эффективности спектрометрического гамма-каротажа при исследовании разрезов нефтегазовых скважин : учебно-методическое пособие / Э. Г. Урманов. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2023. – 136 с. : ил., табл.

ISBN 978-5-9729-1098-4

Рассмотрены технические и методические возможности повышения эффективности использования данных спектрометрического гамма-каротажа разрезов нефтегазовых скважин за счет совершенствования средств и регламентирования требований метрологического обеспечения, повышения точности обработки регистрируемой при каротаже информации и совершенствования методики интерпретации получаемых материалов, в том числе в совокупности с данными комплекса других геофизических методов исследования разрезов нефтегазовых скважин. Приводятся примеры решения задач нефтегазовой геологии при изучении разрезов сложнопостроенных отложений.

Для студентов и аспирантов нефтегазовых специальностей. Может быть полезно специалистам нефтегазовой отрасли.

УДК 550.835

ББК 33.36

ISBN 978-5-9729-1098-4

© Урманов Э. Г., 2023

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2023

© Оформление. Издательство «Инфра-Инженерия», 2023

Введение

Спектрометрический гамма-каротаж (СГК) уже не один год относится к числу стандартных методов исследований разрезов нефтегазовых скважин. Он включен в обязательный комплекс исследований опорно-параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин [22]. В зарубежной практике все связки скважинных приборов для исследований разрезов буровых скважин содержат модуль спектрометрического гамма-каротажа. Имеются также сведения об успешной работе модуля СГК в связке геофизических приборов при исследовании разрезов в процессе бурения [36].

СГК применяют для решения задач детальной стратиграфической корреляции разрезов, установления литотипа пород в различных фациях, количественной оценки глинистости пород, типа и содержания глинистых минералов и органогенного углерода; а также для выделения, при благоприятных условиях, высокопроницаемых и трещиноватых зон и обводненных интервалов в продуктивных пластах [18]. СГК дает необходимую информацию при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений и при доразведке вышезалегающих от эксплуатируемых объектов отложений с использованием старого фонда обсаженных скважин.

Ранее в нашей стране возможности СГК при исследовании разрезов нефтегазовых скважин не могли быть использованы в полной мере из-за отсутствия аппаратуры, необходимой для режима непрерывного каротажа, требуемой чувствительности и эксплуатационной надежности при воздействии повышенных температур и давления, в особенности в глубоких скважинах.

В настоящее время созданы высокочувствительные [2, 3], термобаростойкие [26] скважинные приборы СГК, позволяющие производить скважинные замеры со скоростью до 200 м/ч, в том числе и в модульном исполнении для работ в связке с приборами других методов каротажа, как на кабеле [27], так и автономные [30, 31]. Расширились и методические возможности использования

данных СГК при исследовании разрезов нефтегазовых скважин, в том числе в комплексе с другими геофизическими методами [32, 33].

Вместе с тем из-за разнобоя технических характеристик выпускаемой аппаратуры, в особенности её концентрационной чувствительности, недостаточного петрофизического обеспечения метода на местах проведения работ и отсутствия единства в метрологическом обеспечении измерений, обработке результатов и документировании получаемых материалов, данные СГК все еще слабо используются при детальном исследовании разрезов нефтегазовых скважин, в особенности при изучении характеристик основных объектов разработки – пластов-коллекторов.

Методическое пособие разработано в лаборатории метрологии и стандартизации информационных технологий ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем» д. т. н. Урмановым Э. Г. при консультативной помощи д. т. н., профессора Блюменцева А. М. В редактировании и обсуждении материалов принимал участие к. т. н. Мельчук Б. Ю., в разработке программ обработки данных метрологических и скважинных измерений СГК принимали участие Грачёв В. Н. и Ширкин В. А. (НПП «ГЕРС»), программы интерпретации данных СГК – Мельчук А. Б. На основе обобщения результатов опробования метода при исследовании разнообразных по геолого-техническим условиям (ГТУ) объектов, в том числе глубоких и сверхглубоких (СГ-7) скважин [27], оно в настоящее время переработано и дополнено.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящее пособие устанавливает методические основы использования данных спектрометрического гамма-каротажа при исследовании разрезов нефтегазовых скважин и комплексной интерпретации материалов ГИС с его участием для решения оперативных задач и подсчета запасов углеводородного сырья и предназначено для инженеров-операторов и инженеров-интерпретаторов (петрофизиков), занимающихся исследованиями нефтегазовых скважин и обработкой геолого-геофизических материалов. Кроме того, регламентируются вопросы метрологического обеспечения, проведения скважинных измерений и обработки получаемых материалов СГК.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем пособии приводятся ссылки на следующие стандарты и руководящие документы:

ГОСТ 22609-77. Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения.

Радиометры геофизические многоканальные. Ведомственная поверочная схема для средств измерений массовых долей естественных радиоактивных элементов. РД 41-06-124-90, Л., 1990.

СТ ЕАГО-047-01. Геофизические исследования и работы в скважинах. Единицы физических величин.

3. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В пособии в соответствии с упомянутыми в п. 2 нормативными документами применены следующие термины и определения:

3.1. Гамма-каротаж, ГК: Радиоактивный каротаж, при котором определяют гамма-активность вскрытых скважиной горных пород.

3.2. Спектрометрический гамма-каротаж, СГК: Гамма-каротаж, при котором по энергетическому спектру регистрируемого гамма-излучения горных пород определяют массовое содержание естественных радиоактивных элементов.

3.3. Нейтронный каротаж, НК: Радиоактивный каротаж, основанный на измерении плотности потока тепловых (ННКт) и надтепловых (ННКнт) нейтронов или вторичных гамма-квантов (НГК), образующихся в результате облучения горных пород постоянно действующим изотопным (ампульным) источником нейтронов.

3.4. Импульсный нейтронный каротаж, ИНК: Нейтронный каротаж, основанный на измерении нестационарной плотности потока нейтронов (ИННК) или гамма-квантов (ИНГК) при облучении горных пород импульсным источником быстрых нейтронов, и определении среднего времени жизни (τ) или сечения захвата (Σ_a) тепловых нейтронов.

3.5. Плотностной гамма-гамма-каротаж, ГГКп: Радиоактивный каротаж, основанный на измерении плотности потока рассеянного гамма-излучения при облучении горных пород постоянно действующим источником гамма-квантов и определении их плотности.

3.6. Стандартные образцы естественных радиоактивных элементов, СО ЕРЭ: Модели пластов с известным содержанием естественных радиоактивных элементов, используемых для градуировки и калибровки аппаратуры СГК.

3.7. Полевые калибровочные устройства естественных радиоактивных элементов, ПКУ-ЕРЭ: Ненасыщенные по гамма-излучению модели пластов с известным эквивалентным содержанием естественных радиоактивных элемен-

тов, используемые для калибровки аппаратуры СГК на базе и в полевых условиях.

3.8. Энергетическое разрешение детектора, R : Коэффициент, определяемый как отношение ширины пика в регистрируемом спектре гамма-излучения на его полувысоте к энергии пика. Для обеспечения единства измерений энергетическое разрешение детекторов определяют по пику излучения изотопа ^{137}Cs .

3.9. Концентрационная чувствительность спектрометра, $Q_{\text{ЕРЭ}}$: Коэффициент, определяющий величину скорости счета регистрируемого гаммаизлучения, приведенную к единичному содержанию ЕРЭ.

4. СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

В настоящих Рекомендациях применены следующие сокращения и обозначения (мнемоники):

ЕРЭ – естественные радиоактивные элементы;

THOR – диаграмма массового содержания тория;

URAN – диаграмма массового содержания урана;

POTA – диаграмма массового содержания калия;

ррт – единица измерения массового содержания (тория, урана) в миллионной доле;

TURA – относительный параметр – THOR/URAN;

UPRA – относительный параметр – URAN/POTA;

TPRA – относительный параметр – THOR/POTA;

SGR – диаграмма интегрального ГК по СГК;

CGR – диаграмма интегрального ГК за вычетом уранового компонента гамма-излучения;

ГИС – геофизические исследования скважин.

5. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ СГК

В соответствии с Ведомственной поверочной схемой [19] метрологическое обеспечение СГК предусматривает: **градуировку аппаратуры, аттестацию (проверку)** ее путем оценки основных относительных погрешностей определения массовых долей ЕРЭ в диапазоне измерений и контроль метрологических характеристик путем **калибровки** до и после скважинных измерений.

Метрологическое обеспечение измерений при СГК в зависимости от заложенного в аппаратуру способа регистрации информационного сигнала (малоканальный, многоканальный) и обработки результатов отличается способами его реализации. Так, для обработки данных многоканальной аппаратуры СГК (путем передачи на поверхность всего регистрируемого сигнала) требуются эталонные («элементарные») спектры гамма-излучения, получаемые на моделях пластов с преимущественно «моноэлементным» составом и известным содержанием ЕРЭ [11]. Обработка результатов измерений малоканальной (3, 4, 5) аппаратурой АСГК производится с использованием матрицы спектральных коэффициентов, полученной по результатам измерений на моделях пластов с известным содержанием ЕРЭ [21, 24].

Модели пластов (стандартные образцы – СО), содержащие ЕРЭ, создают при соблюдении требований насыщенности по гамма-излучению [21] и геометрических условий измерений. Так, стандартные образцы ЕРЭ Центра метрологии, стандартизации и сертификации «Газпром Георесурс» (г. Раменское) изготовлены в виде стальных цилиндрических контейнеров диаметром 140 см, высотой 170 см с расположенной по оси цилиндрической трубой диаметром 20 см, имитирующей скважину. Внутренний объем между цилиндрами заполнен бетонной смесью со следующим содержанием ЕРЭ:

Характеристика стандартных образцов
ГСО ЕРЭ ООО «Газпром Георесурс» [21]

Индекс СО ЕРЭ	Массовая доля ЕРЭ		
	$C_U, 10^{-4} \%$	$C_{Th}, 10^{-4} \%$	$C_K, \%$
U	76,1	1,8	0,49
Th	1,55	88,5	0,49
K	1,55	1,8	9,24
Смесь	23,2	28,0	3,88
Фон	1,55	1,8	0,49

На рисунке 1 приведены аппаратурные (энергетические) спектры гамма-излучения в перечисленных в таблице 1 стандартных образцах (СО ЕРЭ).

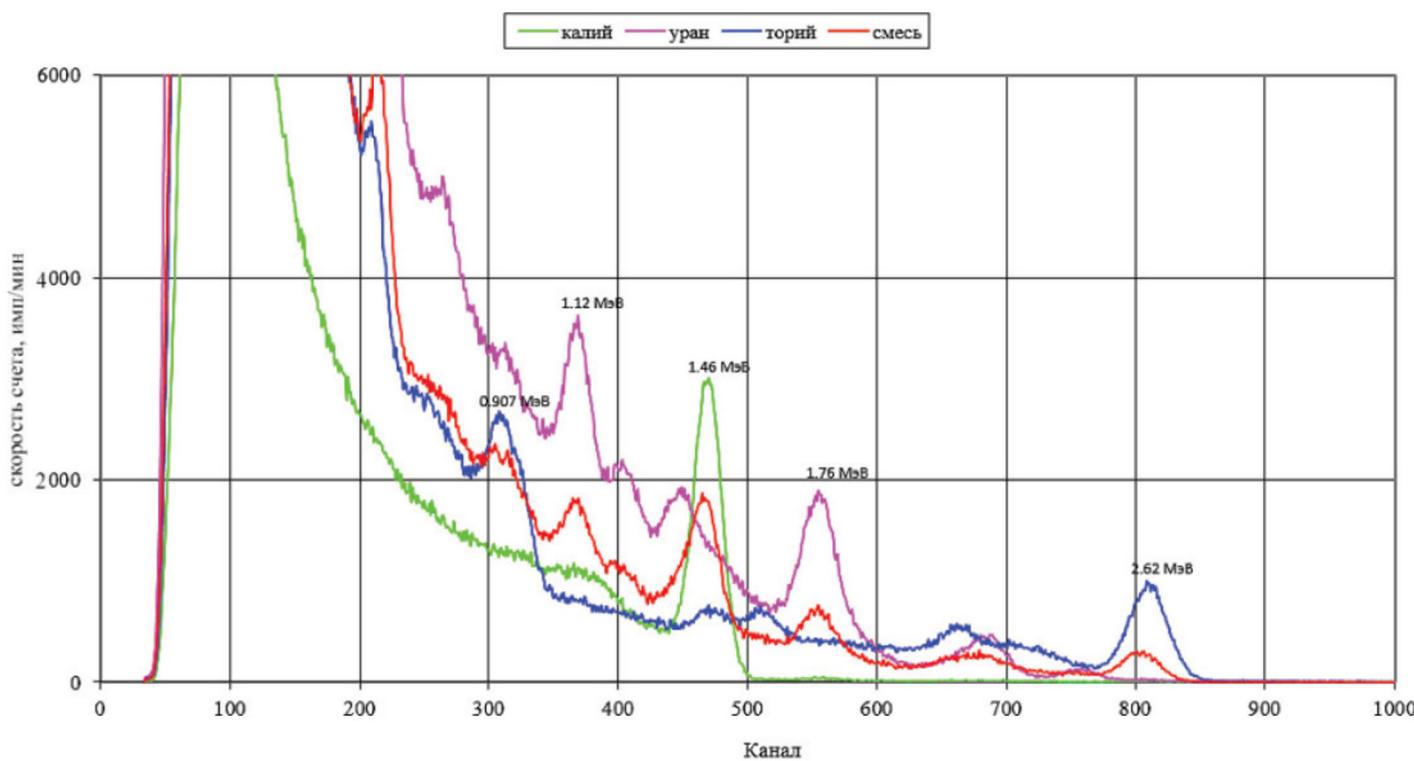


Рисунок 1. Аппаратурные спектры гамма-излучения в СО ЕРЭ, зарегистрированные аппаратурой СГК-1024 (по В. Г. Черменскому и С. Н. Саранцеву)

Метрологическое обеспечение «многоканальной» аппаратуры в настоящее время стандартизовано в меньшей степени. Так, аппаратура СГК-1024 (ООО «Нефтегазгеофизика») первичную градуировку проходит на вышеуказанных моделях пласта (ГСО-ЕРЭ), а метрологическое обеспечение в процессе эксплу-

атации осуществляется с использованием комплекта ненасыщенных по гаммаизлучению моделей пластов – полевых калибровочных устройств (ПКУ), на основе измерений на базе каротажного (сервисного) предприятия. Калибровка аппаратуры до и после скважинных измерений с использованием ПКУ в «Инструкции по проведению спектрометрического гамма-каротажа аппаратурой СГК-1024» не предусмотрена. Калибровка аппаратуры проводится по результатам измерений спектра гамма-излучения против выбранного в разрезе пласта глин (пласта с повышенной по гамма-излучению активностью) [10]. Многоканальная аппаратура АГК-89С (ФГУП «ВНИИАвтоматика») проходит только первичную аттестацию (градуировку) при её вводе в эксплуатацию на основе измерений на ГСО-ЕРЭ. Метрологический контроль характеристик аппаратуры в процессе эксплуатации с использованием СО-ЕРЭ не предусмотрен [4]. Поскольку скважинные приборы СГК не стандартизуются и, соответственно, имеют индивидуальные характеристики, к сожалению, такое положение не обеспечивает единства измерений. Кроме того, в процессе эксплуатации приборов из-за ударных и циклических воздействий температуры используемые в качестве детекторов гамма-излучения сцинтилляционные кристаллы теряют свои свойства и требуется осуществлять постоянный контроль их свойств (энергетического разрешения и спектрометрического качества [17]).

Ниже приводится методика метрологического обеспечения СГК применительно к «малоканальной» (3–5 энергетических окон в области основных пиков гамма-излучения ЕРЭ) аппаратуре (рисунок 1).

5.1. Методика градуировки аппаратуры СГК

Аппаратура спектрометрических методов каротажа, в том числе и СГК, как отмечено выше, имеет индивидуальные метрологические характеристики и, в связи с этим, каждый экземпляр скважинного прибора должен градуироваться путем измерений в моделях пластов с известным содержанием ЕРЭ – государственных стандартных образцах ГСО-ЕРЭ.

Регистрируемые аппаратурой СГК интенсивности гамма-излучения в выделенных энергетических окнах (каналах) и соответствующие им скорости счета J_i линейно связаны с содержанием ЕРЭ (C_j) в породах:

$$J_i = \sum_j^3 a_{ij} \cdot C_j . \quad (1)$$

Для того чтобы перейти от регистрируемых при СГК скоростей счета J_i к содержанию элементов C_j , необходимо определить прямую матрицу коэффициентов $[a_{ij}]$ или обратную ей матрицу спектральных коэффициентов

$$[b_{ji}] = [a_{ij}]^{-1}, \quad (2)$$

связывающую регистрируемые при СГК скорости счета с массовым содержанием ЕРЭ в пересеченных скважиной горных породах:

$$J_{in} - J_{i\phi} = \sum_j a_{ij} \cdot C_{jn} ; \quad (3)$$

$$C_{jn} = \sum_i b_{ji} \cdot (J_{in} - J_{i\phi}) , \quad (4)$$

где J_{in} – скорость счета в i -ом канале в n -ой модели (СО);

$J_{i\phi}$ – собственный фон аппаратуры в i -ом канале (определяется путем измерений скоростей счета в каналах спектрометра при расположении детекторной части аппаратуры в свинцовом домике или бассейне с пресной водой при погружении детектора на глубину не менее 1 м (поскольку столб пресной воды не полностью поглощает фон окружающей среды, то результаты измерений при определении аппаратурного фона умножаются на коэффициент 0,8);

C_{jn} – содержание (концентрация) j -го элемента в n -ой модели;

$i = 1, 2, 3$ – номера каналов тория, урана, калия;

$j = 1, 2, 3$ – номера элементов Th, U, K;

n – количество моделей.

При проведении измерений в стандартных образцах необходимо обеспечить стандартные условия измерений, т. е. детектор скважинного прибора должен располагаться в средней части модели, прибор – у стенки скважины, что

соответствует условиям измерений в реальных скважинах, ствол скважины в модели должен быть заполнен пресной водой.

Измерения на метрологических установках необходимо проводить со статистической погрешностью не более 1 %, т. е. время экспозиции при снятии отсчетов необходимо выбирать так, чтобы в канале с самой низкой скоростью счета (обычно в канале тория) счет должен быть не менее 10000 импульсов.

По результатам измерений вычисляются средние значения скоростей счета (в имп/мин) и составляется система линейных уравнений (3) для каждого канала измерений во всех n моделях.

В случае, если количество моделей совпадает с количеством ЕРЭ (т. е. $n = j = 3$) и модели «моноэлементны», то матрица коэффициентов $[a_{ij}]$ определяется просто [16]:

$$a_{ij} = (J_{in} - J_{i\phi}) / C_{jn}. \quad (5)$$

Однако, как показывает практика, построить моноэлементные модели довольно сложно, т. к. материалы, из которых они строятся, всегда содержат кларковые или надкларковые концентрации ЕРЭ (см. таблицу 1), поэтому для более точной градуировки аппаратуры необходимо учитывать вклад фонового содержания этих элементов. Тогда матричное уравнение (1) может быть решено в общем виде по методу Гаусса или по теореме Крамера:

$$a_{ij} = \Delta_{im} / \Delta, \quad (6)$$

где Δ – определитель матрицы уравнений (1): $a_{ij} = |C_{jn}|$;

Δ_{im} – определитель матрицы, получаемой путем замены столбцов матрицы $|C_{jn}|$ на скорости счета в соответствующих каналах;

m – порядковый номер столбца ($m = j = 3$).

После нахождения a_{ij} определяется матрица спектральных коэффициентов

$$[b_{ji}] = [a_{ij}]^{-1} = (a_{mn})^T / |a_{ij}|, \quad (7)$$

где a_{mn} – миноры определителя $|a_{ij}|$;

T – знак транспонирования.

Если количество СО превышает количество ЕРЭ, то система уравнений (1) получается переопределенной и ее решение производится методом наименьших квадратов.

Если же количество каналов спектрометра больше количества ЕРЭ, т. е. равно 4 или 5, то матричное уравнение также является переопределенным и решается с применением приближенных методов, например, метода наименьших квадратов [23].

Указанный выше алгоритм использован в разработанной программе градуировки «малоканальной» аппаратуры СГК **Graduir**. Описание порядка работы с программой приведено в Приложении 1. В ней предусмотрен расчет всех параметров, необходимых для градуировки «малоканальной» аппаратуры СГК: матрицы спектральных коэффициентов, общей радиационной (по гаммаизлучению) чувствительности интегрального канала для перехода от имп/мин к мкР/ч, концентрационной чувствительности спектрометра по урану, а также параметра качества спектрометра.

Спектрометрические характеристики (качество спектрометра) аппаратуры считаются удовлетворительными, если для неё выполняется условие [17]:

$$\eta = \frac{a_{11}a_{22}a_{33} + a_{12}a_{23}a_{31} + a_{21}a_{13}a_{32}}{a_{11}a_{23}a_{32} + a_{12}a_{21}a_{33} + a_{13}a_{22}a_{31}} \geq 2,5, \quad (8)$$

где в числителе приведена сумма положительных членов определителя прямой матрицы (a_{ij}), в знаменателе – сумма отрицательных. Этот параметр определяет степень взаимного влияния каналов при определении содержания ЕРЭ и зависит как от энергетического разрешения детектора, так и от настройки энергетических окон (каналов) спектрометра. Чем выше энергетическое разрешение детектора и точнее установлены границы энергетических окон спектрометра, тем меньше погрешность определения содержания ЕРЭ. Так, в аппаратуре СГК с энергетическим разрешением детектора порядка 13 % (CsJ(Na) размерами 50×250 мм) качество спектрометра характеризуется величиной $\eta = 4,82\text{--}6,47$ у. е. (см. нижеприведенный Протокол градуировки прибора «Тверца-СГК» № 1).

При снижении энергетического разрешения спектрометра до $R = 20\%$ значение η снижается до 2,5–2,7.

Таким образом, спектрометрическая аппаратура с автоматическим контролем энергетической шкалы может находиться в эксплуатации, пока энергетическое разрешение детектора не станет хуже 20 % по линии ^{137}Cs .

Как отмечено выше, одной из основных эксплуатационных характеристик аппаратуры спектрометрического гамма-каротажа является её концентрационная чувствительность. Она определяется скоростью счета в соответствующих определяемому элементу каналах на единицу содержания этого элемента. Чем больше концентрационная чувствительность прибора, тем меньше статистическая погрешность измерения при одинаковой скорости каротажа и шаге квантования записи по глубине. И чем выше концентрационная чувствительность прибора, тем с большей скоростью протяжки прибора можно производить запись. Способы повышения концентрационной чувствительности приборов СГК рассмотрены в работе автора «Пути совершенствования аппаратуры спектрометрического гамма-каротажа» // НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений», Москва, 1996, вып. № 2, стр. 26–29. Ниже (в таблице 2) приведены концентрационные чувствительности наиболее распространенных в нашей стране приборов СГК.

Очень низкая концентрационная чувствительность прибора ГКС-75, по-видимому, связана с выбором «узких» энергетических окон, небольшого по размерам (особенно диаметра) детектора и толстостенного стального корпуса (прибор, по мнению разработчика, рассчитан на работу в условиях высоких температур и давления). Более подробная информация о принципах построения аппаратуры спектрометрического гамма-каротажа и влияющих на её технические и эксплуатационные характеристики факторах приведена в [3 и 24].

На рисунке 2 приведен фрагмент планшета с результатами СГК сверхглубокой скважины СГ-7 аппаратурой Тверца-СГК-Т. Характерно, что при температуре около 200 °C (параметр TERM) на забое скважины температура внутри прибора (параметр TRZD) хотя и постепенно повышается, но в интервале ис-

следований не превышает 70 °С, что обеспечивает стабильность работы прибора, о чем извещает стабильность показаний реперного сигнала (параметр REP, 3-я колонка). Температура внутри модуля ННКт (параметр NNNL, 2-я колонка) также не превышает 75 °С. Такая стабильность работы приборов достигнута за счет автостабилизации энергетической шкалы спектрометра с использованием реперного гамма-источника [2] и терmostатирования электронного и детекторного блоков скважинного прибора [27].

Таблица 2

Сопоставление концентрационных чувствительностей
скважинных гамма-спектрометров

Аппаратура	Детектор и его размер, мм	S_{Th} ,	S_U ,	S_K ,
		имп/с/ ppm		имп/с/%
СГК	NaJ(Tl)	50×250	0,44	0,52
	CsJ(Na)	54×250	0,64	0,91
«Спектр»	NaJ(Tl)	50×100	0,13	0,28
SGR™ [42]	CsJ(Na)	50×300	0,51	2,34
АСГК	CsJ(Na)	50×250	1,27	2,54
ГКС-75	NaJ(Tl)	32×200	0,022	0,316
Тверца-СГК-Т	CsJ(Na)	50×250	1,66	1,78
ГК-С	NaJ(Tl)	40×100	0,088	0,277
АГК-89С	CsJ(Na)	50×250	—	—
СГК-1024Т	CsJ(Na)	51×200	0,32	0,38

Градуировка аппаратуры СГК производится при её вводе в эксплуатацию, по результатам калибровки (если погрешности измерений превышают допустимые нормы) и после каждого ремонтно-восстановительных работ скважинного прибора.

Для градуировки аппаратуры СГК и контроля ее метрологических характеристик в процессе эксплуатации (калибровки) требуется проводить измерения в стандартных, насыщенных по гамма-излучению, образцах с известным содержанием ЕРЭ. Однако на производстве насыщенных по гамма-излучению моделей, как правило, не имеется. В этих условиях приходится пользоваться моделями малого размера, т. е. ненасыщенными по гамма-излучению образцами – полевыми калибровочными устройствами (ПКУ).

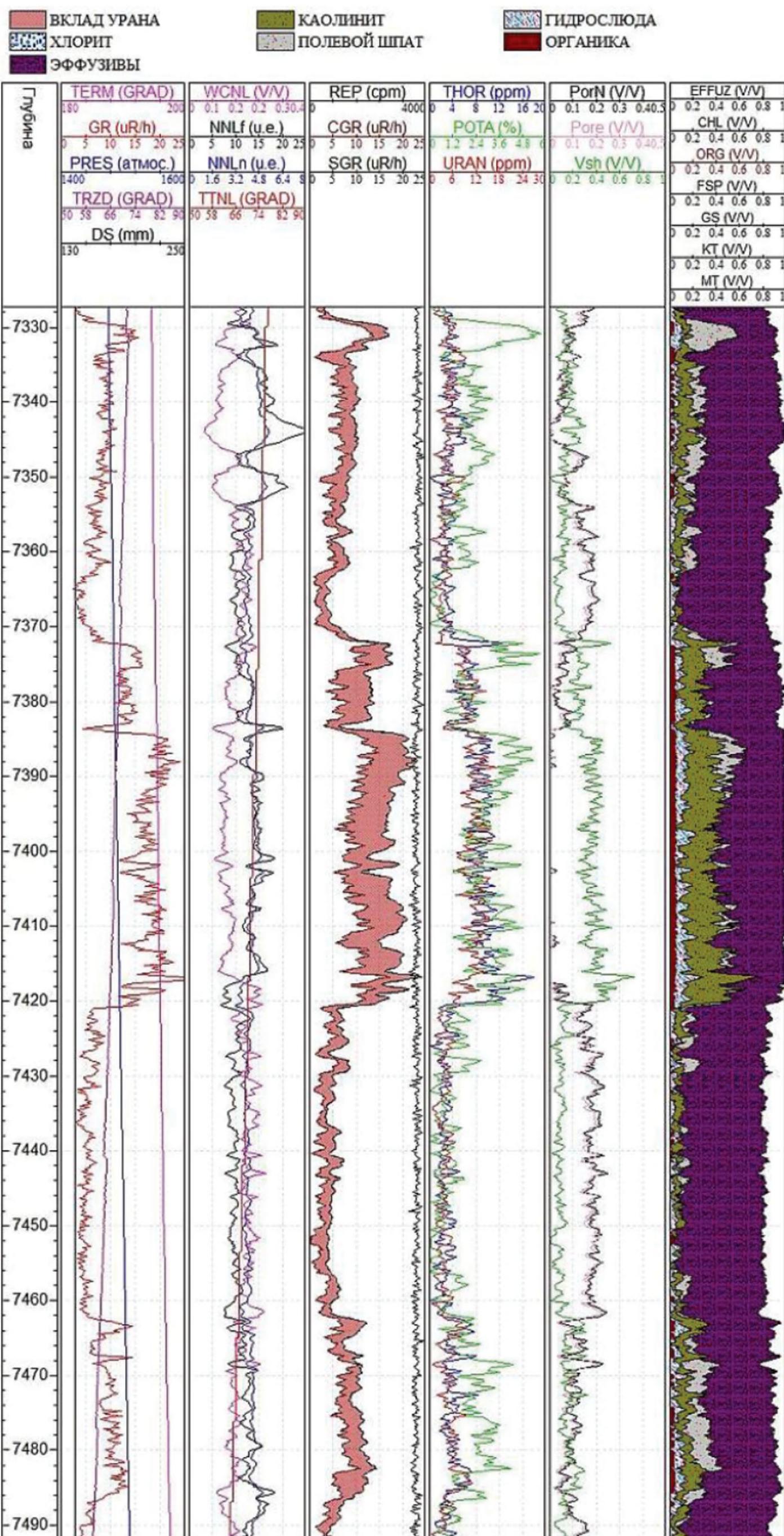


Рисунок 2. Фрагмент планшета по результатам исследований сверхглубокой скважины СГ-7 комплексом ГК, ННКт, термометрия и СГК

Содержание ЕРЭ в ПКУ обычно определяют путем сличения показаний образцового прибора СГК в стандартных образцах с известным содержанием ЕРЭ и в ПКУ. При этом, поскольку ПКУ являются ненасыщенными моделями, определяемые в них содержания ЕРЭ являются не абсолютными, а эквивалентными. Проведенная проверка воспроизводимости размера единиц массовых долей ЕРЭ в ПКУ путем сравнения с измерениями в насыщенных по гаммаизлучению средах показала удовлетворительные результаты [24], что доказывает обоснованность применения ПКУ для градуировки и калибровки аппаратуры СГК в производственных условиях.

При аттестации комплекта СО-ЕРЭ (ПКУ-ЕРЭ) необходимо установить не только содержание (эквивалентное содержание в случае аттестации ПКУ) ЕРЭ, но и общую гамма-активность A_{CO} (A_{PKU}) (в мкР/ч) хотя бы одного из образцов СО (ПКУ). Для этой цели наилучшим образом подходит СО-U (ПКУ-U), т. к. все приборы гамма-каротажа в нашей стране градуируются с использованием источника гамма-излучения ^{226}Ra , энергетический спектр которого практически идентичен спектру ^{238}U .

Расчет параметра общей радиоактивности пород по результатам измерений производится по формуле:

$$SGR = [\Sigma (J_i - J_{i\phi_{CKB}})] / Q,$$

где $Q = [\Sigma (J_{iCO} - J_{i\phi})] / A_{CO}$ (имп/мин/мкР/ч).

Параметр гамма-активности пород за вычетом уранового компонента гамма-излучения определяется по формуле:

$$CGR = SGR - URAN \cdot Q_{SU} / Q,$$

где $Q_{SU} = [\Sigma (J_{iCO} - J_{i\phi})] / C_{U-CO-U}$;

C_{U-CO} – содержание урана в CO-U (ppm).

Также производится определение параметров Q и Q_{SU} при использовании ПКУ-U из комплекта ПКУ-ЕРЭ.

Аттестация СО-U и ПКУ-U на гамма-активность может проводиться традиционным для гамма-каналов скважинных приборов радиоактивного каротажа

способом путем переноса размера единицы с использованием самого спектрометра. Аттестация комплекта ПКУ-ЕРЭ должна производиться с использованием однотипной аппаратуры, то есть, аппаратурой той же марки, что и эксплуатируемая.

Обычно программы градуировки и калибровки аппаратуры входят в программное обеспечение системы регистрации данных каротажа и функционируют только при подключении скважинного прибора к системе регистрации. При входе в соответствующую программу, например, в программу градуировки, по заданному времени общей экспозиции и шагу квантования по времени проводятся измерения, вычисляются средние скорости счета и матрица спектральных коэффициентов, а также другие параметры (Q и Q_{SU}), необходимые для обработки результатов скважинных измерений. В качестве примера приведем протокол градуировки аппаратуры «Тверца-СГК», работающей в каротажной регистрирующей системе «Тверца».

Этот протокол, зарегистрированный в виде файла последней градуировки прибора, используется затем программой калибровки прибора (программа **Calibr**) и программой обработки результатов скважинных измерений (программа **Interpr**, см. Приложение 1). Результаты скважинных измерений можно обрабатывать с использованием матрицы спектральных коэффициентов и скоростей счета по трем (TH1, U1, K), четырем (TH1, U1, K, U2) или пяти (TH1, U1, K, U2, TH2) каналам. Параметры Q и Q_{SU} при обработке материалов скважинных измерений используются для расчета параметров общей радиоактивности – SGR и радиоактивности за вычетом вклада урана – CGR. Коэффициент ослабления излучения фона окружающей среды определяется как отношение показаний каналов при измерениях в ПКУ-Ф и фона окружающей среды и используется при расчете матриц спектральных коэффициентов. Автономная программа **Graduir**, инструкция пользователя для работы с которой приведена в Приложении 1, имеет аналогичные структуру и выходные данные.

ПРОТОКОЛ

градуировки прибора Тверца-СГК № 1

ОРГАНИЗАЦИЯ: ООО НПП ГЕРС

Градуировка проводилась с помощью комплекта ПКУ номер 95.1
Активность ПКУ-У = 41.7 мкР/ч.

===== Результаты измерений – скорости счета, имп/мин =====

TH1	U1	K	U2	TH2	Rep	
1824.80	1328.30	1900.50	2299.30	4884.30	3595.40	ПКУ-Th
539.55	1876.50	2799.40	5134.20	4662.70	3579.30	ПКУ-У
146.35	313.96	3374.90	3063.70	3118.20	3721.70	ПКУ-К
142.22	294.92	801.68	1119.40	1326.80	3710.80	ПКУ-Ф
218.75	385.21	1128.80	1434.90	1739.50	3723.10	Фон среды

===== Расчет матрицы b_{ji} по 3 каналам =====

0.049000 -0.013862 0.000463 0.000000 0.000000
-0.030463 0.045201 0.000243 0.000000 0.000000
0.000926 -0.005315 0.003753 0.000000 0.000000

Масштабный коэффициент Q = 95.362823 имп/мин/мкР/ч

Параметр чувствительности Q_{SU} = 66.421077 имп/мин/pbm(U)

===== Расчет матрицы b_{ji} по 4 каналам =====

0.046857 -0.009544 0.002220 -0.002364 0.000000
-0.024286 0.032750 -0.004824 0.006815 0.000000
0.000076 -0.003601 0.004450 -0.000938 0.000000

Масштабный коэффициент Q = 191.641000 имп/мин/мкР/ч

Параметр чувствительности Q_{SU} = 133.479706 имп/мин/pbm(U)

===== Расчет матрицы b_{ji} по 5 каналам =====

0.043748 -0.012376 0.000220 -0.002364 0.002911
-0.022547 0.034335 -0.003704 0.006815 -0.001629
0.000016 -0.003656 0.004412 -0.000938 0.000056

Масштабный коэффициент Q = 271.638604 имп/мин/мкР/ч.

Параметр чувствительности Q_{SU} = 189.198767 имп/мин/pbm(U).

Коэффициент качества спектрометра = 6.482442,

где: b_{ji} – матрица спектральных коэффициентов,

$j = 1, 2, 3$ – номер элемента – THOR, URAN, POTA;

i – номер канала по порядку справа налево на спектре – TH1, U1, K, U2, TH2.

На рис. 3 приведено сопоставление диаграмм СГК, рассчитанных с использованием матриц 3×3 , 3×4 и 3×5 . Видно, что против отдельных пластов в разрезе присутствуют небольшие их расхождения, связанные со статистическими погрешностями измерений. Ясно, что с увеличением числа энергетиче-

ских окон (каналов) статистическая обусловленность измерений повышается. Однако не следует забывать, что добавление информационных каналов в области пониженных энергий, например, пика урана с энергией 1,12 МэВ и пика тория с энергией 0,9 МэВ, как в аппаратуре АСГК, требует учета комптоновского пьедестала под этими пиками от излучения более высоких энергий.

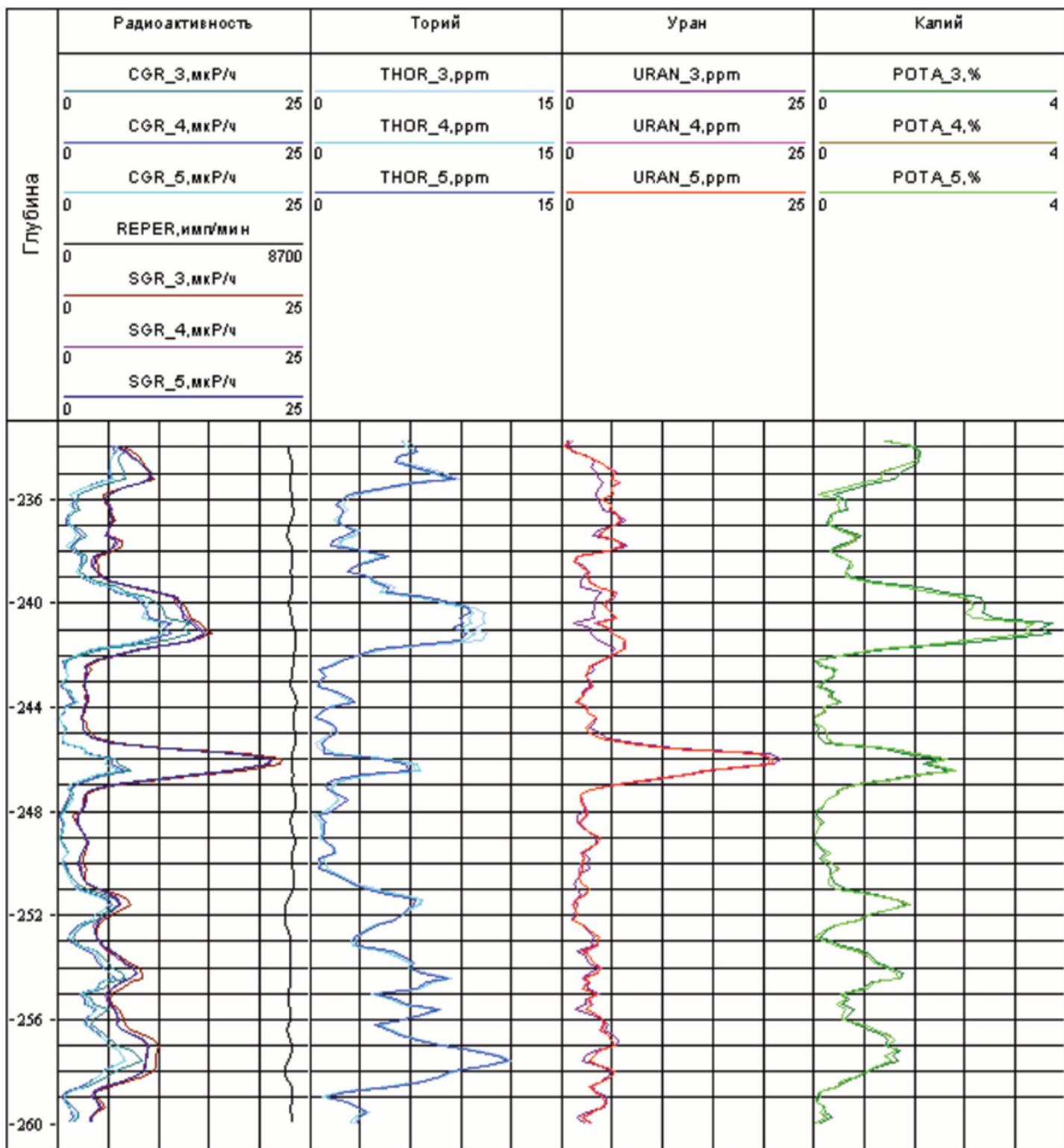


Рисунок 3. Сопоставление диаграмм СГК, рассчитанных с использованием матриц 3×3 , 3×4 и 3×5

5.2. Калибровка аппаратуры СГК

Контроль метрологических характеристик аппаратуры осуществляется путем сопоставления результатов измерений содержаний ЕРЭ в СО или ПКУ с паспортными данными содержаний ЕРЭ в них и оценки их расхождений, что по существу является **процедурой калибровки аппаратуры**. При этом оценку содержаний ЕРЭ в ПКУ необходимо производить по скорректированным за влияние аппаратурного фона и фона окружающей среды результатам измерений:

$$J_{i \text{ кор}} = J_{i \text{ изм}} - J_{i \text{ ап.ф}} - (1 - k) \cdot (J_{i \phi} - J_{i \text{ ап.ф}}), \quad (9)$$

где $J_{i \text{ изм}}$ – измеренные на ПКУ скорости счета в каналах спектрометра;

$J_{i \phi}$ – результаты измерений фона в каналах;

$J_{i \text{ ап.ф}}$ – аппаратурный фон в каналах;

k – коэффициент ослабления фона окружающей среды материалом ПКУ, который для большинства конструкций и размеров ПКУ составляет порядка 0,2–0,25.

Параметры аппаратуры считаются стабильными и результаты предыдущей градуировки пригодными для обработки результатов скважинных измерений, если относительные погрешности определения содержаний ЕРЭ при контролльном измерении не превышают установленные для данного диапазона содержаний ЕРЭ пределы:

$$\delta_j = \frac{|C_{j\text{ПКУ}} - C'_{j\text{ПКУ}}|}{C_{j\text{ПКУ}}} \cdot 100 \% \leq \gamma_{oj}, \quad (10)$$

где $C_{j\text{ПКУ}}$ – паспортные значения содержаний ЕРЭ в ПКУ;

$C'_{j\text{ПКУ}}$ – содержания ЕРЭ в ПКУ, оцененные по результатам измерений по формуле (4);

γ_{oj} – предел допускаемой приведенной основной относительной погрешности определения содержаний ЕРЭ, для которого согласно РД 41-06-124-90

[20] в зависимости от уровня аттестации аппаратуры установлены следующие значения:

$\gamma_{oj} = (10-15) \%$ отн. – для U и Th в диапазоне изменения содержания $(10-100) \cdot 10^{-4} \%$;

$\gamma_o = (6-10) \%$ отн. – для K в диапазоне изменения содержания (5–20) %.

В противном случае результаты предыдущей градуировки аппаратуры аннулируются и производится новая градуировка, если к этому времени энергетическое разрешение детектора не стало хуже 20 %. При невыполнении последнего условия детектор аппаратуры подлежит замене, а сама аппаратура – перенастройке энергетических окон спектрометра с новым детектором.

Калибровка аппаратуры производится периодически на базе и перед скважинными измерениями. Она обычно производится путем измерений в смешанной модели пласта (ГСО-См) или ПКУ-См, фоновой модели (ГСО-Ф) или ПКУ-Ф, фона окружающей среды и расчета погрешностей определения содержания ЕРЭ в соответствующей модели (или ПКУ). Инструкция по обработке результатов калибровочных измерений по разработанной программе **Calibr** и рекомендуемая форма представления результатов приведены в Приложении 1.

В случае отсутствия в комплекте ПКУ-См калибровку аппаратуры производят с использованием комплекта «моноэлементных» ПКУ. При этом в каждом ПКУ определяется содержание основного (преобладающего) элемента, по которым оцениваются погрешности измерений, которые не должны превышать 3–4 %, и делается вывод о пригодности прибора для скважинных измерений.

Допустимые значения погрешностей оценки содержания ЕРЭ определяются с учетом статистических и методических погрешностей измерения.

Статистические погрешности измерений определяются в зависимости от содержания ЕРЭ в ПКУ-См из конкретного комплекта ПКУ-ЕРЭ по формуле:

$$\sigma J_i = a_i \cdot \exp(b_i \cdot C_j + c_i \cdot C_j^2), \quad (11)$$

где J_i – скорость счета (показание) в i -м канале;

$i = 1, 2, 3$ – номер канала; j -номер элемента (THOR, URAN, POTA);

C_j – содержание j -го элемента;

a_i , b_i , c_i – коэффициенты уравнений связи погрешностей с содержаниями ЕРЭ;

$$a_1 = 23.77; a_2 = 19.71; a_3 = 16.16;$$

$$b_1 = -0.0668; b_2 = -0.07386; b_3 = -0.26;$$

$$c_1 = 0.0004613; c_2 = 0.000571; c_3 = 0.0044.$$

Чем больше содержание ЕРЭ и больше время экспозиции (осреднения) при измерениях, тем меньше погрешность измерения.

Методические погрешности измерений зависят от таких факторов, как:

- энергетическое разрешение детектора;
- точность настройки энергетических окон спектрометра;
- точность градуировки спектрометра и другие влияющие факторы, такие как: идентичность установки ПКУ на прибор при измерениях, точность измерения фона окружающей среды и т. п.

Как показывает практика измерений в ГСО-См, средние величины методической погрешности составляют:

$$\sigma_m(\text{THOR}) = 1.8 \% \text{ отн.}$$

$$\sigma_m(\text{URAN}) = 2.0 \% \text{ отн.}$$

$$\sigma_m(\text{POTA}) = 1.4 \% \text{ отн.}$$

Результаты калибровки аппаратуры перед проведением скважинных измерений прилагаются к материалам каротажа (в том числе к диаграммам в твердой копии), являются их неотъемлемой частью и служат доверительной основой при оценке качества измерений.

5.3. Метрологическая аттестация аппаратуры СГК

Метрологическая аттестация аппаратуры производится при выпуске серии или по требованию заказчика. При этом оценивается воспроизводимость единицы измерений содержания ЕРЭ и погрешности измерения содер-

жаний ЕРЭ. Результаты поверки отображаются в соответствующем протоколе [28], пример которого приведен ниже.

ПРОТОКОЛ № 4
ПОВЕРКИ АППАРАТУРЫ АСГК

ОРГАНИЗАЦИЯ: ВНИИЯГГ

ДАТА: 01/07/1999

КОМПЛЕКТ ПКУ: ГСО-ЕРЭ

ПРИБОР: АСГК – № 2

КОЭФФИЦИЕНТ ОСЛАБЛЕНИЯ ФОНА: 0.95

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ (имп/мин)

Среда	T, мин	Th1	U1	K	U2	Th2
Фон	5	74	105	335	346	294
K	5	84	134	3544	3027	2194
U	5	1124	3970	4723	8526	5536
Th	5	3105	2010	2141	2540	3614
Cм	5	1211	1784	3388	4386	3466

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Матрица коэффициентов b_{ii} (3×5)

0,023589	-0,000317	0,003864	-0,011722	0,010947
-0,007135	0,009560	-0,007739	0,010867	-0,0011581
0,000064	-0,002558	0,003268	-0,000708	0,000382

Матрица коэффициентов 3×4

0,029522	-0,002153	0,007834	-0,008765
-0,007992	0,009204	-0,008313	0,010440
0,000143	-0,002472	0,003406	-0,000604

Матрица коэффициентов 3×3

0,034903	-0,009648	0,000602
-0,014403	0,023259	-0,000302
0,000514	-0,003285	0,002907

Коэффициент качества спектрометра: $\eta = 6,54$

Результаты определения концентраций в эталонных средах (ГСО)

Сре- да	Торий			Уран			Калий		
	C _{ат}	C _{опр}	D _c	C _{ат}	C _{опр}	d _c	C _{ат}	C _{опр}	d _c

Для матрицы коэффициентов 3×5

K	2,0	2,0	0,8	1,5	1,5	0,7	9,2	9,2	0,2
U	2,0	2,0	1,5	76,1	76,1	1,3	0,6	0,6	0,3
Th	88,5	88,5	1,6	1,2	1,2	0,8	0,6	0,6	0,2
Cм	28,0	26,1	1,3	23,6	23,6	0,9	3,9	4,2	0,2

Для матрицы коэффициентов 3×4

K	2,0	2,0	0,6	1,5	1,5	0,7	9,2	9,2	0,2
U	2,0	2,0	1,4	76,1	76,1	1,3	0,6	0,6	0,3
Th	88,5	88,5	1,7	1,2	1,2	0,8	0,6	0,6	0,2
Cм	28,0	26,3	1,2	23,2	23,5	0,9	3,9	4,2	0,2

Для матрицы коэффициентов 3×3

K	2,0	2,0	0,1	1,5	1,5	0,1	9,2	9,2	0,2
U	2,0	2,0	1,3	76,1	76,1	1,5	0,6	0,6	0,3
Th	88,5	88,5	2,0	1,2	1,2	1,3	0,6	0,6	0,2
Cм	28,0	25,9	1,3	23,2	24,0	1,1	3,9	4,1	0,2

Обозначения:

C_{at} – аттестованное значение содержания элемента;

$C_{опр}$ – определенное значение содержание элемента;

d_c – статистическая погрешность определения элемента.

Значения содержаний и погрешностей урана и тория приведены в 10^{-4} % (ppm), калия – в %.

По результатам поверки прибор АСГК № 2 по метрологическим характеристикам **пригоден** к эксплуатации.

Поверитель: Прилипухов В. И.

6. МЕТОДИКА СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ, ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

Перед проведением скважинных измерений производится калибровка аппаратуры с оценкой погрешностей измерений по соответствующей программе, например, по программе **Calibr**. Если аппаратура пригодна к скважинным измерениям, в зависимости от типа исследуемого разреза выбирается шаг квантования регистрации данных по глубине и скорость протяжки кабеля. Исследования разреза низкорадиоактивных карбонатных отложений с использованием приборов повышенной чувствительности (например, с размерами сцинтилляционного детектора порядка 50×250 мм) может производиться со скоростью каротажа 100–120 м/ч при шаге квантования записи по глубине 0,2 м, а песчано-глинистых разрезов повышенной радиоактивности – со скоростью до 150 м/ч при шаге квантования 0,1 м или 200 м/ч при шаге 0,2 м.

При проведении каротажа со сборкой приборов в модульном исполнении скорость каротажа (протяжки кабеля) задается по самому «низкоскоростному» модулю. Обычно это модуль СГК.

При заполнении заголовка файла регистрации данных каротажа необходимо ввести все данные о скважине:

- номинальный диаметр скважины;
- тип и плотность промывочной жидкости;
- сведения о добавлении утяжелителей и содержащих калий веществ с указанием их удельного веса (или объема) удельного объема (или веса);
- данные о собственном гамма-излучении ПЖ, если проводились соответствующие измерения на скважине;
- диаметр и толщина колонны, а также плотность цементного камня за обсадной колонной, если измерения проводятся в обсаженной скважине.

Методика скважинных измерений и оценки качества материалов подробно описана в [24].

Для обработки результатов измерений с целью получения геофизических параметров создается специальный файл обработки с включением в LAS-файл данных о фактическом диаметре скважины (см. меню программы **Interpr**, Приложение 1). При этом, если диаметр скважины измерялся профилемером, то за диаметр скважины рекомендуется принимать минимальные значения из двух ортогональных диаметров, а не среднее.

Порядок обработки результатов измерений «малоканальной» аппаратурой СГК по указанной выше программе приведен в Приложении 1. Результаты обработки – набор стандартных диаграмм СГК (SGR, CGR, THOR, URAN, POTA, UPRA, TURA, TPRA), выдаются в LAS-файле совместно с данными входного файла. Рекомендуемый формат и цвета диаграмм выдачи результатов СГК в твердой копии приведены на рисунке 4.

Как рассчитать диаграмму CGR, если в комплекте материалов СГК она отсутствует или не смогли её рассчитать из-за отсутствия данных о параметрах Q и Q_{SU} ? В этом случае по минимальным (близким к 0) показаниям THOR и POTA и повышенным URAN выбирается опорный пласт и определяется параметр $qU = SGR_{оппл} / URAN_{оппл}$ и рассчитывается диаграмма $CGR = SGR - qU \cdot URAN$. Она, конечно, не будет очень точной, но будет достаточной для оценочного определения содержания полевых шпатов в полимиктовых песчаниках.

ВКЛАД УРАНА

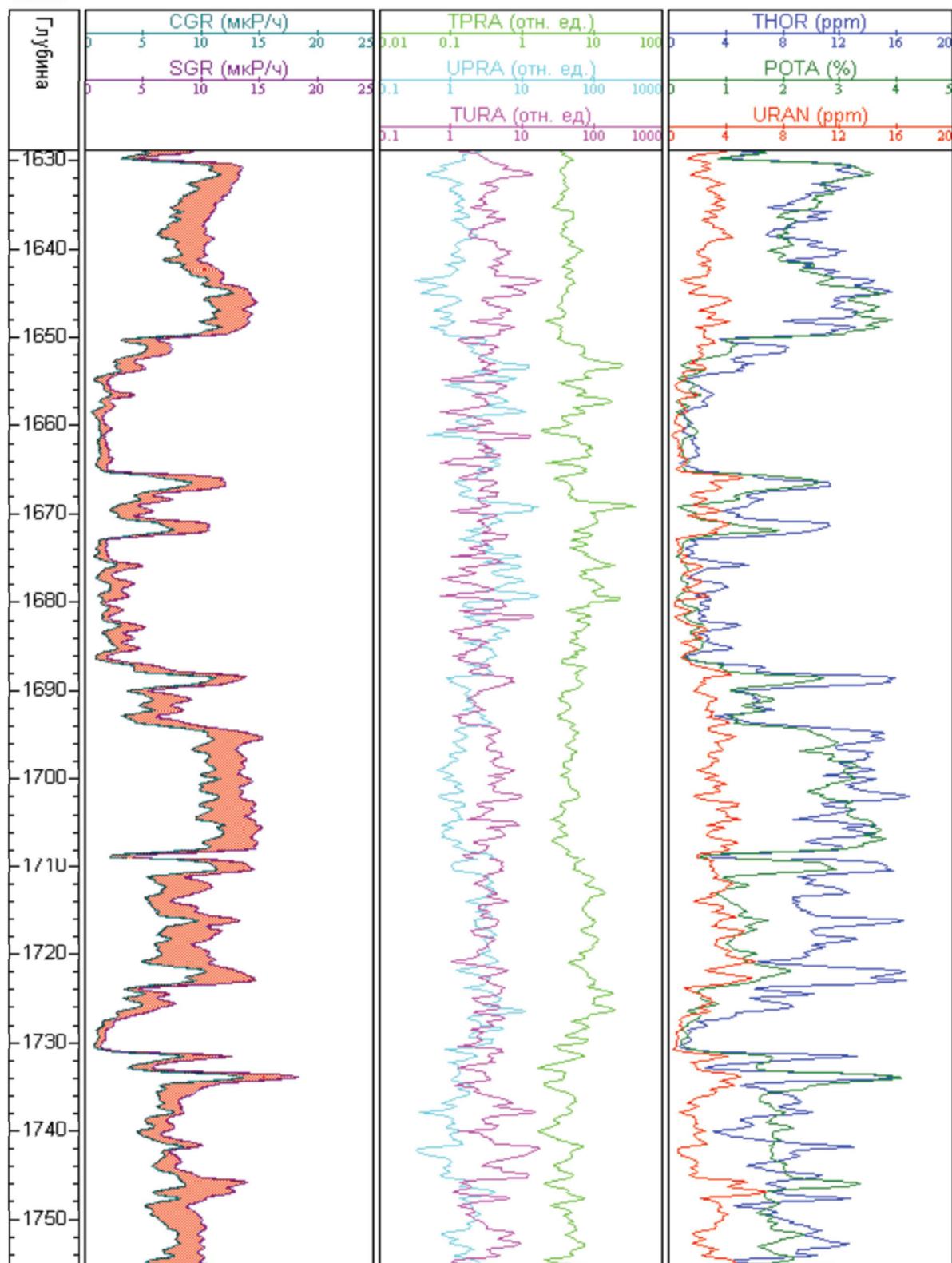


Рисунок 4. Пример представления диаграмм СГК (формат API)

7. МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ СГК НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Интерпретация данных СГК основывается на различии содержаний ЕРЭ во вскрытых нефтегазовыми скважинами горных породах и минералах (таблица 3).

Таблица 3

Содержания калия, урана и тория в горных породах и минералах
(по данным [34, 39 ,42])

Порода, минерал	Содержание калия (K), %	Содержание урана (U), ppm	Содержание тория (Th), ppm
Акцессорные минералы:			
алланит	—	30–700	500–5000
апатит	—	5–150	20–150
эпидот	—	20–50	50–500
монацит	—	500–3000	$(2,5-20) \cdot 10^4$
сфен	—	100–700	100–600
ксенотим	—	$500-3,4 \cdot 10^4$	Низкое
циркон	—	300–3000	100–2500
андезит (среднее значение)	1,7	0,8	1,9
Базальты:			
щелочной базальт	0,61	0,99	4,6
платобазальт	0,61	0,53	1,96
щелочной оливеновый базальт	< 1,4	< 1,4	3,9
толеит орогенный	< 0,6	< 0,25	< 0,05
толеит неорогенный	< 1,3	< 0,5	< 2
Карбонаты (чистые):			
кальцит, мел, известняк, доломит	< 0,1	< 1	< 0,5
доломит (сред. знач.)	0–2,0 (0,3)	0,1–9 (2,2)	0,1–7 (1,7)
известняки (чистые)	< 0,4	1,5–15	< 2
Глинистые минералы:			
боксит	—	3–30	10–130
глауконит	5,08–5,30	—	< 10
бентонит	< 0,5	1–20	6–50
монтмориллонит	0–4,9 (1,6)	2–5	14–24
каолинит	0,42	1,5–3	6–19
иллит	3,5–6,7 (4,5)	1,5	10–25

Порода, минерал	Содержание калия (K), %	Содержание урана (U), ppm	Содержание тория (Th), ppm
хлорит	0–0,35 (0,1)	–	3–5
Группа слюд:			
биотит	6,2–10,1	–	< 0,01
мусковит	7,9–9,8	–	< 0,01
Диабаз	< 1,0	< 1,0	2,4
Диорит, кварцевый диорит	1,1	2	8,5
Дунит	< 0,02	< 1,0	< 0,01
Полевые шпаты:			
плагиоклаз	0,54	–	< 0,01
ортоклаз	11,8–14	–	< 0,01
микроклин	10,9–16	–	< 0,01
Габбро (железомагнезиальная изверженная порода)	0,46–0,58	0,84–0,9	2,7–3,85
Граниты (кислая магматическая порода)	2,75–4,26	3,6–4,7	19–20
Докембрийские	2–6	3,2–4,6	14–27
Гранодиориты	2–2,5	2,6	9,3–11
Битуминозные сланцы	4,0	500	1–30
Перидотит	0,2	0,01	0,05
Фосфаты	–	100–350	1–5
Липарит	4,2	5	–
Песчаники:			
кремнезем, кварц, кварциты (чистые)	0,7–3,8 (1,1) < 0,15	0,2–0,6 (0,5) < 0,4	0,7–2 (1,7) < 0,2
пляжные известковые песчаники	0,3–1,2	0,8–4,0	2–11,3
Глинистые сланцы	1,6–4,2 (2,7)	1,5–5,5 (3,7)	8–18 (12)
кристаллический сланец (биотит)	–	2,4–4,7	13–25
Сиенит	2,7	2500	2300
Туф (полевошпатовый)	2,04	5,96	1,57

Интерпретация диаграмм СГК может производиться на качественном и количественном уровне. Качественная интерпретация производится без использования количественных параметров, например, с указанием повышенного или пониженного содержания ЕРЭ. При этом используются не только сами параметры содержания ЕРЭ, но и их соотношение [34, 39]. Так, например, в работе

[6] представлен опыт использования данных СГК, в том числе параметров соотношения концентраций ЕРЭ, на месторождениях Пермского края для решения задач по определению содержания естественных радиоактивных элементов и определению минерального состава глин, выявлению литологических особенностей разреза, оценке условий осадконакопления и установлению фациальной природы песчаных тел.

Таблица 4

Связь параметров отношения концентраций ЕРЭ
с геологическими особенностями разреза [34]

Отношения концентраций ЕРЭ	Характер связи с геологическими факторами
Торий/уран ($C_{\text{Th}} / C_{\text{U}}$) – TURA	<ul style="list-style-type: none"> – В осадочных породах отношение $C_{\text{Th}} / C_{\text{U}}$ изменяется в зависимости от условий осадконакопления: $C_{\text{Th}} / C_{\text{U}} > 7$ – континентальные условия, окислительная среда, выветренные почвы; $C_{\text{Th}} / C_{\text{U}} < 7$ – морские осадки, серые и зеленые глинистые сланцы, граувакки; $C_{\text{Th}} / C_{\text{U}} < 2$ – морские черные глинистые сланцы, фосфаты. – В изверженных породах высокое значение параметра указывает на существование окислительной среды в период кристаллизации магмы или на ее интенсивное выщелачивание после раскристаллизации. – Возможность оценки количества органогенного углерода в глинистых осадочных породах. – Выявление типов геологических несогласий. – Определение удаленности от древней береговой линии и обнаружение быстрых тектонических движений в период осадконакопления. – Stratigraphic корреляции, трансрегрессии и регрессии, окислительно-восстановительные режимы.
Уран/калий ($C_{\text{U}} / C_{\text{K}}$) – UPRA	<ul style="list-style-type: none"> – Возможность оценки содержания органогенного углерода в глинистых породах, выделение нефтематеринских пород. – Stratigraphic корреляции. – Несогласия, диагенетические преобразования глинистых, карбонатных и других отложений. Для терригенных и карбонатных отложений установление связей с кавернами и системами трещин в пластах.

Отношения концентраций ЕРЭ	Характер связи с геологическими факторами
Торий/калий (C_{Th} / C_K) – TPRA	<ul style="list-style-type: none"> – Выделение типов горных пород в различных фациях. Условия осадконакопления, удаленность от древней береговой линии. – Диагностические изменения глинистых отложений. Определение типа глин: C_{Th} / C_K увеличивается в ряду глауконит – мусковит – иллит – слоистые глинистые минералы – каолинит – боксит.

При количественной интерпретации определяются количественные параметры изучаемого объекта.

Количественная интерпретация данных СГК в нефтегазовых скважинах связана, прежде всего, с определением глинистости и минерального состава глинистых пород и, в том числе, содержания полевых шпатов (в полимиктовых песчаниках) и органического материала, по установленным петрофизическим зависимостям.

7.1. Определение глинистости пород

При изучении осадочных отложений, где находятся основные коллекторы нефти и газа, большое значение имеет возможность более точной, чем при использовании интегрального ГК, оценки глинистости. Данные СГК за счет различия содержаний ЕРЭ в глинистых минералах и в полевых шпатах предоставляют такую возможность.

Наиболее тесные связи с глинистостью, близкие к линейной зависимости, установлены между параметрами THOR и CGR. Связь между POTA и глинистостью намного слабее и существенно отличается от линейной зависимости [15]. Параметр URAN отражает, в основном, содержание пилитовой составляющей глинистого материала, причем лишь в отдельных пластах терригенных отложений [7]. В общем случае содержание урана в осадочных отложениях больше связано с наличием органического материала [1, 37] и вторичными

процессами, происходящими в карбонатных отложениях [34]. Поэтому использование этого параметра как индикатора глинистости может привести к ошибочным результатам.

При определении глинистости (нерасторимого остатка) карбонатных отложений лучшие результаты дает индикатор THOR [37], так как содержание тория не зависит от происхождения карбонатных пород, а содержание калия связано не только с глинистостью, но и с карбонатами морского происхождения [39]. Индикатор CGR зависит как от содержания тория, так и калия. Поскольку характер распределения тория и калия в глинистых минералах такой, что в минералах с большим содержанием тория меньше калия и, наоборот, – с большим содержанием калия меньше тория, то оцениваемый по этому индикатору $V_{\text{гл}}$ меньше зависит от изменчивости минерального состава глин. Поэтому этот индикатор широко используется в практике интерпретации геофизических материалов при оценке глинистости коллекторов [34, 41].

Наиболее рискованным для оценки глинистости является применение индикатора POTA, т. к. концентрация калия не всегда однозначно связана с глинистостью [34]. Например, для продуктивных отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции вклад калия в общую радиоактивность песчаников составляет 55–75 %, алевролитов и глин – около 35–55 % [14].

Оценка глинистости по индикаторам THOR и CGR при отсутствии установленных для конкретных отложений корреляционных связей может производиться в линейном приближении по методике двух опорных пластов:

$$C_{\text{ел}}(\text{THOR}) = (\text{THOR} - \text{THOR}_{\min}) \cdot C_{\text{оп.ел}} / (\text{THOR}_{\text{оп.ел}} - \text{THOR}_{\min}); \quad (12.1)$$

$$C_{\text{ел}}(\text{CGR}) = (\text{CGR} - \text{CGR}_{\min}) \cdot C_{\text{оп.ел}} / (\text{CGR}_{\text{оп.ел}} - \text{CGR}_{\min}). \quad (12.2)$$

При этом точность оценки глинистости, кроме прочих факторов, связанных с различным содержанием ЕРЭ в глинистых минералах, будет зависеть от правильности выбора опорных пластов глин и чистых (неглинистых) пород и знания их характеристик ($C_{\text{ел}}(\text{оп.ел})$). Очевидно, для правильной оценки глинистости пород опорные пластины необходимо выбирать в пределах общего с исследуемыми

емым объектом фациально-стратиграфического комплекса и их характеристики должны быть известны и выдержаны. Если характеристики пластов, которые могут служить в качестве опорных, недостаточно изучены, то их глинистость может оцениваться по THOR. Для наиболее выдержанных отложений глин кыновского (средний девон) и тульского (каменноугольная система) горизонтов Волго-Уральского региона значение THOR, как показывают результаты СГК, достигает 24–29 ppm и 18–19 ppm, соответственно. Тогда:

$$C_{el} = THOR / THOR_{max}. \quad (13)$$

7.2. Определение содержания полевых шпатов и минерального состава глин

Содержание полевых шпатов в полимиктовых песчаниках определяется как разность между кажущейся глинистостью по CGR и THOR:

$$C_{nu} = C_{el}(CGR) - C_{el}(THOR).$$

Известно, что глинистые минералы существенно различаются по содержанию химически и физически связанной воды (водного эквивалента). Например, смектитовая группа глин содержит намного больший объем связанной воды, чем иллитовая (таблица 5). В связи с этим определение минерального состава глин имеет большое значение при обработке материалов ГИС и оценке по ним коллекторских свойств (ФЕС) изучаемого объекта.

Таблица 5

Петрофизические параметры различных минералов и горных пород
(по [40] с дополнениями)

Название	Формула	W-HKt ед. пор.	ρ_m , г/см ³	$\rho_{\text{ГГК}}$, г/см ³	P_e , барн/см ³	P_{em} , барн/см ³	ΔT_p , мкС/м	ΔT_s , мкС/м	Σma , ед. з.	λ , 1/дс
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Силикаты										
Кварц	SiO ₂	-1	2,65	2,64	1,81	1,81	182	243	4,6	101,2
Кристобалит	SiO ₂	-1,4	2,33	2,30	1,81	1,81			4,0	88
Опал (3,5 % H ₂ O)	SiO ₂ (H ₂ O) _{0,1209}	2,0	2,13	2,10	1,75	1,74	190		3,8	83,6
Гранат										
Альмандин	F ₃ Al ₂ (SiO ₄) ₃	1,8	4,32	4,31	11,1	10,3	117	209	45	990
Андрадит	Ca ₃ Fe ₂ Si ₃ O ₁₂	0,4	3,86	3,88	10,13	9,67			32	704
Гроссулярит	Ca ₃ Al ₂ Si ₃ O ₁₂	0,3	3,59	3,63	4,37	4,44			11	242
Пироп	(Mg, Fe) ₃ Al ₂ Si ₃ O ₁₂	0,4	3,58	3,61	1,60	1,61			6,2	138,4
Циркон	ZrSiO ₄	0	4,68	4,51	69,1	50	314	480	5,5	121
Амфибол	Ca ₂ NaMg ₂ Fe ₂ Al – Si ₈ O ₂₂ (O, OH) ₂	2,9	3,12	3,11	5,99	5,72	144	269	17,9	394
Турмалин	(Na, Ca)(Li, Mg, Al) (Al, Fe, Mn) ₆ – (BO ₃) ₃ (Si ₆ O ₁₈)(OH) ₄	11–12	3,00	2,93–3,00	1,9–10,5	1,3–9,5			4000	88000
Пластинчатые силикаты										
Каолинит	Al ₄ (Si ₄ O ₁₀)(OH) ₈	40	2,61	2,63	1,49	1,45	295	457	12,9	284

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Иллит	KAl ₄ (Si ₇ AlO ₂₀ (OH) ₄	9–10	2,65–2,69	2,64–2,69	2,04	2,05			12–14	264–308
Монтмориллонит	(Ca, Na) ₇ (Al, Mg, Fe) ₄ –(Si, Al) ₈ O ₂₀ (OH) ₄ ·4H ₂ O	18–53	2,2–2,7	2,2–2,7	1,3–1,55	1,24–1,5	285		14,7	323
Хлориты	(средн.)	35	2,72	2,72					10,65	234
Клинохлор	(Mg, Fe) ₅ Al(Si ₃ Al)–O ₁₀ (OH) ₈	29–47	2,63–2,98	2,6–3,0	1,04–12,7	0,95–11,7			35,6	673
Гониерит	(Mn, Mg) ₆ Si ₄ O ₁₀ –(OH) ₈	45	3,01	2,97	10–16	9,2–15			113	2486
Нимит	(Ni, Mg, Fe) ₅ Al(Si ₃ O)–O ₁₀ (OH) ₈	75	3,19	3,20	1,3–17	1,2–15			45	990
Мусковит	KAl ₂ (AlSi ₃)O ₁₀ –(OH) ₂	11	2,83	2,82	2,40	2,40	174	302	16,9	372
Биотит	K(Mg, Fe) ₃ AlSi ₃ O ₁₀ (OH) ₂	10–12	3,01	2,95–3,03	2,3–10,2	2,3–9,5	161	269	35,2	774
Глауконит	(K, Na, Ca) _{1,2–2} (Fe ²⁺ , Al, Fe, Mg) ₄ Si _{7–7,6} Al _{1–0,4} O ₂₀ (OH) ₄ ·2H ₂ O	11–18	2,45–2,85	2,42–2,83	5,1–6,1	4,8–5,9			17–22	374–484
Гидрослюды	K ₂ O·3Al ₂ O ₃ ·6SiO ₂ ·2H ₂ O	18,8	2,81	2,79			251		16,5	~370
Смешаннослоистые образования		19–44	2,37–2,62	2,37–2,62						
Полевые шпаты										
Микроклин	KAlSi ₃ O ₈	-1,3	2,59	2,56	2,86	2,87			15,8	348
Ортоклаз	KAlSi ₃ O ₈	-1,4	2,56	2,53	2,86	2,87	197		15,8	348

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Анортоклаз	KAlSi ₃ O ₈	-1,4	2,59	2,56	2,86	2,87	197		15,8	348
Альбит	NaAlSi ₃ O ₈	-1,1	2,62	2,59	1,68	1,68	161	279	7,7	169
Анортит	CaAl ₂ Si ₃ O ₈	-1,2	2,76	2,74	3,13	3,18	148		7,4	163
Карбонаты										
Кальцит	CaCO ₃	0	2,71	2,71	5,08	5,08	156	291	7,1	156
Арагонит	CaCO ₃	0,6	2,95	2,97	5,08	5,08	156	291	7,1	156
Доломит	CaMg(CO ₃) ₂	0,9	2,87	2,88	3,14	3,08	143	233	4,7	103
Сидерит	Fe(CO ₃) ₂	6	3,96	3,89	14,7	13,4	144	278	52,8	1162
Анкерит	Ca(Mg, Fe, Mn)(CO ₃) ₂	~1	2,94	2,90–2,95	7,3–8,7	6,9–8,1	174	274	24,9	548
Сульфаты										
Барит	BaSO ₄	-1	4,48	4,09	267	44	226	435	20	440
Целестин	SrSO ₄	-0,8	3,96	3,79	55,2	41,2	199	554	23,5	517
Сульфиды										
Пирит	FeS ₂	-1,7	5,02	5,00	17,0	16,1	125	194	91,2	2006
Пирротит	Fe ₇ S ₈	-1,7	4,60	4,53	20,5	19,3	213	361	95,8	108
Галенит	PbS	-2,3	7,4	6,3	163,1	133			13,4	295
Сфалерит	ZnS	-2,3	4,1	3,96	35,9	31,7	187	354	41	902
Халькопирит	CuFeS ₂	-1,9	4,2	4,07	26,7	24,4			102	2244
Халькоцит	Cu ₂ S	-1,5	5,5	5,2	37,4	33,4			168	3696
Оксиды										
Гематит	Fe ₂ O ₃	4,8	5,27	5,18	21,5	19,8	151	236	102	2244
Магнетит	Fe ₃ O ₄	3,8	5,18	5,08	22,2	20,5	240	509	103	2266

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Лимонит	FeO·OH·nH ₂ O (n = 2,1)	> 100	3,85	3,98	12,9	11,8	187	338	78,5	1727
Корунд	Al ₂ O ₃	0,5	4,02	4,03	1,55	1,57			11	242
Рутил	TiO ₂	1	4,18	4,06	10,1	9,7			192	4224
Шпинель	MgAl ₂ O ₄	-0,1-(+1)	3,5-4,1	3,49-4,13	1,49	1,51			7,5-10	165-220
Ильменит	FeTiO ₃	2,0	4,7	4,6	16,6	15,5			162	3564
Эвапориты (соли)										
Галит	NaCl	-1,5	2,17	2,04	4,65	4,86	220	381	761	16446
Карналлит	KMgCl ₃ ·6H ₂ O	63	1,61	1,57	4,09	4,11	256		372	8184
Ангидрит	CaSO ₄	-1	2,96	2,98	5,05	5,14	164	320	12,6	277
Гипс	CaSO ₄ ·2H ₂ O	53	2,32	2,35	3,99	3,99	172		18,6	409
Лангбейнит	K ₂ Mg ₂ (SO ₄) ₃	-1,1	2,83	2,82	3,56	3,57	171		24	528
Полигалит	K ₂ Ca ₂ Mg(SO ₄) ₄ ·2H ₂ O	14,5	2,78	2,79	4,32	4,35	189		23,8	524
Кизерит	MgSO ₄ H ₂ O	37	0,57	2,59	1,83	1,79			14,1	524
Смешанные породы										
Бура	Na ₂ B ₄ O ₇ ·10H ₂ O	> 100	1,71	1,71	0,473	0,247			8305	122710
Кернит	Na ₂ B ₄ O ₇ ·4H ₂ O	> 100	1,91	1,87	0,522	0,314			13000	286000
Флюорит	CaF ₂	-1,3	3,18	3,13	6,71	6,82			11	242
Апатит	Ca ₅ (PO ₄) ₃ (Fe, Cl, OH)	1,2	3,15	3,15	5,8-6,1	5,9-6,2			52	1144
Гётит	FeO(OH)	> 100	4,37	4,34	19,0	17,5			80	1760
Авгит	(CaNa)(Mg, Fe, Al) (Si, Al) ₂ O ₆	-0,7-(-1,1)	3,3	3,25-3,32	1,3-9,6	1,3-9,1			7-30	154-660

Окончание таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сера	S ₂	-2	2,07	0,02	5,4	5,8	400		20,6	453
Угли										
Антрацит	CH _{0,358} N _{0,009} O _{0,022}	> 60	1,6	1,57	0,17	-0,15	344		10,5	231
Битумы	CH _{0,793} N _{0,015} O _{0,078}	> 100	1,35	1,34	0,17	-0,16	394		20	440
Лигнит (бурый уголь)	CH _{0,849} N _{0,015} O _{0,211}	> 45	1,1	1,05	0,20	-0,11	525		12,6	277

Глинистые минералы в случае мономинерального состава по данным СГК достаточно уверенно определяются за счет различного содержания в них тория и калия. Для этих целей используются THOR×POTA кросс-плоты и параметр TPRA (рисунок 5). При этом, поскольку в полимиктовых песчаниках калий содержится не только в глинистых минералах, но и в (калиевых) полевых шпатах, то прежде необходимо скорректировать показания POTA на влияние полевых шпатов: $POTA_{\text{ел}} = POTA - POTA_{\text{шу}} \cdot C_{\text{шу}}$.

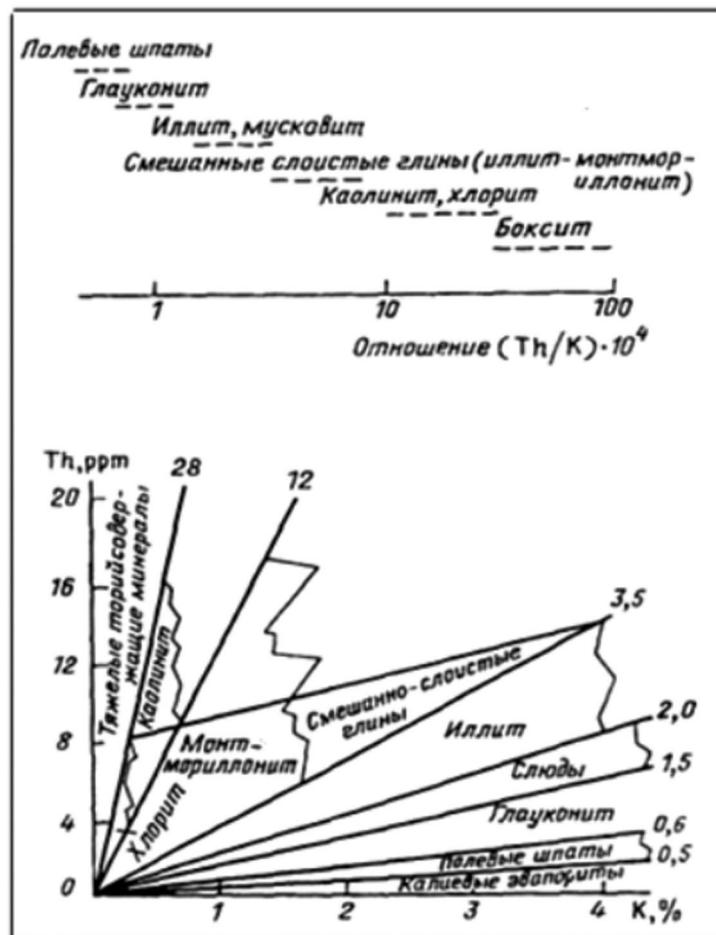


Рисунок 5. Кросс-плоты для оценки минерального состава глин [37].

Шифр кривых – TPRA

В общем случае минеральный состав полиминеральных глинистых пород и их объемное содержание [37] по СГК не определяются [8, 12] без привлечения данных других методов каротажа, таких как нейтронный и гамма-гамма-плотностной. Однако при привлечении дополнительного метода появляется и дополнительный неизвестный параметр – пористость, что не облегчает решение задачи. Возможность же оценки объемного содержания глинистых минералов

по данным СГК связана с тем, что в большинстве случаев имеются априорные сведения о составе, по крайней мере, основных глинистых минералов в интересующих интервалах разреза, что упрощает выбор модели для интерпретации данных СГК без привлечения данных других методов каротажа. Кроме того, относительный параметр СГК (TPRA) и THOR×POTA-кросс-плот (рисунок 6) помогают при выборе модели интерпретации данных СГК. Однако это относится только к случаю мономинерального состава глин и применимо только для грубой оценки наличия тех или других глинистых минералов в небольшом интервале однородного пласта (рисунок П2.11). При изучении большого интервала разреза, где встречаются разные глинистые минералы и полевые шпаты (в полимиктовых песчаниках, например), кросс-плоты дают «облако» точек (рисунок 6), по которому нельзя судить о преимущественном минеральном составе глин. В этом случае необходимо выбрать модель интерпретации данных СГК с учётом основного состава глинистых минералов по результатам анализа керна из изучаемых отложений.

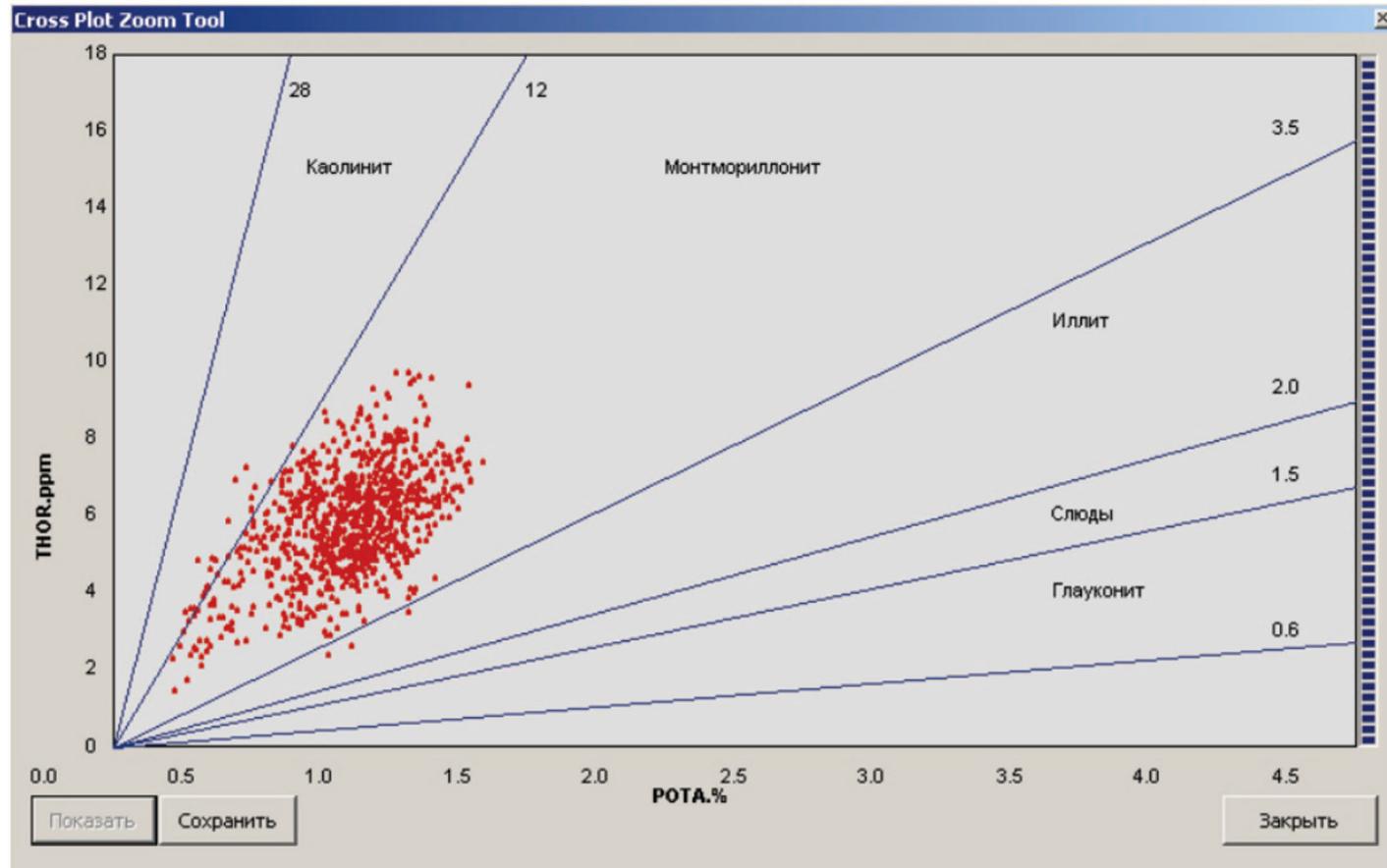


Рисунок 6. Оценка минерального состава глин по данным СГК.

Шифр линий – параметр TPRA

Например, породы ассельского и артинского горизонтов Северо-Западного Казахстана по данным описания керна и результатов его рентгеноструктурного анализа представлены: кварцитом, кальцитом, полевым шпатом (неглинистые минералы – скелет породы) и гидрослюдой, хлоритом и, иногда, монтмориллонитом в глинистой фракции. При этом содержание гидрослюды в глинах доходит до 80 %, хлорита – до 20 %. В отдельных пластах были встречены повышенные содержания урана, связанные с органическим материалом в чёрных аргиллитах. Следовательно, модель интерпретации данных СГК для этих отложений (при допущении, что скелет породы не содержит ЕРЭ) описываются системой уравнений следующего вида:

$$C'_{\text{ел}} = C_{\text{хл}} + C_{\text{мт}} + C_{\text{гс}} + C_{\text{ни}}, \quad (14.1)$$

$$THOR = THOR_{\text{хл}} \cdot C_{\text{хл}} + THOR_{\text{мт}} \cdot C_{\text{мт}} + THOR_{\text{гс}} \cdot C_{\text{гс}} + THOR_{\text{ни}} \cdot C_{\text{ни}}, \quad (14.2)$$

$$POTA = POTA_{\text{хл}} \cdot C_{\text{хл}} + POTA_{\text{мт}} \cdot C_{\text{мт}} + POTA_{\text{гс}} \cdot C_{\text{гс}} + POTA_{\text{ни}} \cdot C_{\text{ни}}, \quad (14.3)$$

где $C'_{\text{ел}} = f(\text{CGR})$ – кажущаяся глинистость, включающая кроме глинистых минералов и полевые шпаты;

$C_{\text{хл}}$, $C_{\text{мт}}$, $C_{\text{гс}}$, $C_{\text{ни}}$ – массовое содержание хлорита, монтмориллонита, гидрослюды и полевого шпата;

$(THOR, POTA)_{\text{хл}, \text{мт}, \text{гс}, \text{ни}, \text{ск}}$ – содержание тория и калия в этих минералах, значения которых для рассматриваемых отложений должны быть установлены по керну.

При $\rho_{\text{ел}} = \rho_{\text{породы}}$ $C'_{\text{ел}}$ численно равна $V'_{\text{ел}}$ – объемному коэффициенту глинистости. В общем случае имеем:

$$C'_{\text{ел}} = V'_{\text{ел}} \cdot \frac{\rho_{\text{ел}}}{\rho_{\text{породы}}}. \quad (15)$$

Если глинистость определена по параметру $THOR$, т. е. $C'_{\text{ел}} = f(THOR)$, то в системе уравнений (12) $C_{\text{ни}}$ будет отсутствовать, т. к. торий не содержится в полевых шпатах. Тогда содержание полевых шпатов определяется по формуле: $C_{\text{ни}} = C'_{\text{ел}}(\text{CGR}) - C'_{\text{ел}}(THOR)$ и система уравнений (14) решается относительно трех неизвестных – содержаний глинистых минералов.

Матричная система уравнений (14) в зависимости от количества неизвестных, входящих в нее, может быть определенной (когда количество уравнений соответствует количеству неизвестных) и недоопределенной (когда количество неизвестных превышает количество уравнений). Так, например, глинистость массивных глин в отложениях мелового возраста Сургутского свода согласно отчетам по подсчету запасов по многим месторождениям меняется в пределах от 0,6 до 0,76, глинистый цемент коллекторов представлен в основном каолинитом, хлоритом, гидрослюдой (биотитом) и смешанно-слойными образованиями на основе монтмориллонита и гидрослюды. Монтмориллонит чаще встречается в пластах АС. Скелет представлен в большинстве случаев аркозовыми песчаниками и полевыми шпатами (до 35–40 %). Таким образом, радиоактивность пород в основном связана с глинистыми минералами и полевыми шпатами. Содержание урана слабо коррелируется с глинистостью, и, в основном, связано с наличием органического материала типа битумоидов и керогена. Тогда на основе содержания тория и калия можно рассматривать две модели содержания глинистых минералов, описываемых следующими системами уравнений:

$$1) C_{el} = C_{xl} + C_{km} + C_{ec}; \quad (16.1)$$

$$THOR = C_{xl} \cdot A_{xl} + C_{km} \cdot A_{km} + C_{ec} \cdot A_{ec}; \quad (16.2)$$

$$POTA_{el} = C_{xl} \cdot B_{xl} + C_{km} \cdot B_{km} + C_{ec} \cdot B_{ec}; \quad (16.3)$$

$$2) C_{el} = C_{xl} + C_{mm} + C_{ec}; \quad (17.1)$$

$$THOR = C_{xl} \cdot A_{xl} + C_{mm} \cdot A_{mm} + C_{ec} \cdot A_{ec}; \quad (17.2)$$

$$POTA_{el} = C_{xl} \cdot B_{xl} + C_{mm} \cdot B_{mm} + C_{ec} \cdot B_{ec}, \quad (17.3)$$

где C_{km} , C_{mm} , C_{xl} , C_{ec} – массовые содержания каолинита, монтмориллонита, хлорита, гидрослюды;

A и B – содержание тория и калия в соответствующих минералах, которые должны быть определены по результатам исследований керна;

$POTA_{el} = POTA - POTA_{nii} \cdot C_{nii}$. Для условий меловых отложений Сургутского свода удовлетворительные решения уравнений получаются при следующих значениях петрофизических данных:

Таблица 6

Минералы	THOR (ppm)	РОТА (%)	$W(V/V)$	ρ (г/см ³)	ΔT (мкс)	Σ_a (е. з.)
Хлорит	4,0	0,30	0,35	2,72	234	35,6
Каолинит	19	0,42	0,40	2,63	295	12,9
Гидрослюдя	0,1	8,5	0,188	2,79	251	16,8
Монтмориллонит	24	1,39	0,47	2,40	285	14,7
Глауконит	9,0	5,2	0,18	2,83	245	20,0
Биотит	0,01	8,5	0,12	3,01	161	35,2
Мусковит	0,01	8,6	0,11	2,83	174	16,9
P-полевые шпаты	0	10–12	-0,13	2,59	197	15,8
N-полевые шпаты	0	10	-0,01	3,01	161	7,7
Органика	0	0	0,8	1,34	394	22,0
Полигалит	50	13,37	0,26	2,79	190	23,8

где W – водный эквивалент минерала, ρ – плотность, ΔT – интервальное время, Σ_a – сечение захвата тепловых нейтронов.

При изучении других отложений на основе имеющихся петрофизических данных с использованием кросс-плота (рисунок 5) выбирается соответствующая модель решения задачи.

Решаются системы уравнений (16) и (17) и выбираются положительные, т. е. те решения, когда все значения содержаний минералов (См) положительны. Решения, в которых имеются небольшие отрицательные значения См (за счет погрешностей определения содержания ЕРЭ и неточности петрофизических данных), обнуляются. Из положительных решений выбираются наиболее вероятные, например, модель 1 для пластов БС и модель 2 для пластов АС. Нулевые решения модели 1 заменяются положительными решениями модели 2 и наоборот.

В зависимости от выбранной петрофизической модели интерпретации минеральный состав глин и содержание ЕРЭ в них может меняться, что является предметом настройки методики интерпретации к условиям определенных отложений.

7.3. Определение содержания органического вещества

Для пластов, против которых наблюдается повышенное содержание урана, по установленным петрофизическим зависимостям определяется содержание органического материала $C_{opz} = f(URAN)$. Для отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода установлены следующие зависимости [8], соответственно:

$$C_{opz} = 0,325 - URAN - 1,05, \text{ если } URAN > 3,23 \text{ ppm}; \quad (18)$$

$$C_{opz} = 1,444 \cdot URAN - 1,913, \text{ если } URAN > 1,32 \text{ ppm}. \quad (19)$$

Усредненная зависимость содержания органического углерода от концентрации урана для отложений баженовской свиты по данным Хабарова В. В. (1981 г.) [34] описывается уравнением:

$$C_{opz} = 0,25 \cdot URAN - 2,0, \quad (20)$$

или

$$C_{opz} = 0,316 \cdot URAN - 0,002 \cdot URAN^2 + 1,77, \quad (21)$$

если $5 < URAN < 80$ ppm для других отложений юрского возраста. Пример комплексной интерпретации данных ГИС с учетом содержания органического материала приводится на рисунке 7.

В меловых отложениях повышенное содержание урана встречается редко и, поэтому, для этих отложений петрофизическая зависимость между содержанием урана и органического углерода не установлена.

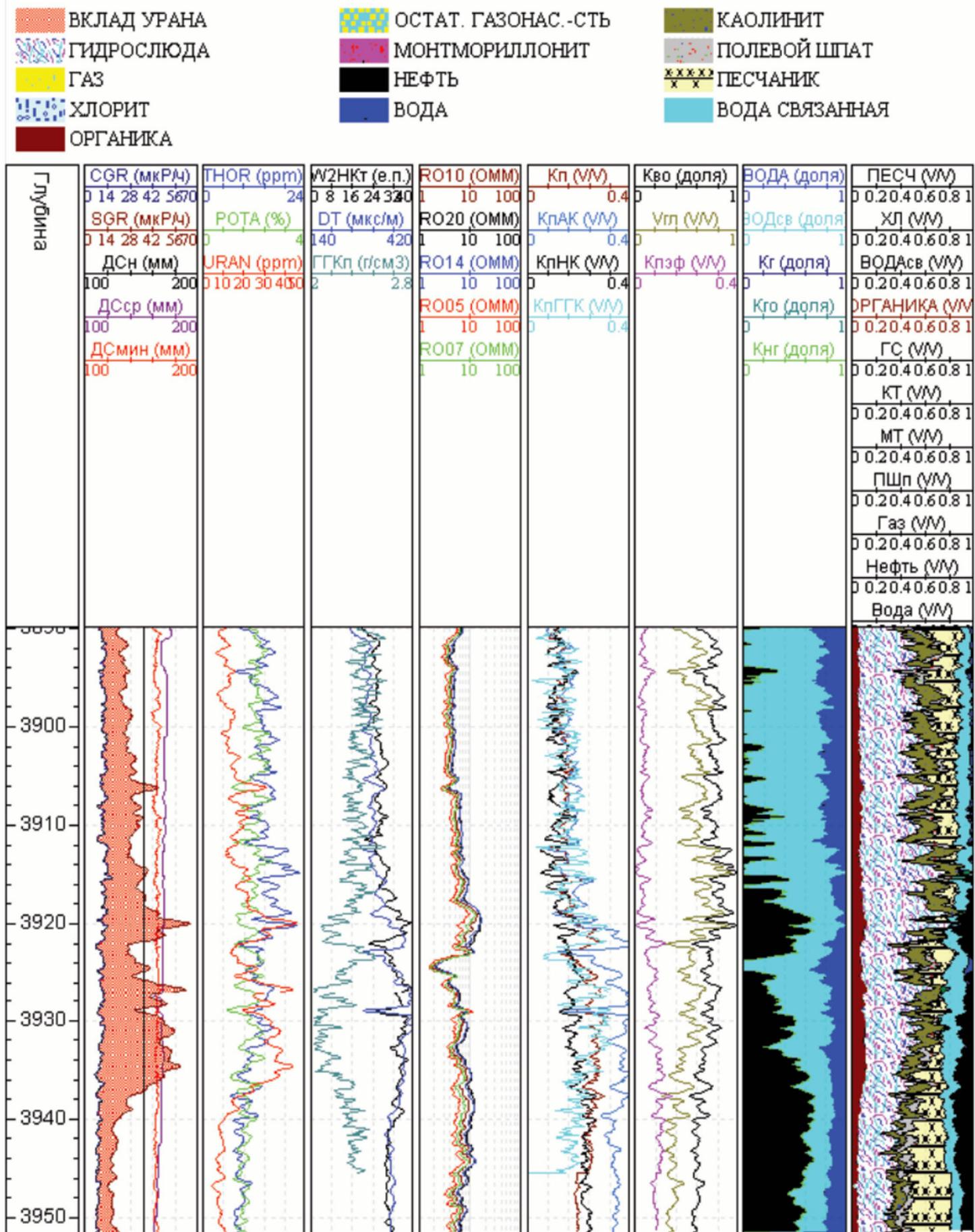


Рисунок 7. Фрагмент планшета с результатами комплексной интерпретации данных ГИС, включающими СГК. Ачимовская (выше гл. 3914 м), баженовская (3914–3938 м) и абалаковская (ниже гл. 3938 м) свиты в юрских отложениях Западной Сибири

7.4. Выделение интервалов с вторичной доломитизацией, связанных с трещиноватостью карбонатных отложений

В карбонатных отложениях повышенное содержание урана может быть связано с их битуминозностью (доманикиты, в районах Урало-Поволжья (рисунок 8), что на диаграммах ГК и пористости отражается повышенными значениями), или вторичной доломитизацией трещиноватых интервалов (отложения верейского и сакмарского горизонтов Оренбуржья). Во втором случае значения Кп по всем методам невысокие (рисунки 9.1 и 9.2). Для этих случаев должны быть установлены соответствующие петрофизические зависимости для выделения битуминозных и трещиноватых интервалов.

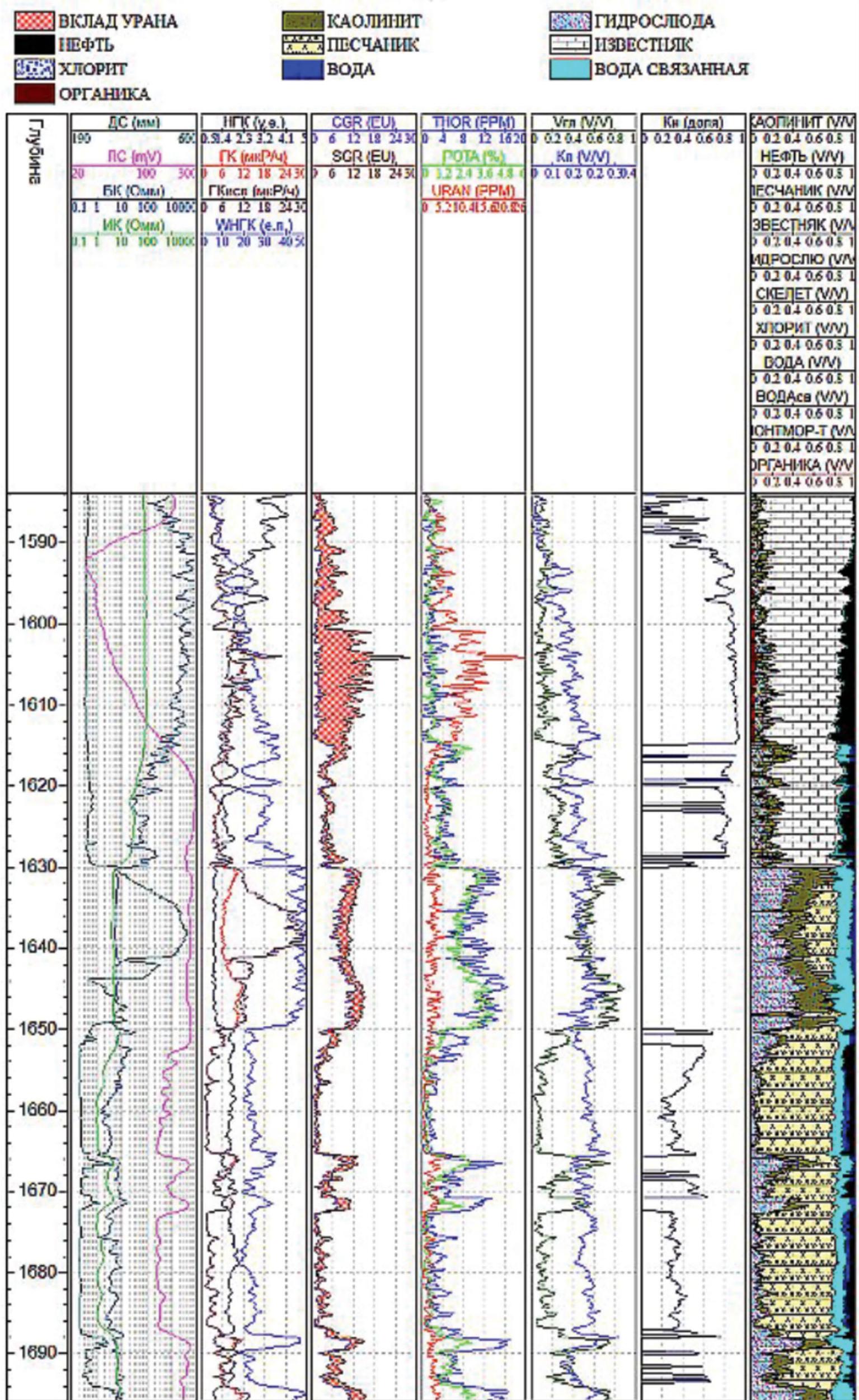
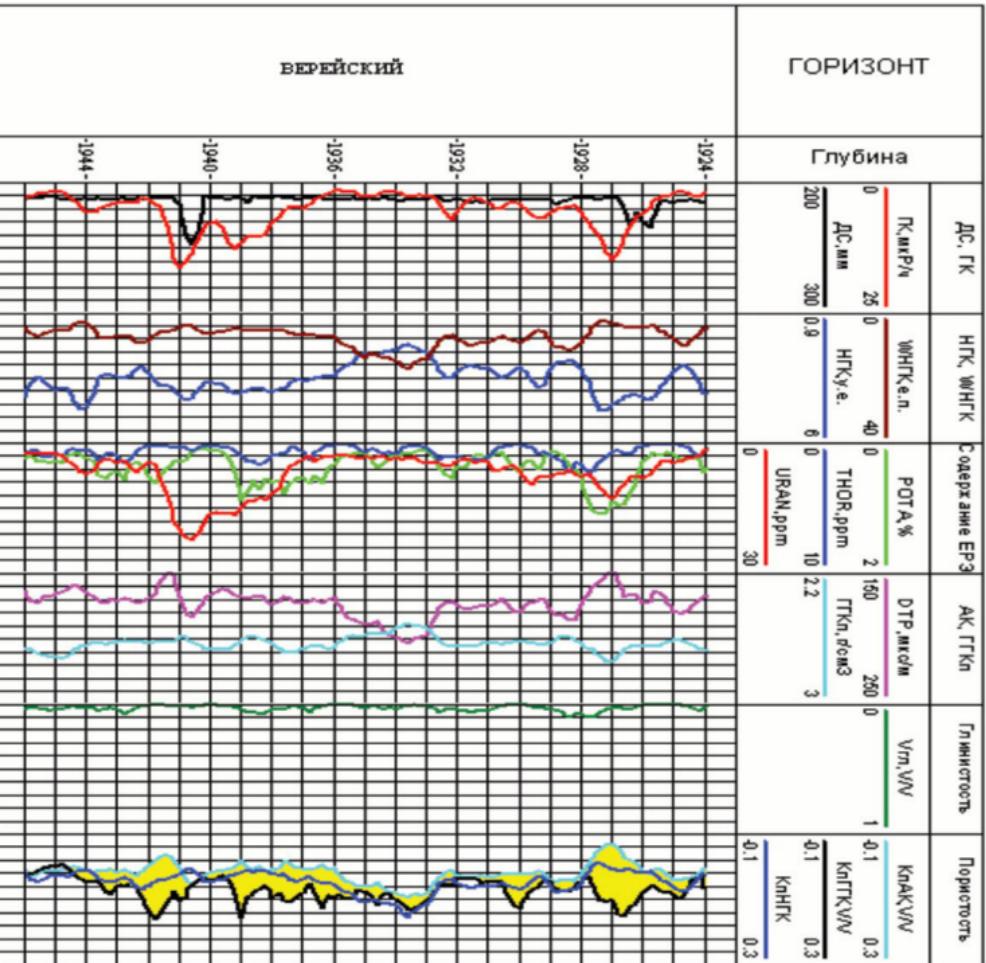


Рисунок 8. Пример повышенного содержания урана в битуминозных отложениях доманиковского возраста (Татарстан)



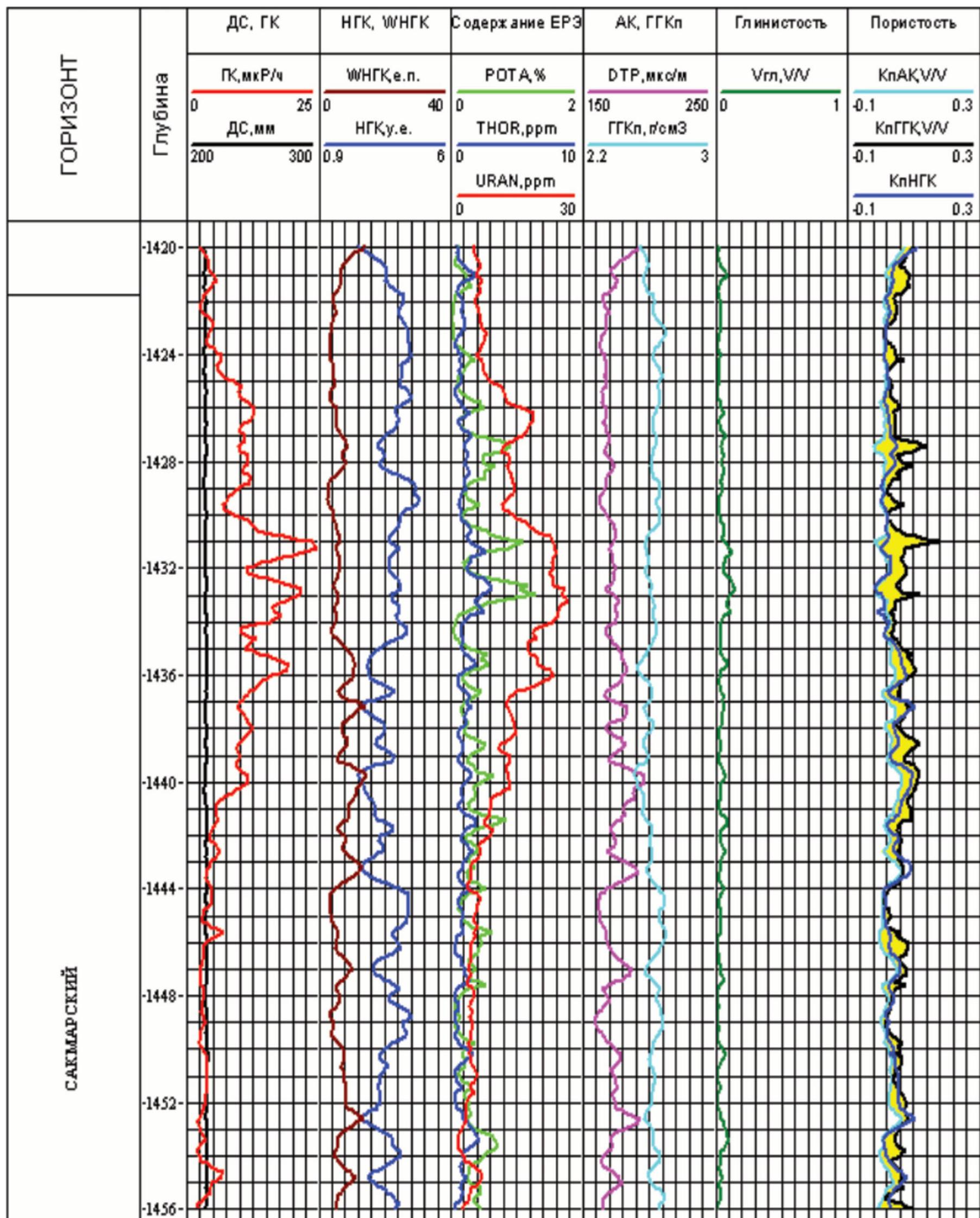


Рисунок 9.2. Пример повышенного содержания урана в отложениях сакмарского горизонта

В приведенных выше примерах повышенное содержание урана в отложениях, судя по характеру кривых пористости по различным методам, не связано с содержанием органики. Диаграммы пористости в карбонатных отложениях верейского и сакмарского горизонтов получены по зависимостям (17). В интервалах чистых известняков они совпадают, а в интервалах доломитизации – расходятся, т. к. в модели интерпретации скелет был представлен известняком. Наблюдается также расхождение диаграмм (закрашено желтым цветом на рисунке) в газонасыщенных интервалах за счет более сильной чувствительности метода ГГКп к изменению измеряемой плотности в этих интервалах.

На рис. 10 приведен пример с результатами комплексной интерпретации данных ГИС в горизонтальной скважине, проведенной в карбонатных отложениях. Здесь повышенные показания урана связаны с доломитизацией вскрытых скважиной пород. Объёмная модель построена на основе интерпретации данных СГК и комплекса ННКт (W2НКт) и АК (DT). Коэффициент пористости PorNS также рассчитан по комплексу НК и АК [25]. При оперативной интерпретации данных ГИС без привлечения данных СГК, в частности при определении глинистости без учета вклада урана в показания ГК, оказалось невозможным выделить коллекторы в разрезе из-за завышенной оценки глинистости.

Довольно высокими показаниями содержания урана (до 5 ppm) выделяются также подсолевые карбонатные отложения осинского горизонта (рисунок 10.6 [33]).

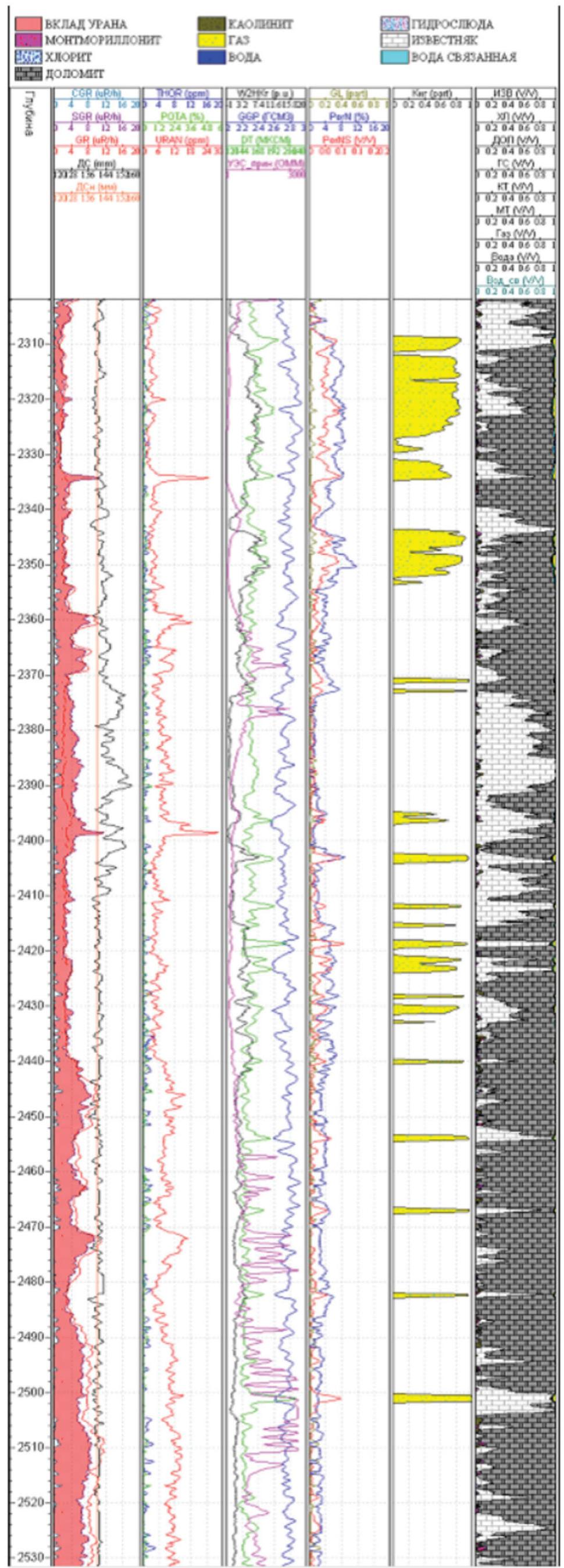


Рисунок 10. Пример повышенного содержания урана, связанного с доломитизацией.

Обозначения: GL – коэффициент глинистости; PorN – коэф. общей пористости по НК; PorNS – коэф. пористости по комплексу НК и АК с учетом газонасыщенности коллекторов

[26]

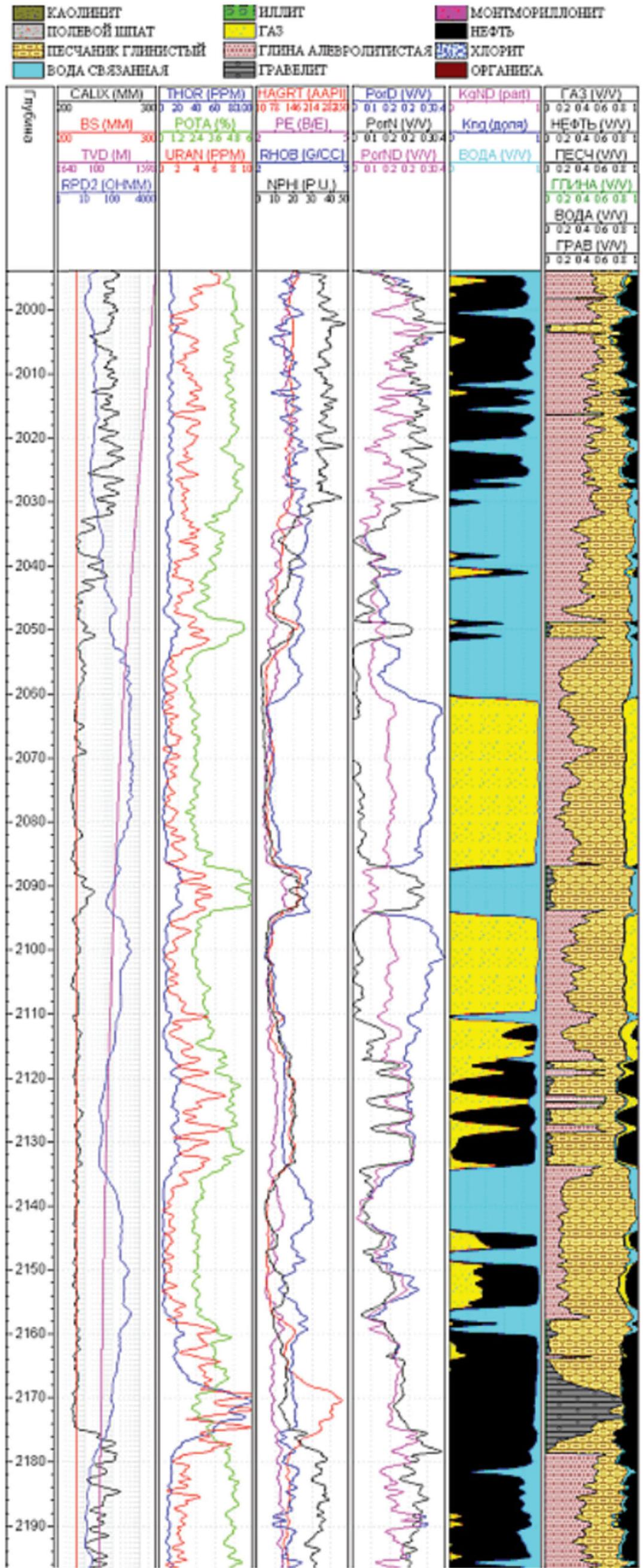


Рисунок 11. Пример определения коэффициента пористости и нефте- и газонасыщенности коллекторов (по НК и ГГКп) в песчано-глинистом разрезе с выделением гравелитов (по СГК) в верхнечонских отложениях Восточной Сибири. Горизонтальный участок ствола скважины

7.5. Выделение гравелитов

В неоднородных песчаниках, залегающих непосредственно на фундаменте, таких как верхнечонские в Восточной Сибири и хамакинские в Юго-Западной Якутии, по данным СГК часто встречаются пласти с высоким содержанием урана и тория (до 100 ppm и выше), которые приурочены к крупно-обломочным породам – гравелитам. По результатам исследований керна такие породы содержат большое количество акцессорных минералов типа монацита, циркона и др. Эти отложения встречаются в виде линз и прослоев в толще относительно однородных пластов, но в подошвенной части образуют довольно выдержаные по мощности прослои до десятка метров по вертикали (рис. 11). Эти отложения могут быть хорошими коллекторами.

Наличие таких отложений в разрезе делает использование СГК в комплексе ГИС необходимым условием работы на этих месторождениях.

Для таких месторождений характерна также высокая галитизация коллекторов, что также затрудняет их выделение и оценку ФЕС – пористости и проницаемости.

7.6. Учет влияния минерального состава глин и содержания органического материала при определении пористости по геофизическим параметрам

С использованием результатов решения вышеприведенных петрофизических уравнений определяются: водный эквивалент, интервальное время, плотность и сечение захвата тепловых нейтронов глинистого цемента с учетом содержания полевых шпатов и органики:

$$W_{\text{цем}} = W_{\text{км}} \cdot V_{\text{км}} + W_{\text{мм}} \cdot V_{\text{мм}} + W_{\text{эс}} \cdot V_{\text{эс}} + W_{\text{хл}} \cdot V_{\text{хл}} + W_{\text{ну}} \cdot V_{\text{ну}} + W_{\text{опг}} \cdot V_{\text{опг}}; \quad (22.1)$$

$$\begin{aligned} \Delta T_{\text{цем}} = & \Delta T_{\text{км}} \cdot V_{\text{км}} + \Delta T_{\text{мм}} \cdot V_{\text{мм}} + \Delta T_{\text{эс}} \cdot V_{\text{эс}} + \Delta T_{\text{хл}} \cdot V_{\text{хл}} + \\ & + \Delta T_{\text{ну}} \cdot V_{\text{ну}} + \Delta T_{\text{опг}} \cdot V_{\text{опг}}; \end{aligned} \quad (22.2)$$

$$D_{\text{цем}} = D_{\text{км}} \cdot V_{\text{км}} + D_{\text{мм}} \cdot V_{\text{мм}} + D_{\text{эс}} \cdot V_{\text{эс}} + D_{\text{хл}} \cdot V_{\text{хл}} + D_{\text{ну}} \cdot V_{\text{ну}} + D_{\text{опг}} \cdot V_{\text{опг}}; \quad (22.3)$$

$$\Sigma_{цем} = \Sigma_{км} \cdot V_{км} + \Sigma_{мм} \cdot V_{мм} + \Sigma_{гс} \cdot V_{гс} + \Sigma_{хл} \cdot V_{хл} + \\ + \Sigma_{ни} \cdot V_{ни} + \Sigma_{орг} \cdot V_{орг}, \quad (22.4)$$

где V_m – объёмное содержание минералов равно $C_m \cdot D_{ел} / D_m$;

$D_{ел}$ и D_m – средняя плотность глинистых минералов и отдельных глинистых минералов, соответственно, в г/см³;

ΔT_m – интервальное время распространения продольных волн;

Σ_m – суммарное сечение захвата тепловых нейтронов в глинистых минералах, полевых шпатах и органическом материале, в мкс/м и е. з., соответственно;

$V_{орг} = C_{орг} / D_{орг}$, $D_{орг}$ – плотность органического вещества.

Пример с результатами интерпретации данных комплекса ГИС с использованием результатов интерпретации материалов СГК по вышеприведенным формулам (22) приведен на рисунке 12.

Поскольку глинистые минералы по плотности слабо различаются, то численные значения C_m и V_m в первом приближении можно принять равными. Водный эквивалент органического материала меняется в пределах от 0,75 до 1,0 [9]. По данным Хабарова В. В. [35] его в первом приближении можно принять равным 1.

Описанная выше методика определения компонентного состава глинистых минералов и их вклада в измеряемые параметры нейтронного, акустического, гамма-гамма-плотностного и импульсного нейтронного каротажа реализована в интерпретационной программе **SGL** [19] и системе сбора и обработки геолого-геофизической информации «ПРАЙМ». В Приложении 2 приведена Инструкция для пользователя по работе с программой **SGL**.

На рисунке 12 приведен планшет с результатами интерпретации материалов СГК в обрабатывающей геолого-геофизическую информацию системе «ПРАЙМ». В двух левых колонках приведены исходные (входные) параметры СГК, далее – результаты интерпретации.

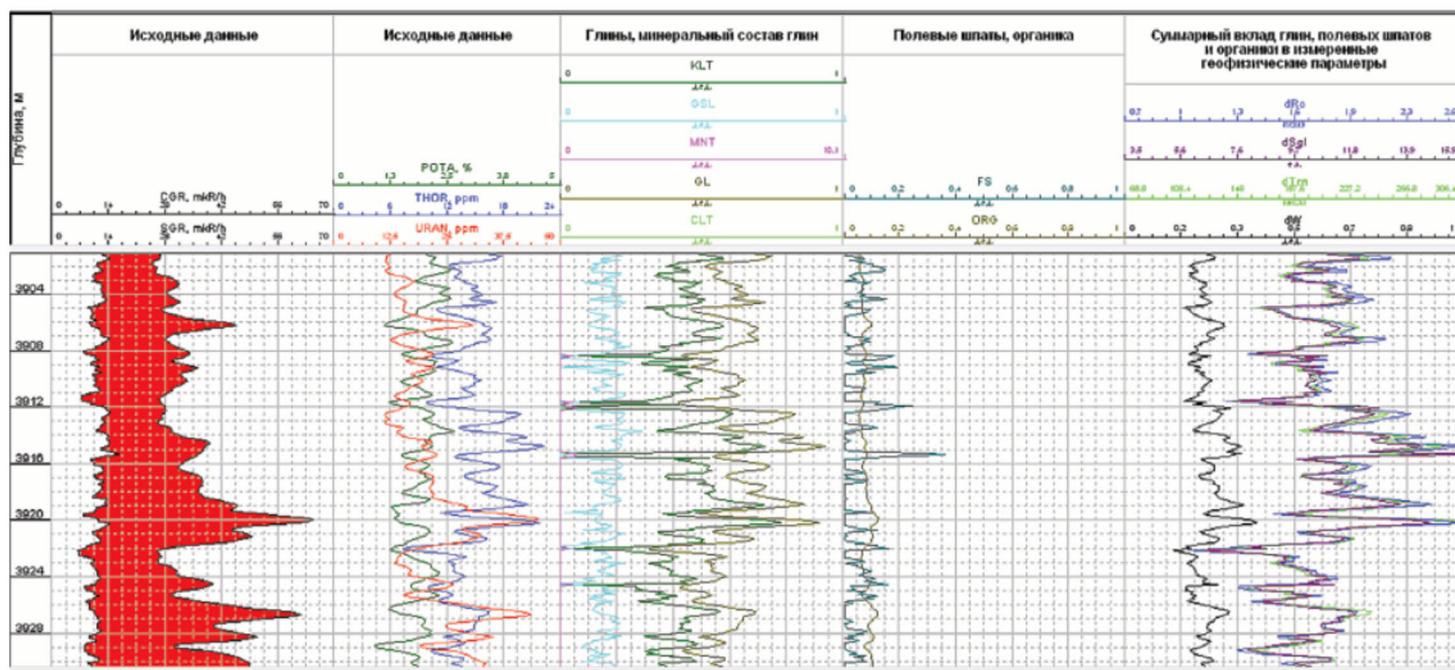


Рисунок 12. Фрагмент с результатами интерпретации материалов СГК в обрабатывающей геолого-геофизическую информацию системе «ПРАЙМ»

На рисунке 13 в качестве примера приведен фрагмент планшета с рассчитанными по вышеприведенному способу параметрами по скв. 204 Ямбургского месторождения. В последней колонке приведено сопоставление водного эквивалента глин с учетом их минерального состава (кривая dW) и без их учета (кривая dW_{gl}) по принятому для этих отложений значению водного эквивалента глин 0.3. Видно сильное различие указанного параметра в отложениях баженовской свиты (гл. 3913–3945 м) (до 10–11 е. п.), а в ачимовских отложениях (выше гл. 3913 м) различия относительно невысокие (2–3 е. п.), однако при отнесении пластов к разряду коллекtorов или не-коллекtorов это может сыграть решающую роль.

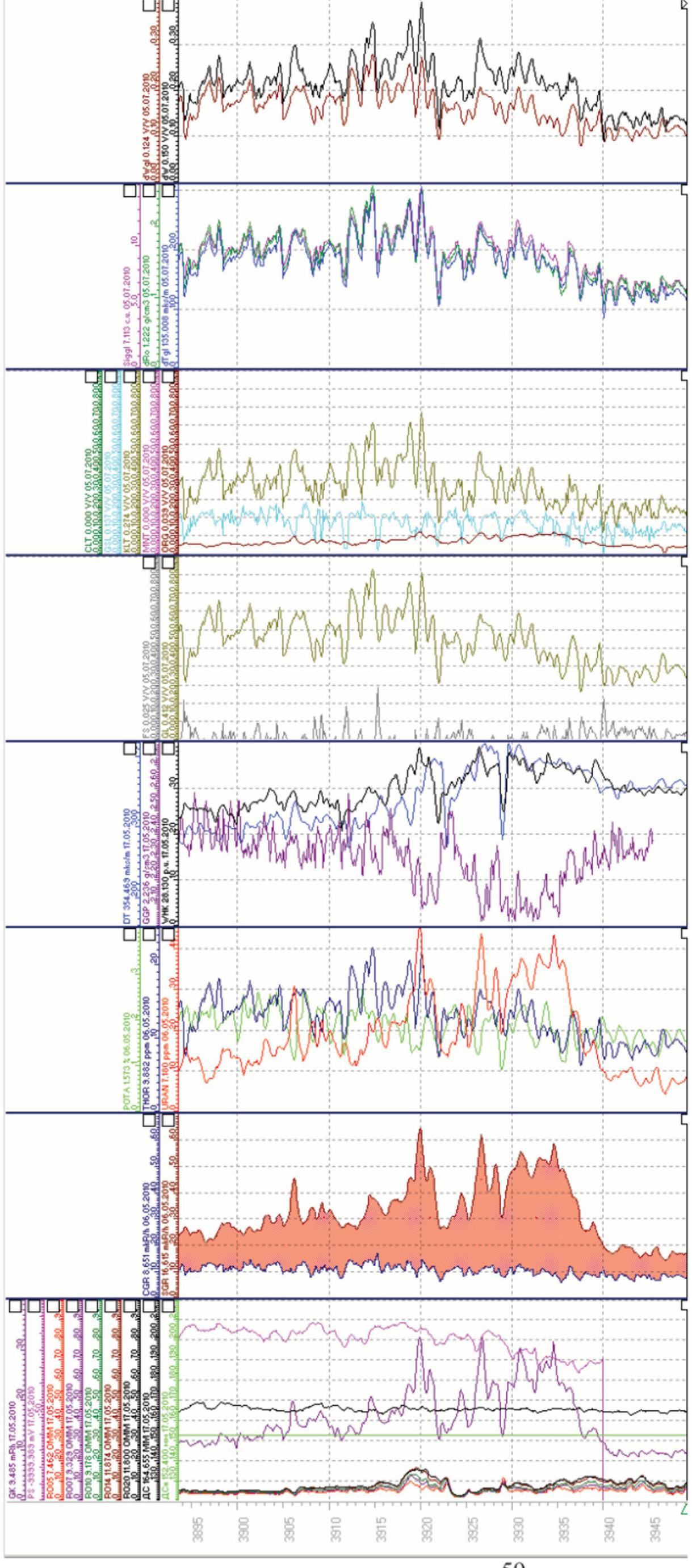


Рисунок 13. Сопоставление параметров глин с учетом минерального состава и без учета

7.7. Учет влияния полевых шпатов при определении пористости полимиктовых коллекторов по данным ННКт

Полимиктовые песчаники являются резервуарами нефти и газа большинства основных нефтегазоносных регионов, таких как Западная Сибирь. Они от кварцевых песчаников отличаются значительным содержанием полевых шпатов, доходящим до 38,6 % от объёма скелета породы для мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты (Ушатинский И. А., Зарипов О. Г., 1978 г.) и до 40 % в меловых отложениях Сургутского свода.

Сечение поглощения тепловых нейтронов у полевых шпатов существенно отличается от сечения кварца: кварц – 4,26 си; калиевые полевые шпаты – 15,8 си; натриевые – 7,7 си; кальцитовые – 7,4 си [25]. Однако большинство отечественных программ обработки данных ННКт предусматривает введение поправки на литологию с учётом лишь водного эквивалента основных породообразующих минералов, например, кварца для полимиктовых песчаников, а сечение захвата тепловых нейтронов, связанное с присутствием полевых шпатов, не учитывается. Это приводит к завышению определяемой общей пористости коллекторов. В связи с этим на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири данные ННКт для оценки пористости коллекторов практически не используются, хотя метод входит в обязательный комплекс геофизических исследований разрезов нефтегазовых скважин.

Между тем данные СГК позволяют решить эту проблему. Если допустить, что скелет полимиктовых песчаников представлен в основном кремнеземом и полевыми шпатами и известно соотношение содержания калиевых и натриевых полевых шпатов, то с использованием данных СГК (VGL, FSP) можно рассчитать сечение захвата матрицы по следующей формуле [25]:

$$\begin{aligned}\Sigma_{nn} = & ((1 - VGL - FS - KnHKm) \cdot \Sigma_n + FSP \cdot \Sigma_{kph} + \\ & + FSN \cdot \Sigma_{nph}) / (1 - VGL - KnHKm),\end{aligned}\quad (23)$$

где Σ_{nn} – сечение захвата тепловых нейтронов матрицы полимиктовых песчаников;

VGL – коэффициент объёмной глинистости по СГК;

$FS = FSP + FSN$ – объёмное содержание полевых шпатов (калиевых и натриевых);

$KnHKm$ – кажущаяся водо-насыщенная пористость WNK (по градуировочной зависимости аппаратуры), исправленная за скважинные условия, глинистость и литологию;

Σ_n , Σ_{kpti} , Σ_{npti} – сечения захвата песчаника, калиевых полевых шпатов и натриевых полевых шпатов, соответственно.

Тогда поправка на влияние сечения захвата тепловых нейтронов матрицы может быть рассчитано по следующей приближённой формуле [44]:

$$dS_{nn} = (-45,55 / \Sigma_{nn}^2 + 48,31 / \Sigma_{nn}) - 8,83) \cdot (0,08 \cdot KnHKm \cdot \exp(-0,04 \cdot KnHKm + 0,05), \% . \quad (24)$$

Результаты оценки поправки за влияние сечения тепловых нейтронов матрицы в ачимовских отложениях и баженовской свиты по предлагаемой методике показывают (рисунок 14), что она составляет до $-4,0$ е. п., в то время как в отложениях абалаковской свиты эта разница намного меньше, а в отложениях тюменской свиты (ниже глубины 2840 м) снова возрастает.

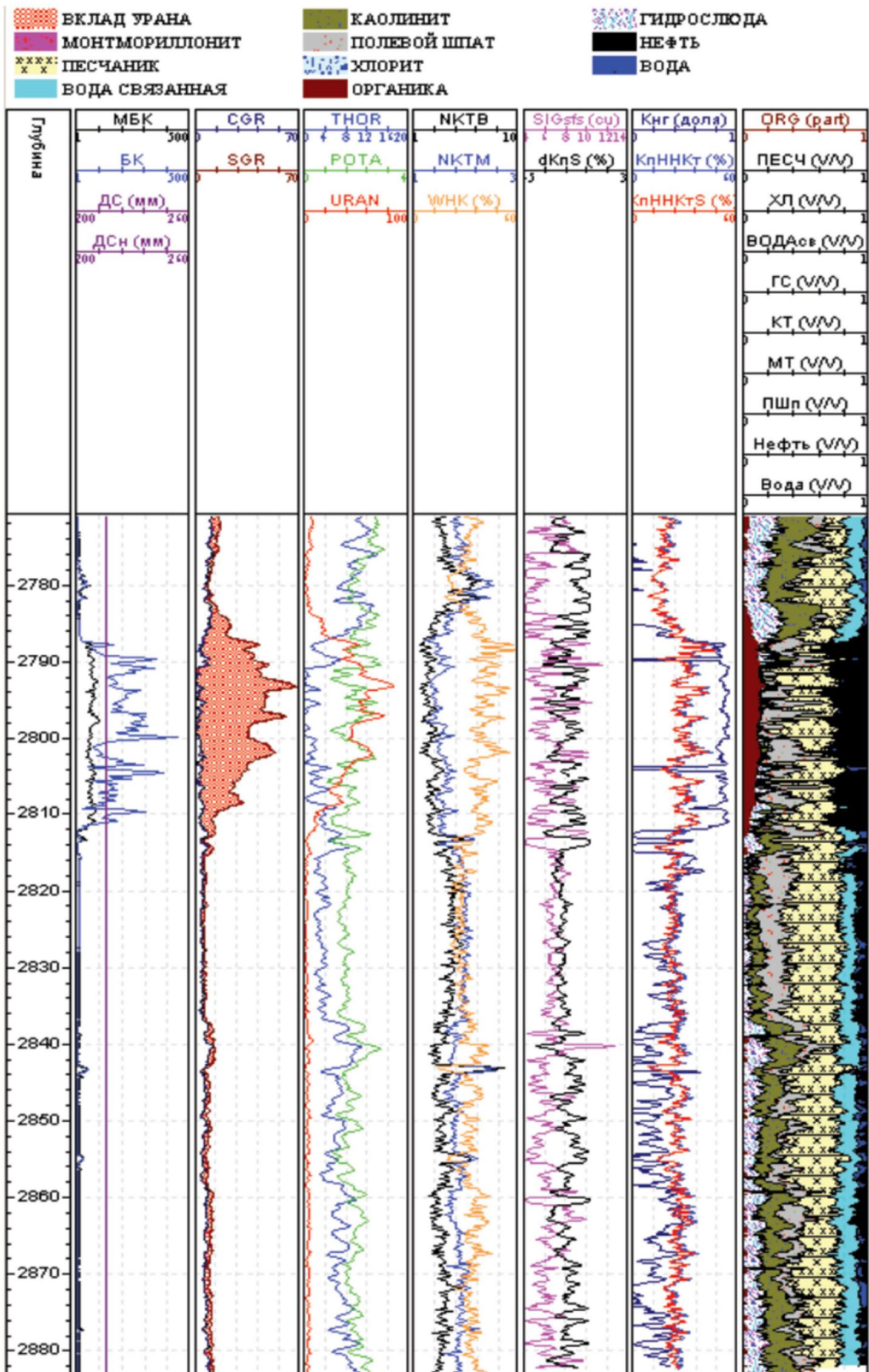


Рисунок 14. Пример оценки пористости полимиктовых коллекторов баженовской (гл. 2783–2812 м) и абалакской (2812–2859 м) свит по 2ННКт с учётом влияния сечения захвата тепловых нейтронов матрицы ($Kn\text{NNKt}_S$) и органического материала по данным СГК

На рисунке 15 приведено сопоставление диаграмм Кп-НК, оцененных без учета влияния полевых шпатов (Kp2N_1) и с учетом (Kp2N_2) в отложениях тюменской свиты. Видно, что против коллекторов их разница существенная.

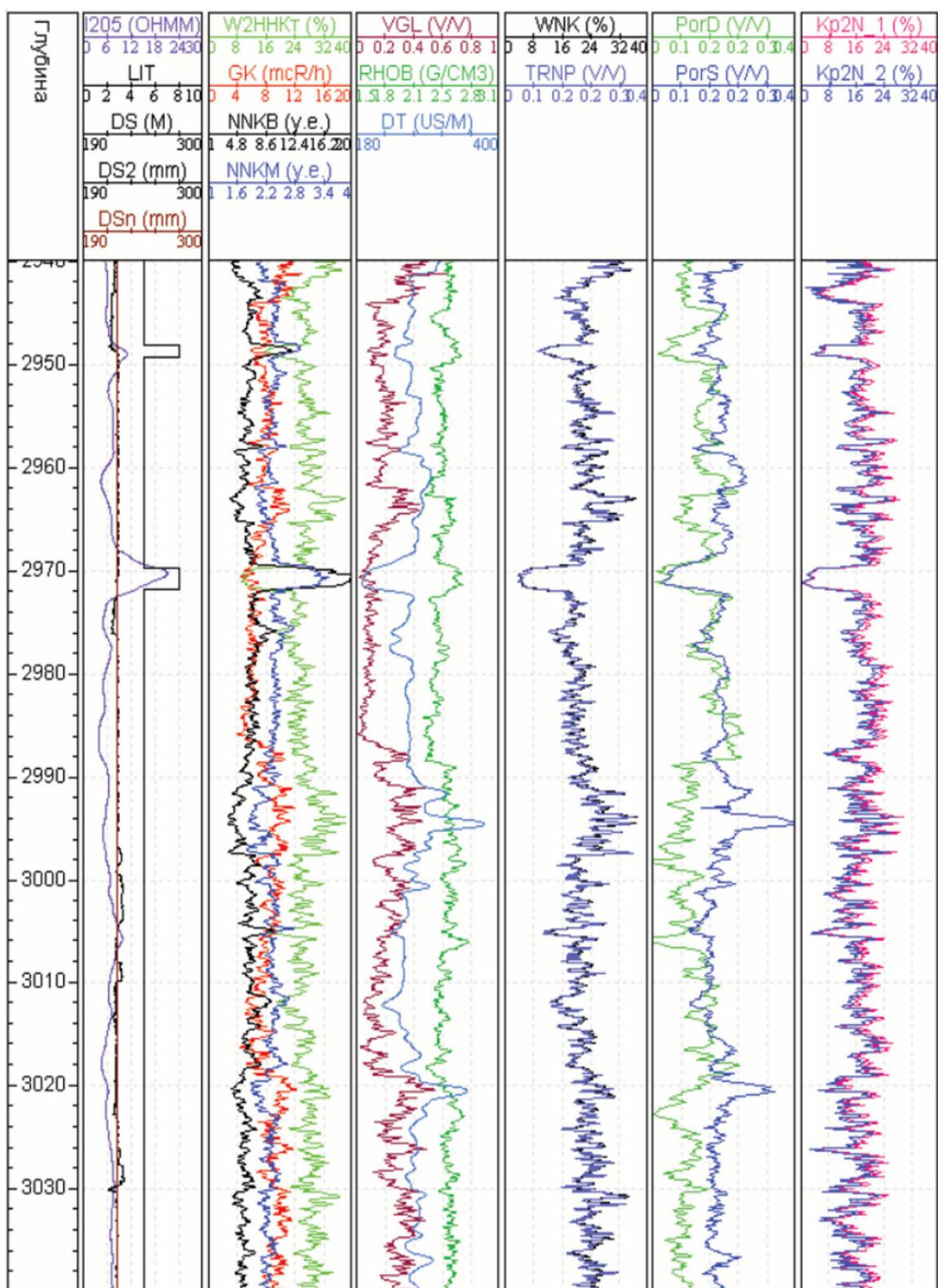


Рисунок 15. Сопоставление диаграмм пористости без учёта влияния сечения захвата (Kp2N_1) и с учётом (Kp2N_2), а также диаграмм CPK-76 (WNK) и фирмы Шлюмберже (TRNP) с учётом влияния скважинных условий, но без учёта глинистости и литологии – они практически совпадают

Определение сечения захвата тепловых нейтронов матрицы имеет решающее значение и при определении текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов на основе данных импульсного нейтронного каротажа обсаженных скважин [33]. На рисунке 16 приводится пример учёта сечения захвата тепловых нейтронов при определении пористости по ННКт и текущей газонасыщенности коллекторов по ИННК через 2 недели после обсадки скважины.

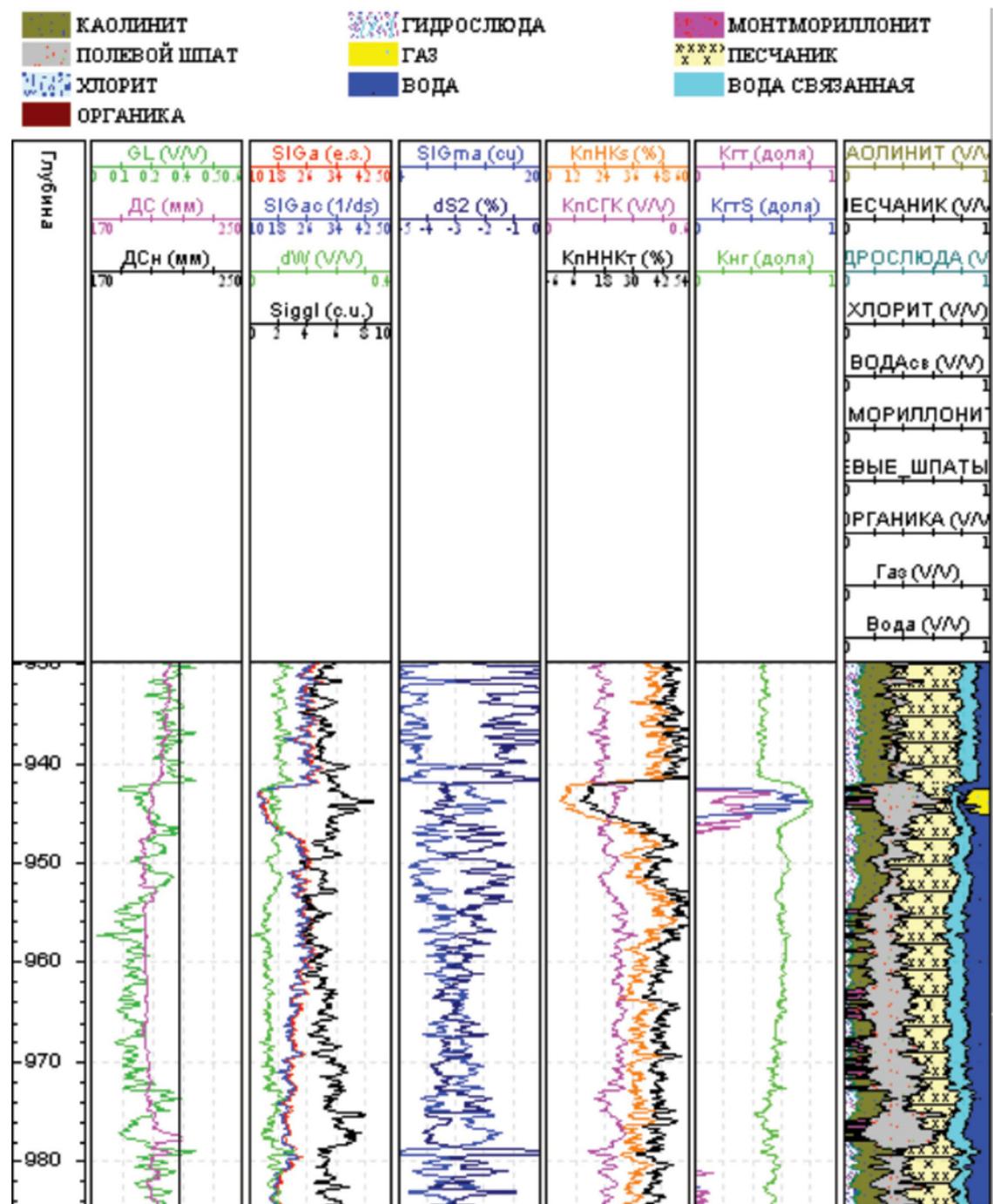


Рисунок 16. Сопоставление газонасыщенности коллекторов традиционным способом (K_{gt}) и с учётом расчетного $SIGma$ (K_{gtS}), а также пористости без учёта влияния сечения захвата ($KnHNGt$) и с учётом ($KnHKS$)

7.8. Выделение галитизированных (засоленных) коллекторов

в подсолевых отложениях

В подсолевых отложениях, где разрез сложен перемежающимися карбонатными и песчано-глинистыми пластами, важно выделять засоленные пласты-коллекторы, поскольку соли, откладываясь в порах, ухудшают их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) – пористость, проницаемость. При этом отсутствие идентификации солесодержащих пластов может привести к неправильным результатам интерпретации данных каротажа. На рисунке 17 приведен пример выделения продуктивных коллекторов в сложнопостроенных подсолевых отложениях по данным ГИС открытого ствола. Газонасыщенные интервалы выделены по комплексу ННКт + ГГКп.

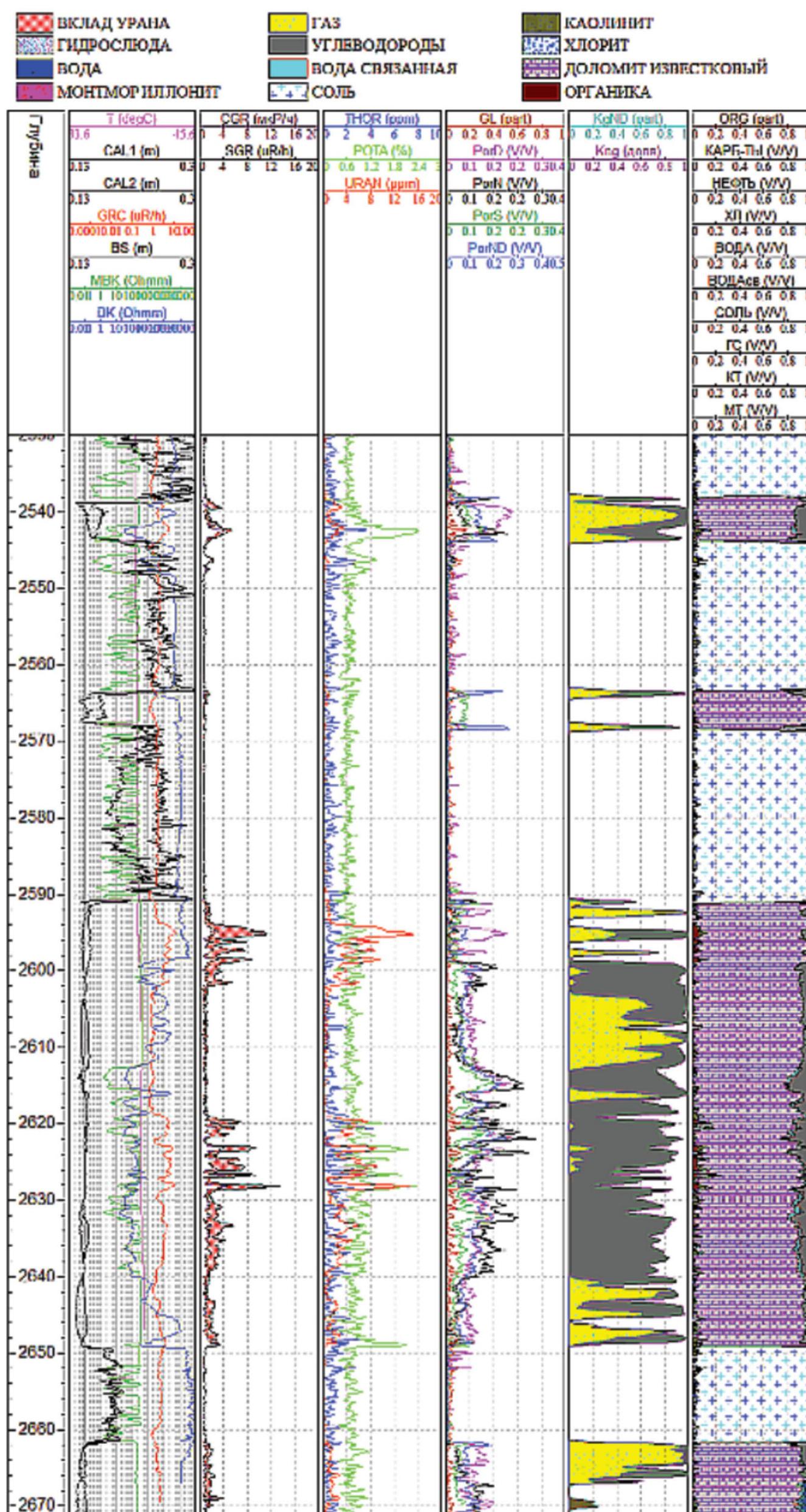


Рисунок 17. Пример выделения продуктивных коллекторов в сложнопостроенных подсолевых отложениях (открытый ствол)

На рисунке 18 приведен пример определения текущей нефтенасыщенности пластов с учетом солесодержания коллекторов в них, а также водного эквивалента глин на основе данных СГК и ИННК в эксплуатационной (обсаженной) скважине.

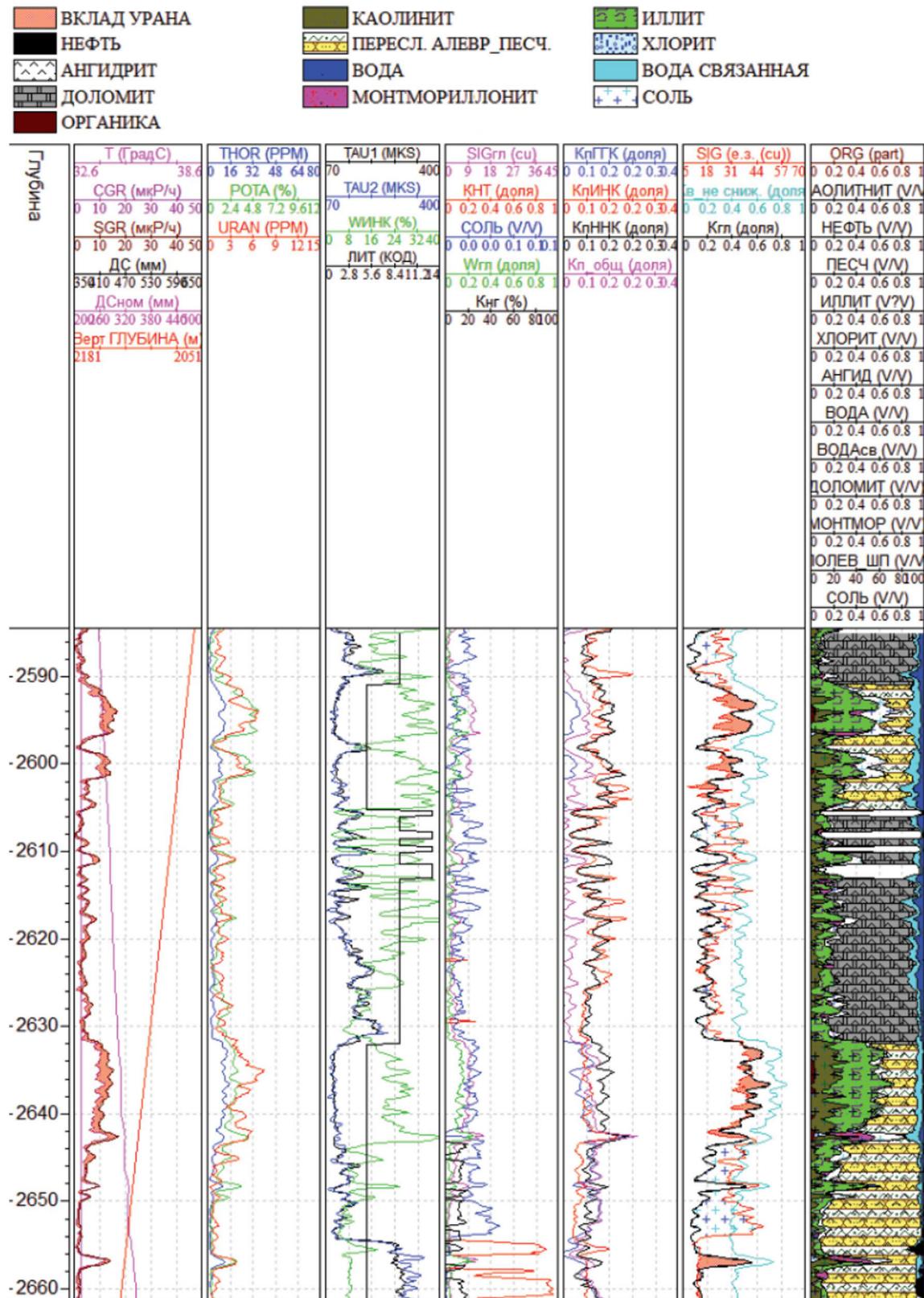


Рисунок 18. Пример оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов на основе комплексной интерпретации данных ГИС, включающих СГК и ИННК в обсаженной скважине (отложения ярактинского горизонта). Скважина наклонная

8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ СГК ПРИ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИС

Данные СГК при комплексной интерпретации материалов ГИС могут использоваться для учета влияния глинистости и минерального состава глин на показания отдельных методов ГИС или использоваться совместно с ними при определении пористости пластов (Кп) с учетом минерального состава пород и литологии.

Учет глинистости и минерального состава глин при определении пористости песчано-глинистых отложений по данным нейтронного, акустического и плотностного гамма-гамма-каротажа производится по формулам:

$$KnHK = [W_{HK} - (1 - V_{el}) \cdot W_{ck} - W_{el}] / W_{fl}, \quad (25.1)$$

$$KnAK = [\Delta T - (1 - V_{el}) \cdot \Delta T_{ck} - \Delta T_{el}] / (\Delta T_{fl} - \Delta T_{ck}), \quad (25.2)$$

$$KnГГK = [(1 - V_{el}) \cdot D_{ck} + D_{el} - D] / (D_{ck} - D_{fl}), \quad (25.3)$$

где $W_{el} = \sum \omega_{mi} \cdot V_{mi}$ – суммарный водный эквивалент глинистых минералов;

ω_{mi} – водный эквивалент глинистого минерала;

$V_{mi} = C_{mi} \cdot \rho_{породы} / \rho_{mi}$ – объёмное содержание глинистых минералов;

$i = 1, 2, 3, \dots$ – соответствует количеству глинистых минералов, полевого шпата и органики, определяемых интерпретационной программой SGL, согласно (16 и 17);

W_{fl} – водный эквивалент флюида в пластовых условиях;

W_{ck} – литологический индекс (водный эквивалент) пород, определяется с учетом пористости, глинистости и литологической принадлежности породы, для известняка $W_{ck} = 0$, поскольку кажущаяся водонасыщенная пористость пород по нейтронным методам определяется по шкале известняка (кальцита);

W_{HK} – водный эквивалент пород по нейтронным методам, исправленный на влияние скважинных условий измерения (диаметра скважины, глинистой корки, минерализации и плотности промывочной жидкости, полу-

жение прибора в скважине), а также минерализации пластовой воды, температуры и давления;

D_{el} и ΔT_{el} – определяются по данным СГК (22.2 и 22.3);

D_{ck} и ΔT_{ck} – значения параметров для соответствующего скелета породы – петрофизические данные (таблица 2);

$D_{\phi l}$, $\Delta T_{\phi l}$ и $W_{\phi l}$ – плотность, интервальное время и водный эквивалент флюида в пластовых условиях.

В случае сложнопостроенного разреза минеральный состав пород и общая пористость определяется по комплексу НК, АК, ГГКп:

$$KnHK = W_u \cdot V_u + W_n \cdot V_n + W_\partial \cdot V_\partial + W_{\phi l} \cdot K_n; \quad (26.1)$$

$$\Delta T - \Delta T_{cem} = \Delta T_u \cdot V_u + \Delta T_n \cdot V_n + \Delta T_\partial \cdot V_\partial + \Delta T_{\phi l} \cdot K_n; \quad (26.2)$$

$$D - D_{cem} = D_u \cdot V_u + D_n \cdot V_n + D_\partial \cdot V_\partial + D_{\phi l} \cdot K_n; \quad (26.3)$$

$$1 - V_{el} - V_{nu} - O_{pe} = V_u + V_n + V_\partial + K_n, \quad (26.4)$$

где $KnHK$ – пористость, определенная по компенсированному НК по шкале известняка с учетом водного эквивалента глинистого цемента, в единицах долей (V/V);

$W_u = 0$, т. к. градуировку аппаратуры производят в моделях пласта известняка;

K_n – общая пористость, определяемая по комплексу рассматриваемых методов, в (V/V);

u , n , ∂ , ϕ – индексы, означающие принадлежность параметра известняку, песчанику, доломиту и воде, соответственно.

Данные АК и ГГКп (ΔT и D) при необходимости также предварительно должны быть скорректированы на влияние геолого-технических условий (ГТУ) измерения.

Если интервал исследований сложен типичными карбонатными породами, решается система уравнений:

$$KnHK = 0 \cdot V_u + W_a \cdot V_a + W_\partial \cdot V_\partial + W_{\phi l} \cdot K_n; \quad (27.1)$$

$$\Delta T - \Delta T_{ho} = \Delta T_u \cdot V_u + \Delta T_a \cdot V_a + \Delta T_\partial \cdot V_\partial + \Delta T_{\phi l} \cdot K_n; \quad (27.2)$$

$$D - D_{ho} = D_u \cdot V_u + D_a \cdot V_a + D_\partial \cdot V_\partial + D_{\phi\pi} \cdot K_n; \quad (27.3)$$

$$1 - V_{ho} = V_u + V_a + V_\partial + K_n, \quad (27.4)$$

где V_a , V_{ho} – объемное содержание ангидрита и нерастворимого остатка, соответственно;

ΔT_{ho} и D_{ho} – интервальное время и плотность нерастворимого остатка.

V_{ho} определяется так же, как и в песчано-глинистом разрезе, по диаграмме THOR (рисунок 10). Водный эквивалент нерастворимого остатка при исправлении данных НК за глинистость принимается в зависимости от особенностей исследуемого разреза обычно в пределах 18–28 е. п. (%).

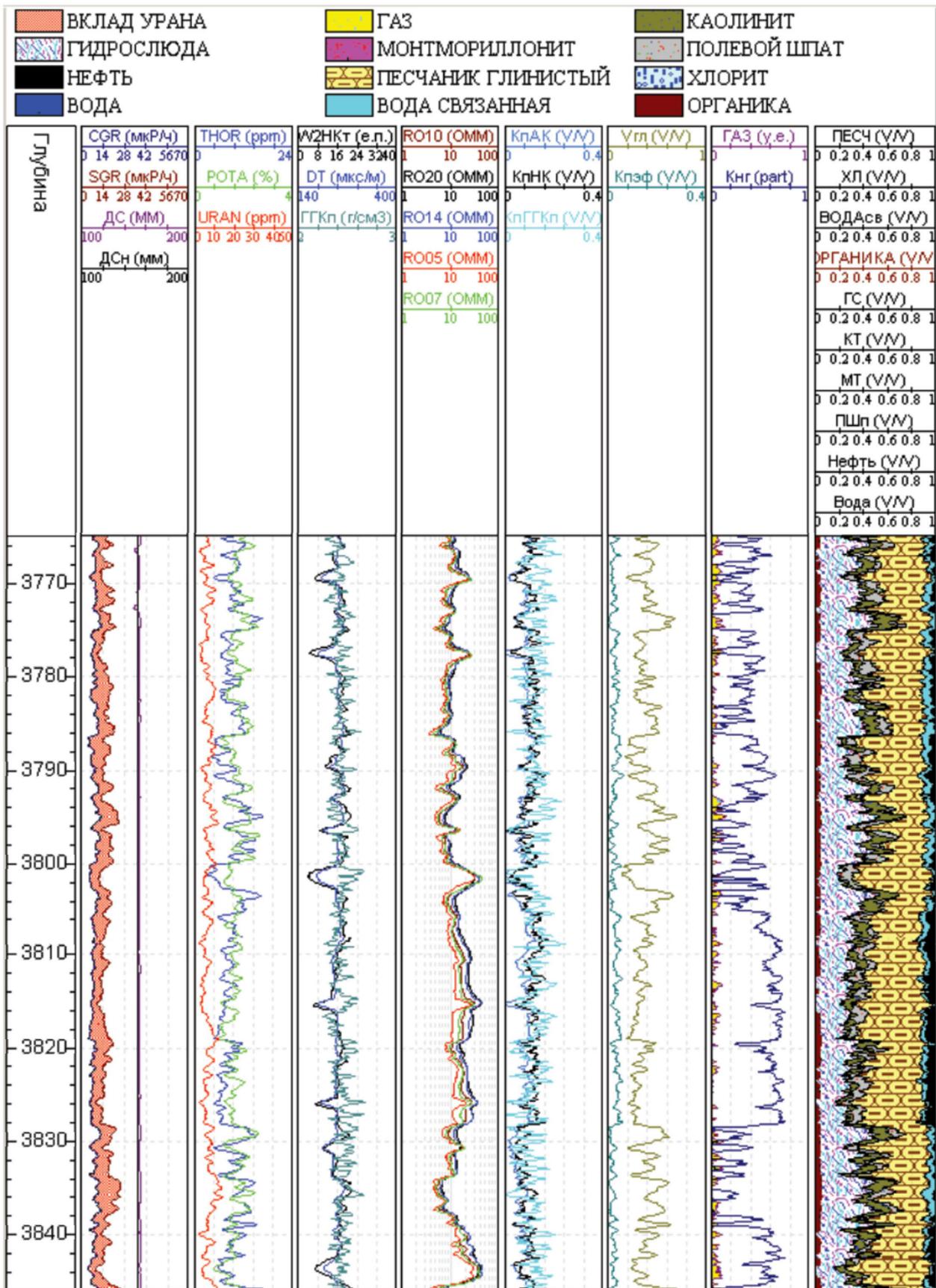


Рисунок 19. Пример с результатами комплексной интерпретации данных СГК и других методов ГИС, ачимовские отложения (пласти Ач4, Ач5)

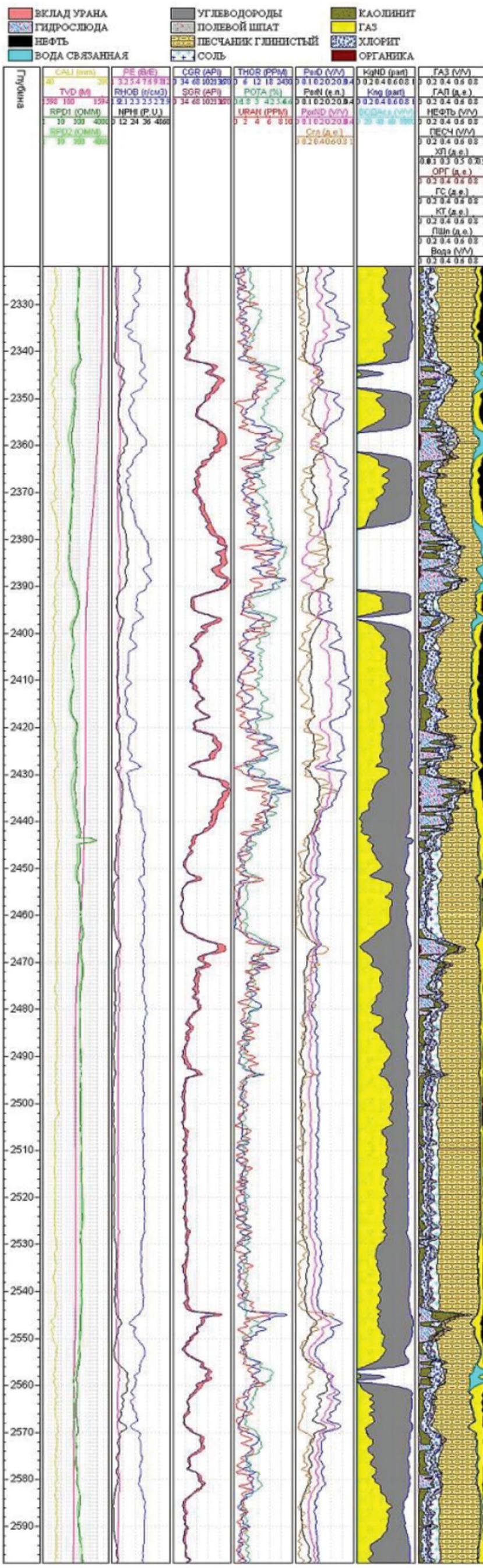


Рисунок 20. Фрагмент планшета с результатами комплексной интерпретации данных ГИС, включающими СГК. Верхнечонские подсолевые отложения. Скважина горизонтальная, коллектор засолен. TVD – действительная вертикальная глубина

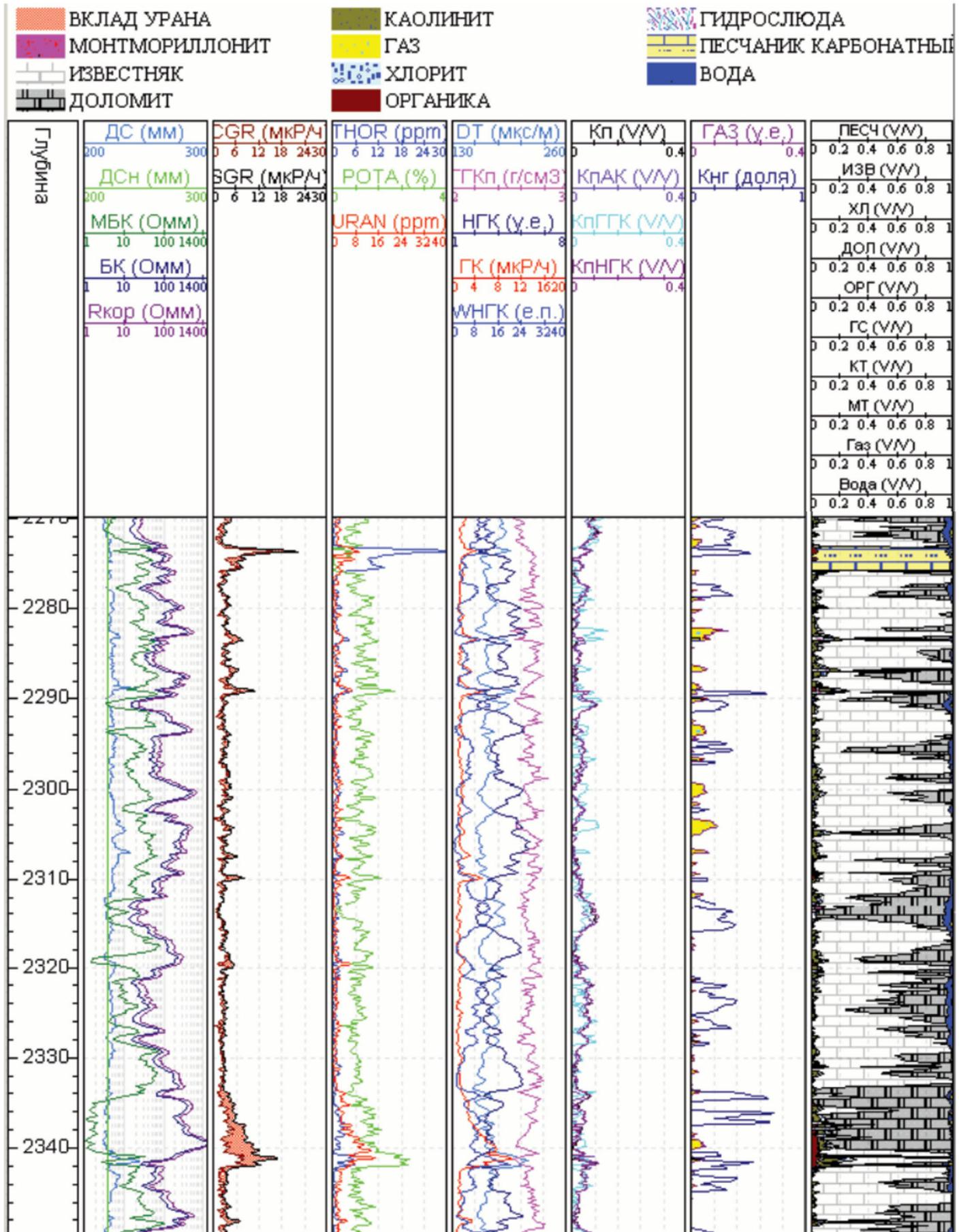


Рисунок 21. Пример с результатами комплексной интерпретации данных ГИС и СГК в карбонатных отложениях Оренбуржья. В кровельной части приведенного интервала по повышенному содержанию тория выделен пласт песчаника – колганская толща

Графическое решение этой задачи иллюстрируется на рисунке 22. По результатам СГК против изучаемого пласта определяется точка 100%-ных глин $\omega_{\text{гл}}$ и $D_{\text{гл}}$. Допустим, она соответствует координатам точки А ($\omega_{\text{гл}} = 24$ ед. пор. и $\rho_{\text{гл}} = 2,7$ г/см³), находящейся внутри многоугольника, вершинами которого являются средние значения ω и ρ основных глинистых минералов. Линия, проведенная из этой точки параллельно линии чистого песчаника, является линией глин, а линия, соединяющая точку А с началом линии чистого песчаника определяет линию нулевой пористости. По диаграммам ННКт и ГГКп определяем значения параметров ω и ρ против рассматриваемого пласта.

Допустим, они соответствуют координатам точки В ($\omega = 22$ ед. пор., $\rho = 2,35$ г/см³). Тогда точка пересечения линии ВД, проведенной параллельно линии нулевой пористости АО, с линией чистого песчаника определяет значение эффективной пористости, которое равно 19,2 ед. пористости. Глинистость пласта определяется точкой пересечения линии ВС, проведенной параллельно линии глин, с линией нулевой пористости ОА и соответствует 26,1 %.

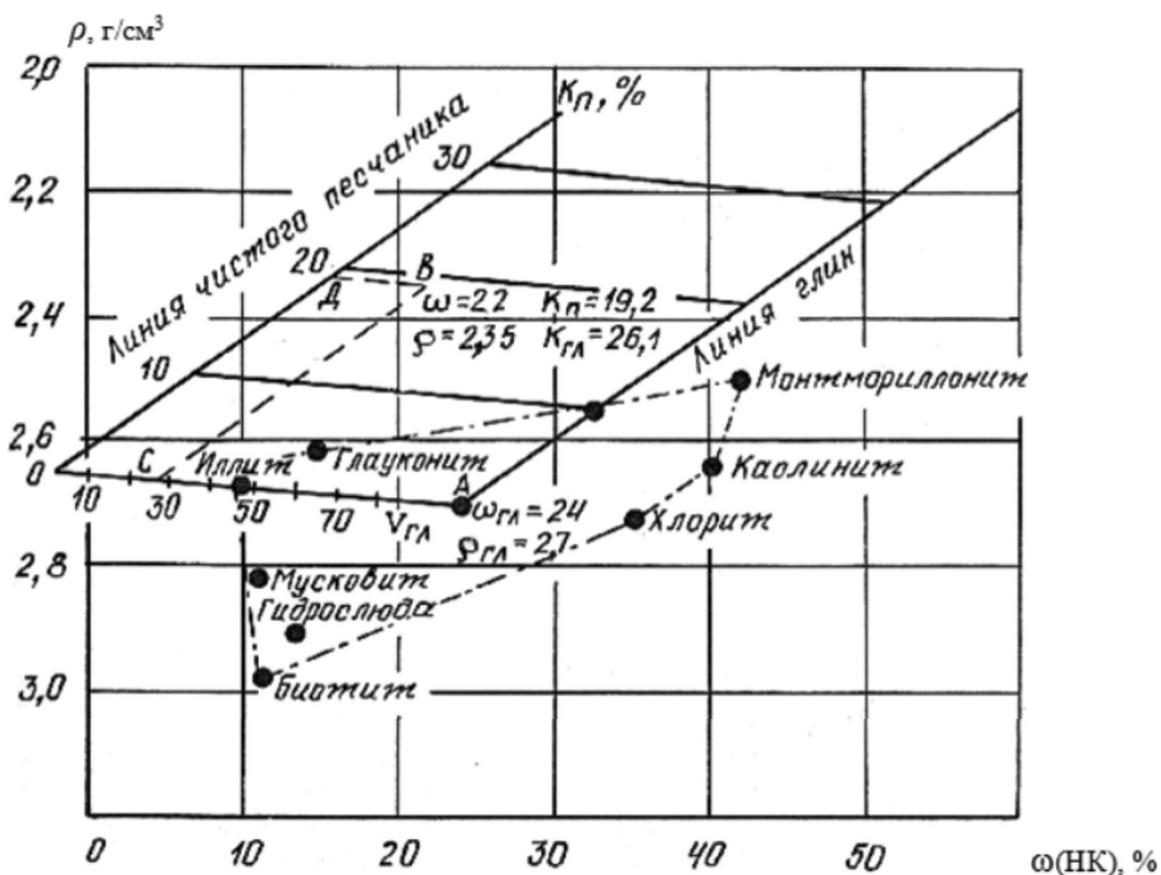


Рисунок 22

На рисунке 23 приведен пример с результатами комплексной оценки пористости, минерального состава и насыщенности пород в отложениях окварцовых доломитов по приведенному в (26) способу решения задачи. При этом насыщенность пластов определена по данным электрометрии традиционным способом на основе петрофизических зависимостей, установленных для этих отложений.

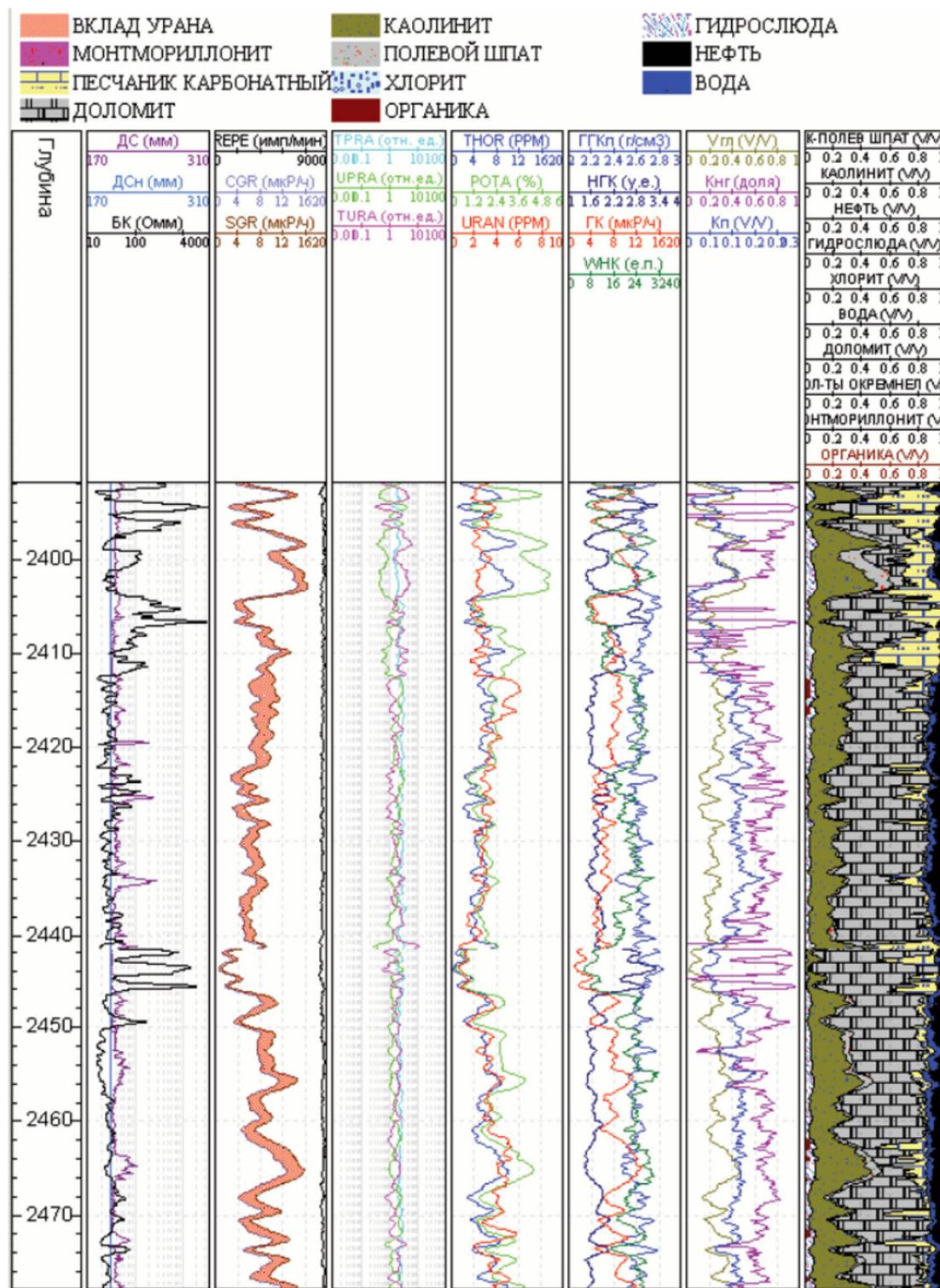


Рисунок 23. Пример с результатами комплексной интерпретации данных ГИС, включающих СГК, в разрезе сложного минерального состава

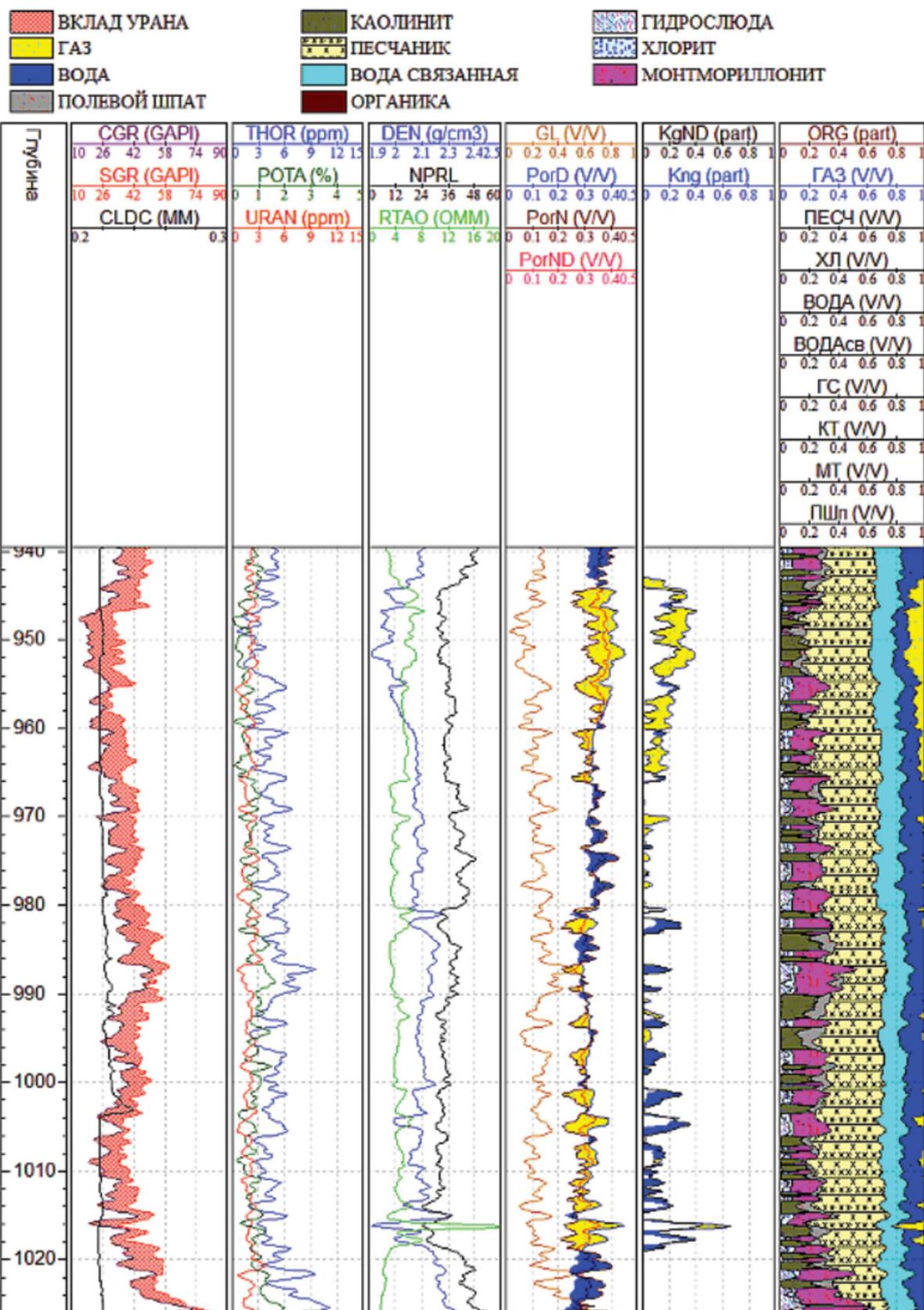


Рисунок 24. Пример выделения газонасыщенного пласта в березовских отложениях.
(Вертикальный ствол)

Березовские отложения до недавнего времени не считались продуктивными. Были затруднения по выделению продуктивных пластов и по комплексу ГИС. Как видно из приведенного рисунка, особенно по горизонтальному стволу

(рисунок 25), расширенный комплекс ГИС облегчает решение задачи. Разведочные работы на одном из участков с оценкой запасов завершены совсем недавно.

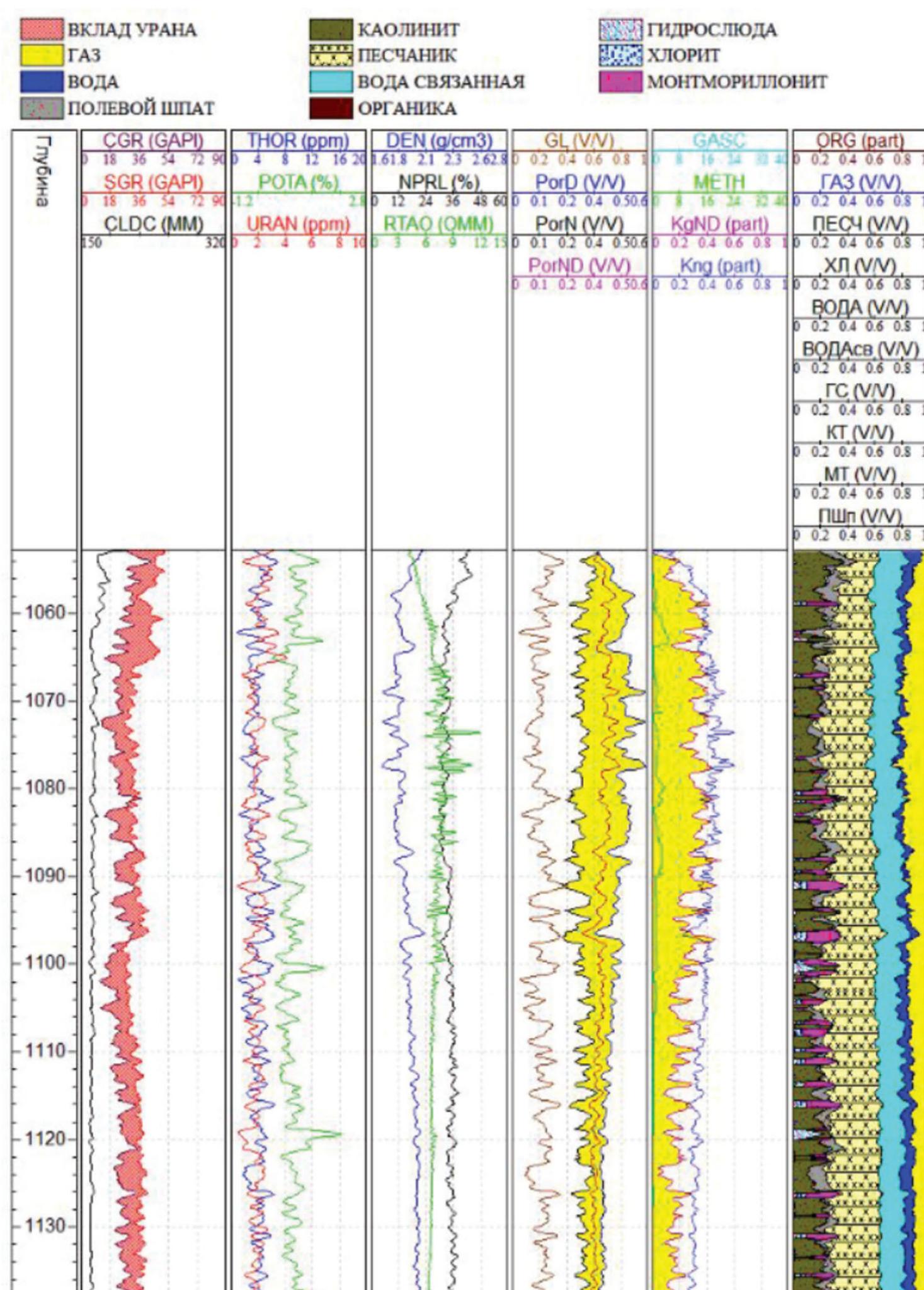
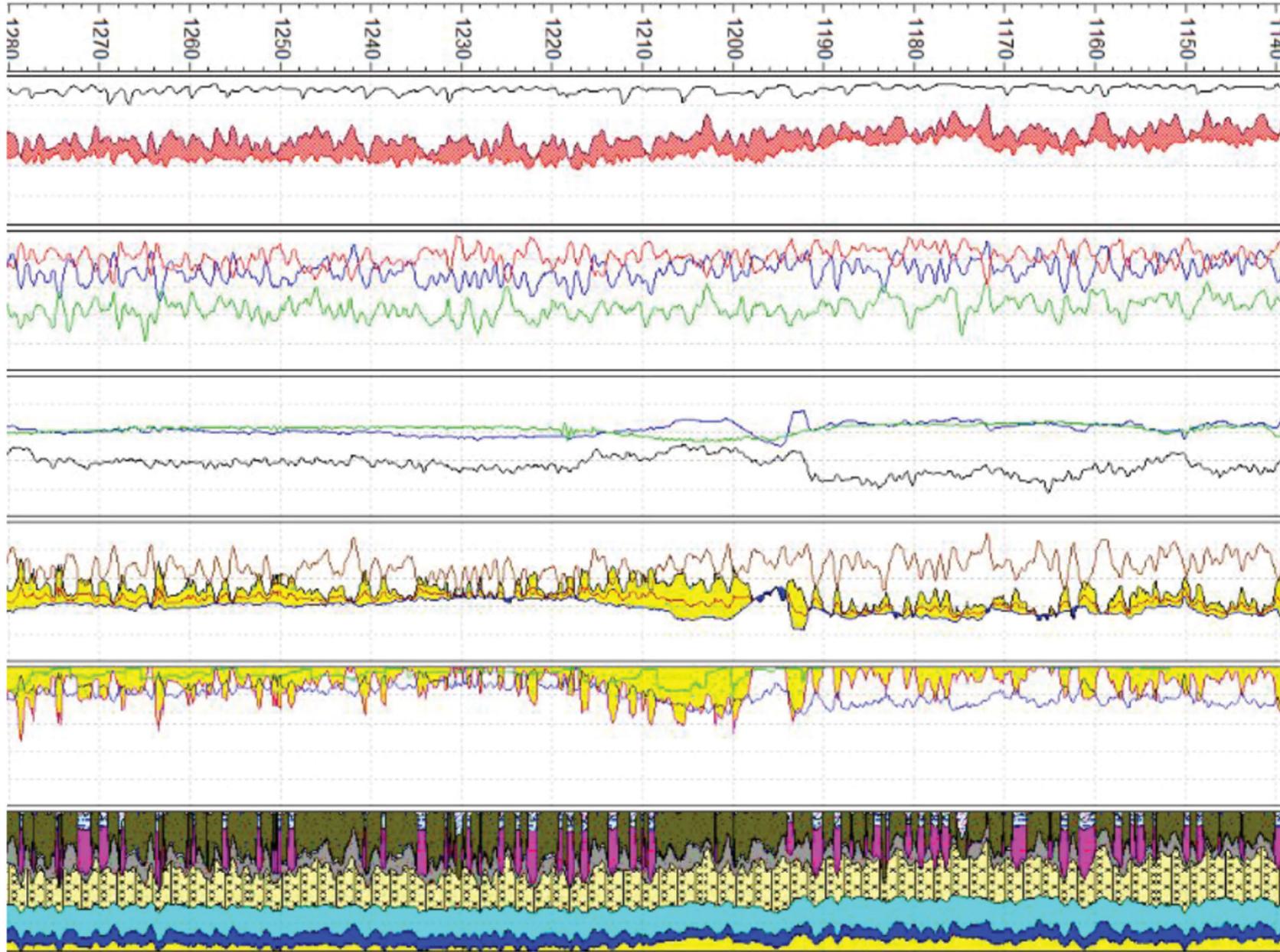
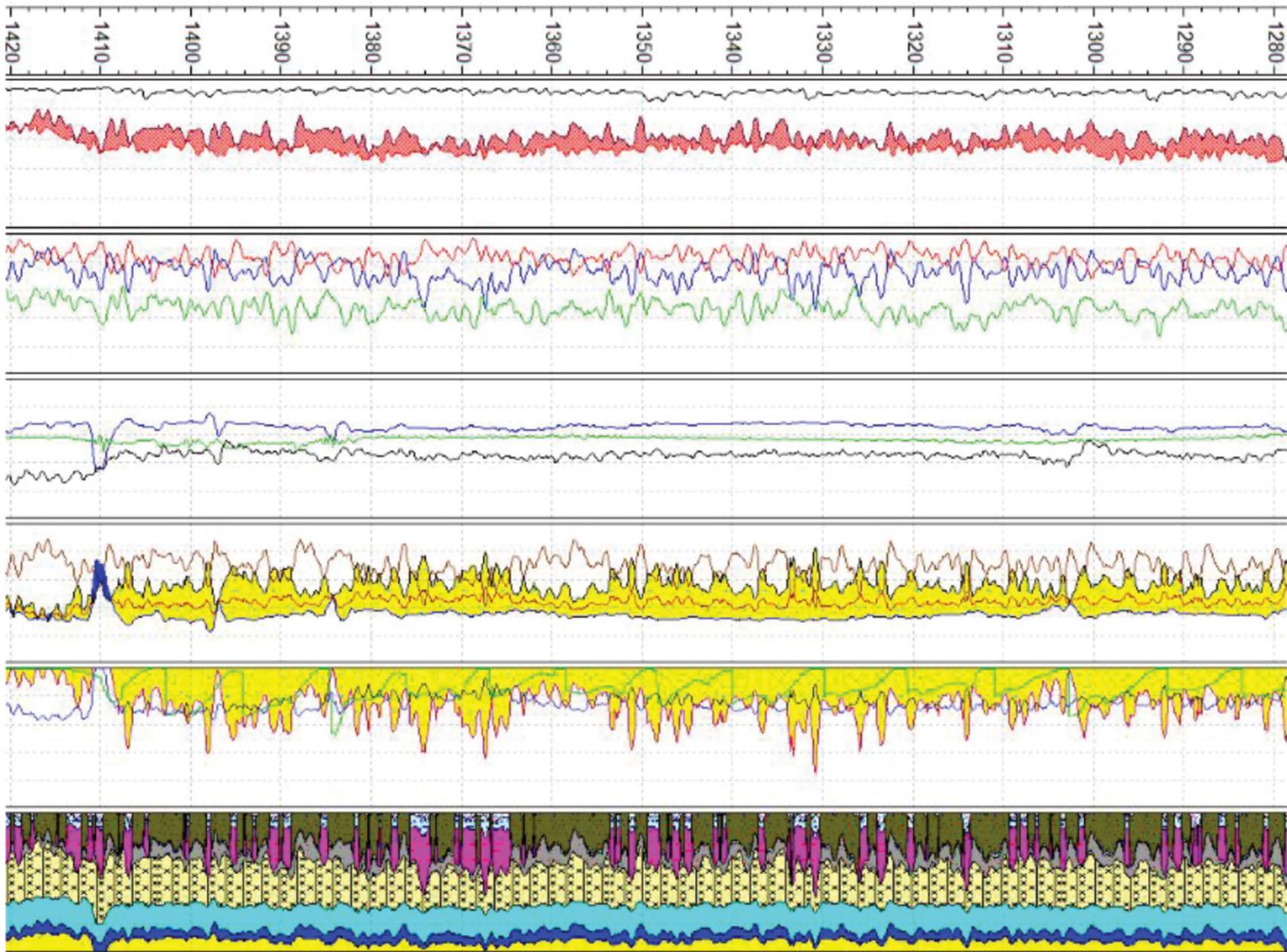


Рисунок 25. Пример отслеживания выделенного газонасыщенного пласта в березовских отложениях. (Скважина та же, что и на рисунке 23, горизонтальный ствол – 1-й интервал). К сожалению, данные о вертикальной глубине не были предоставлены

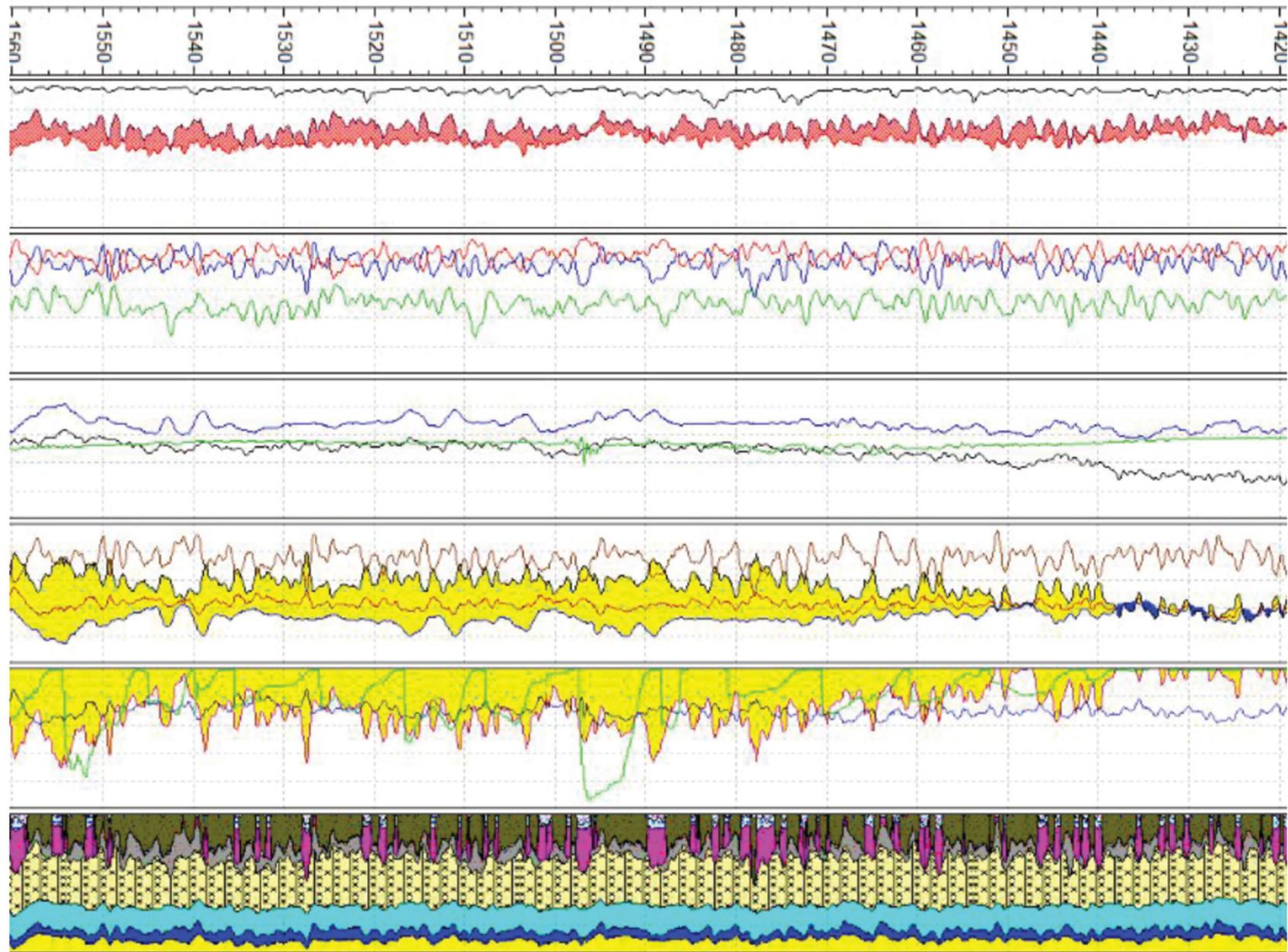
Продолжение рисунка 25 (интервал 2)

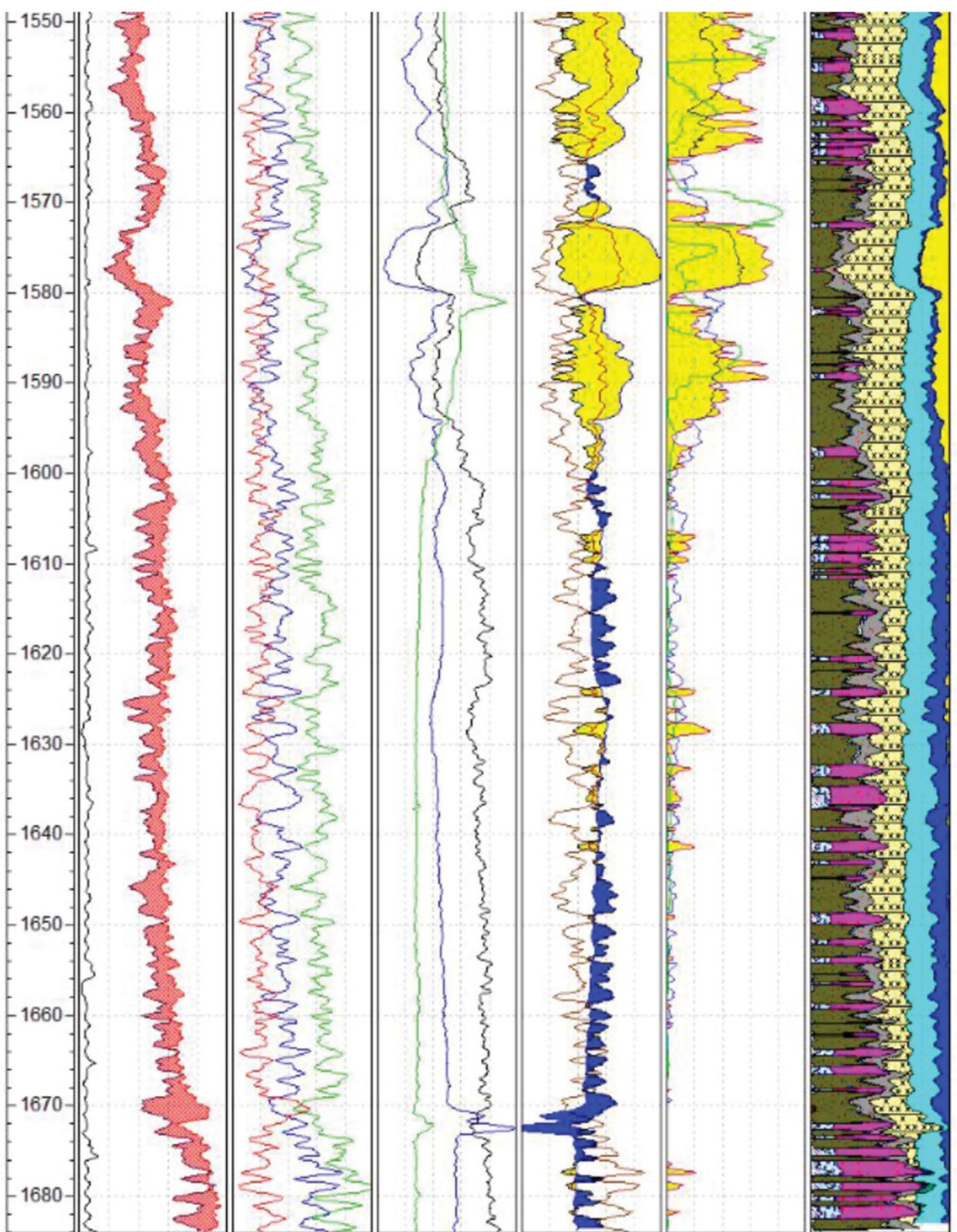


Продолжение рисунка 25 (интервал 3)



Продолжение рисунка 25 (интервал 4)





Окончание рисунка 25 (интервал 5)

Из приведенного выше планшета видно, что ствол скважины далее текущей глубины 1596 м вышел из продуктивного пласта.

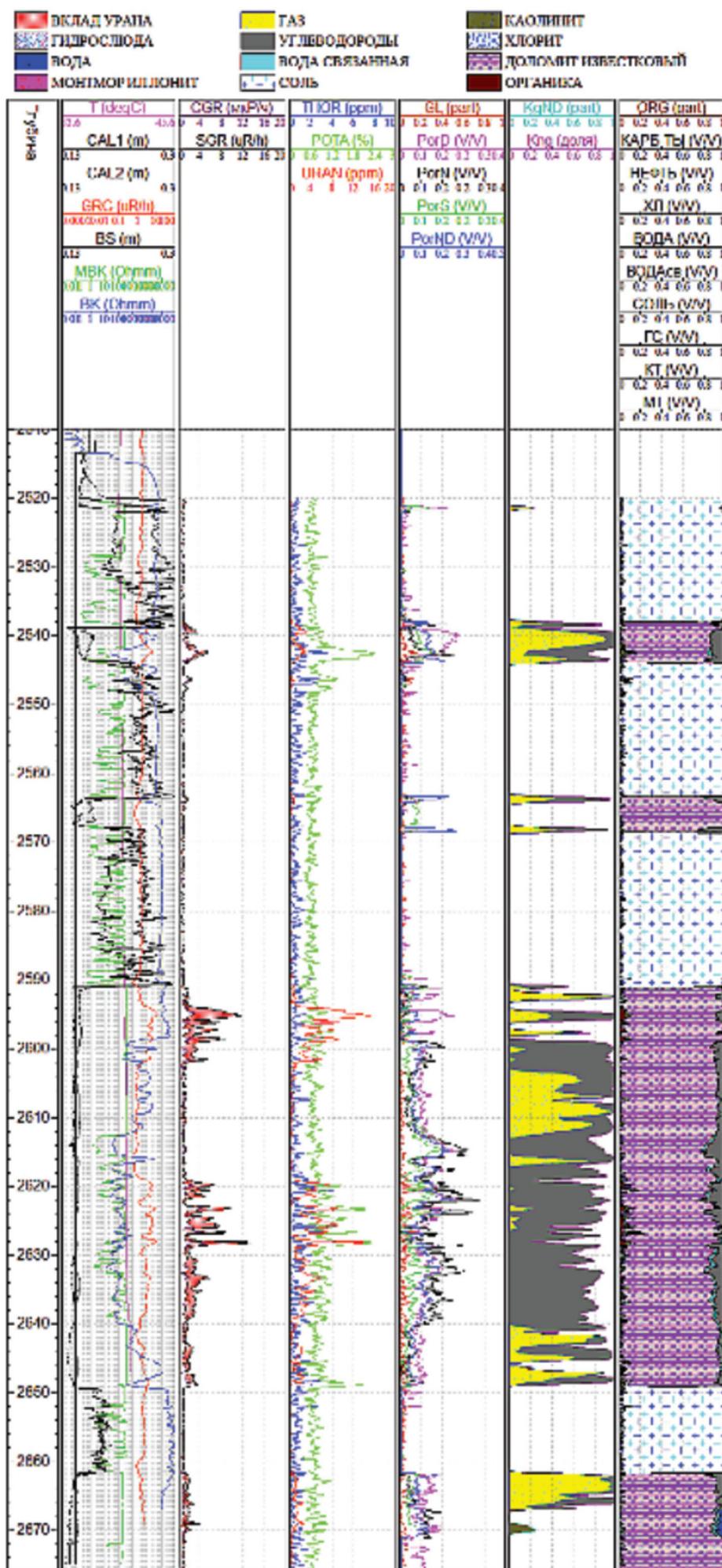


Рисунок 26. Пример выделения продуктивных коллекторов в подсолевых отложениях

В полиминеральных карбонатных отложениях данные СГК и комплекса объемных методов ГИС – НК, АК и ГГКп, показания которых зависят от Фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЁС) пород и литологии, могут обрабатываться совместно путем решения системы уравнений, которая в матричном виде может быть записана следующим образом:

$$\begin{array}{c|c|c} CGR & f(V_{\text{эл}}) \\ URAN & f(V_{\text{ом}}) \\ THOR & (THOR)_{M_i} \\ POTA & (POTA)_{M_i} \\ WHK & (WHK)_{M_i, \text{lit}} \\ ГГКп(D) & D_{M_i, \text{lit}} \\ AK(\Delta T_P, s, \alpha, P, s) & \Delta T_{M_i, \text{lit, struc}} \\ 1 & 1 \end{array} = \begin{array}{c|c} & V_{\text{ом}} \\ & V_{\text{гл}_M} \\ & Kn \\ & lit \end{array} + \varepsilon, \quad (28)$$

где $f(V_{\text{эл}})$ – функция связи показаний СГК, компенсированной за влияние урановой компоненты кривой CGR, с глинистостью пород;

$f(V_{\text{ом}})$ – функция связи содержания урана с содержанием органического материала;

$(THOR)_{M_i}$, $(POTA)_{M_i}$ – содержание Th и K в минералах исследуемой породы – петрофизические данные (константы);

$(WHK)_{M_i}$, D_{M_i} , ΔT_{M_i} – водный индекс, плотность и интервальное время, входящих в состав минералов – тоже петрофизические данные (константы);

$V_{\text{ом}}$, V_{M_i} – объемное содержание органического материала и минералов;

ε – погрешность определения искомых параметров, связанная с погрешностями регистрации геофизических параметров, определения содержания ЕРЭ и неточностями петрофизических зависимостей и констант;

M_i – здесь и далее обозначает все породообразующие минералы.

В случае наличия данных литолого-плотностного гамма-гамма-каротажа – ГГК- $Z_{\text{эф}}$ (или сечения фотоЭлектрического поглощения $Pe = (Z_{\text{эф}})^{3,6}/10$) они тоже могут быть использованы в комплексной обработке путем дополнения системы уравнений (28) соответствующим уравнением связи, например [37]:

$$U = \sum_i V_{Mi} \cdot UM_{Mi} / V_{el} + K_n \cdot U_{\phi el}, \quad (29)$$

где $U = Pe \cdot D_e$ – сечение фотоэлектрического поглощения, выраженное в объемных единицах (барн/ см³);

D_e – электронная плотность, связанная с измеряемой при ГГКп эквивалентной плотностью $D_{экв} = 1,0704 \cdot D_e - 0,1883$.

Расчеты значений искомых параметров Кп и объемного содержания входящих в состав пород минералов производятся аналогично описанной выше технологии. При этом выбор модели (минерального состава пород) осуществляется на основании изучения керна, грунтов, шлама и других геологопромысловых данных.

Данные комплекса ГИС должны быть исправлены на влияние скважинных условий измерения в установленном для каждого типа прибора порядке, а независимый от минерального состава пород динамический параметр АК должен выбираться из наиболее чувствительных к трещиноватости пород, например, коэффициент затухания поперечной волны или волны Лэмба.

При исследовании обсаженных скважин импульсным нейтронным методом (ИНК), результаты которого (Σ_a , Кп-ИНК) также зависят от минерального состава пород (таблица 2), в систему (28) добавляется уравнение связи:

$$\Sigma_a = \sum_i \Sigma_{Mi} \cdot V_{Mi} + [\Sigma_B - (\Sigma_B - \Sigma_{Hg}) \cdot K_{Hg}] \cdot K_P, \quad (30)$$

где Σ_a – сечение захвата тепловых нейтронов – параметр, определяемый по данным ИНК;

Σ_{Mi} – сечение захвата тепловых нейтронов входящими в горную породу химическими элементами;

Σ_B , Σ_{Hg} – сечение захвата тепловых нейтронов в пластовой воде и нефти (газе), соответственно.

Тогда система уравнений (28) с добавлением уравнения (22) решается относительно неизвестных V_{om} , V_{mi} , K_n и K_{ng} – коэффициента нефте- и газонасыщенности. При этом значения параметров Σ_a и Кп-ИНК могут быть опре-

делены по интегральной [27] или другой методике с соответствующим программным обеспечением.

При оценке Кнг по уравнению (29) наибольшую сложность представляет определение Σ_{Mi} . Величина этого параметра зависит не только от минерального состава пород, но и от содержания в них микропримесей с высоким и аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов, таких как: железо, бор, редкоземельные элементы и др., присутствие которых в исследуемом разрезе по стандартному комплексу ГИС не определяются. Так, например, значение Σ_{tb} , определенное по суммарному содержанию глинистых минералов по данным СГК – $\Sigma_{tb} = \sum \Sigma_{Mi} \cdot V_{Mi}$ против пластов глин не превышает 29 е. з., в то время как измеренные значения Σ_a против этих пластов составляют 39–41 е. з. (рисунок 25, Σ_a [е. з.] = 0,0455 · L [1/дс]). Результаты лабораторных исследований (спектральный анализ) керна из хадумских отложений на территории Ставропольского края показали, что глины этих горизонтов содержат:

Fe – 10 %	Zr – 0,28 %
Cr – 0,15 %	Ni – 0,06 %
Ti – 0,8 %	Ga – 0,0038 %
V – 0,01 %	Be – 0,001 %
Ba – 0,001 %	Cu – 0,0065 %
Ca – 1,5 %	Ma – 3,7 %
Mn – 0,055 %	Sr – 0,001 %
Na – 1,8 %	

что составляет дополнительно 10 единиц захвата Σ_{tb} . Поэтому на практике значения Σ_{el} при определении $\Sigma_{mb} = \Sigma_{el} \cdot K_{el} + \Sigma_{ck} \cdot (1 - K_n)$ принимаются по показаниям против опорных пластов не размытых глин, а средние значения Σ_{ck} , определяют по результатам измерений против водоносных пластов этого же горизонта [28] по формуле:

$$\Sigma_{ck} = (\Sigma_a - \Sigma_{el} \cdot K_{el} - \Sigma_b \cdot K_n) / (1 - K_n - K_{el}). \quad (31)$$

Такой обобщенный подход несколько снижает точность определения ис- комого параметра – K_{ne} , но незнание содержания элементов с аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов может вносить еще большую по-

грешность. Во избежание этого по результатам анализа кернового материала необходимо использовать корреляционные связи между минеральным составом пород, особенно глинистых, и содержанием аномальных поглотителей тепловых нейтронов, а пористость по ИННК определять по описанной в [32] методике.

При определении текущей газонасыщенности коллекторов, например, в подземных хранилищах газа, возникают трудности определения коэффициента пористости по нейтронным методам (рисунок 27). В этом случае данные СГК при наличии соответствующих зависимостей позволяют определять пористость коллекторов без привлечения данных исследований открытого ствола скважины, которые также могли быть искажены влиянием газонасыщенности (кривая Кп-НГК на рисунке). В приведенном примере коэффициент пористости определялся следующим образом. Из многочисленных данных петрофизических и геофизических исследований известно, что максимальная пористость пластов зеленой свиты, являющихся объектом эксплуатации ПХГ, составляет 37 %. Тогда получается простая зависимость:

$$K_n = 0,37 - K_{n_{gl}} \cdot K_{el}, \quad (32)$$

где $K_{n_{gl}}$ – пористость глин;

K_{el} – коэффициент глинистости, определенный по данным СГК.

На рисунке 28 приведены результаты комплексной интерпретации по определению текущей газонасыщенности пластов одного из подземных хранилищ газа (ПХГ) по данным измерений методами СГК и ИННК в наблюдательной скважине с привлечением данных ГК и НГК в открытом стволе. Пористость пластов-коллекторов в этой скважине определена по данным ИННК и СГК по вышеприведенной зависимости. Из сопоставления кривых Кп-ИННК и Кп-СГК видно, что в газонасыщенных интервалах Кп-ИННК занижается. Поэтому при определении текущей газонасыщенности пластов использовался Кп-СГК. По результатам исследований видно, что в верхнем пласте зеленой свиты (на глубине 970–978 м) появился газ, хотя он в данной скважине по промысло-

вым данным находится за контуром газоносности (ниже газо-водяного контакта).

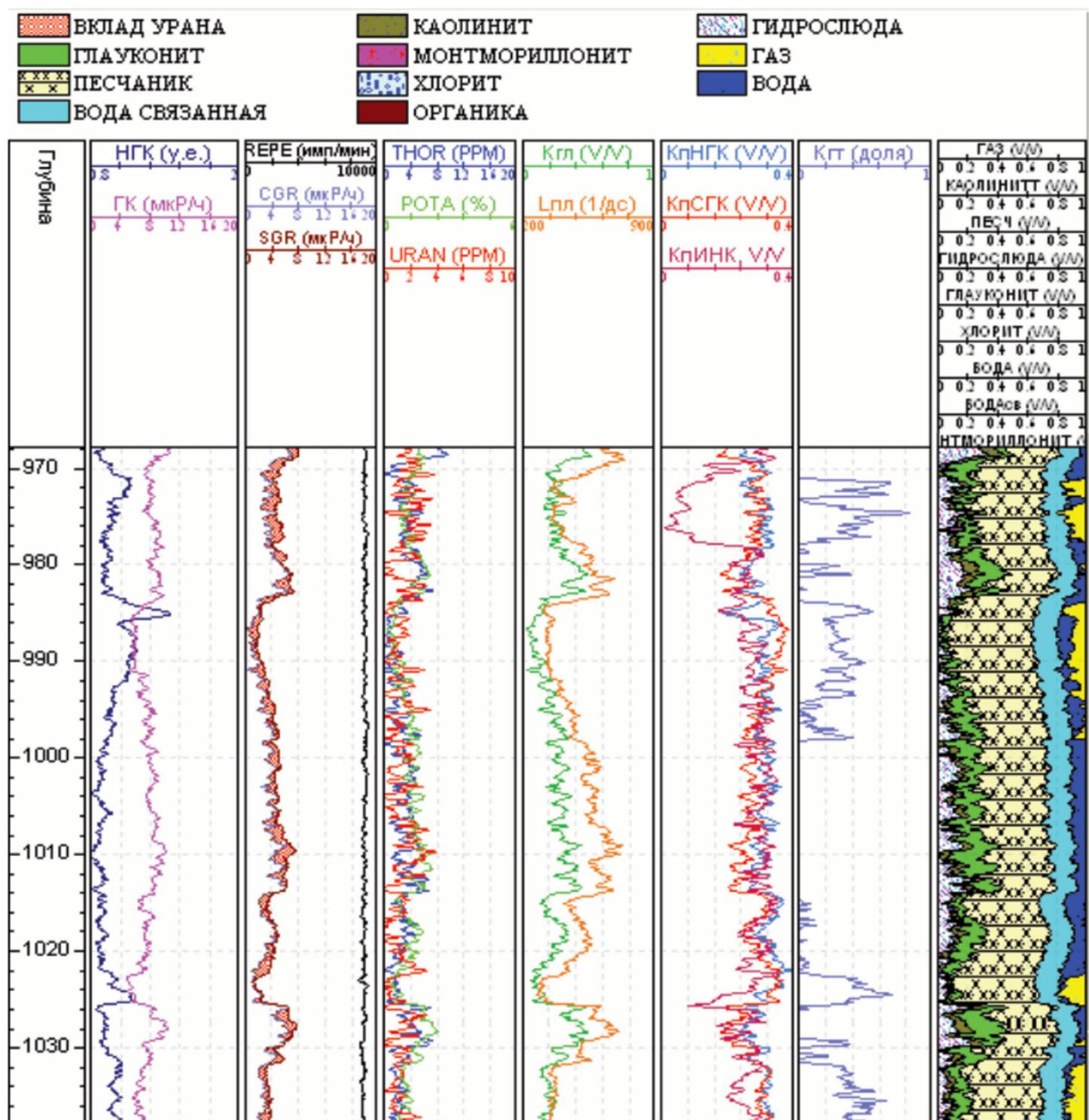
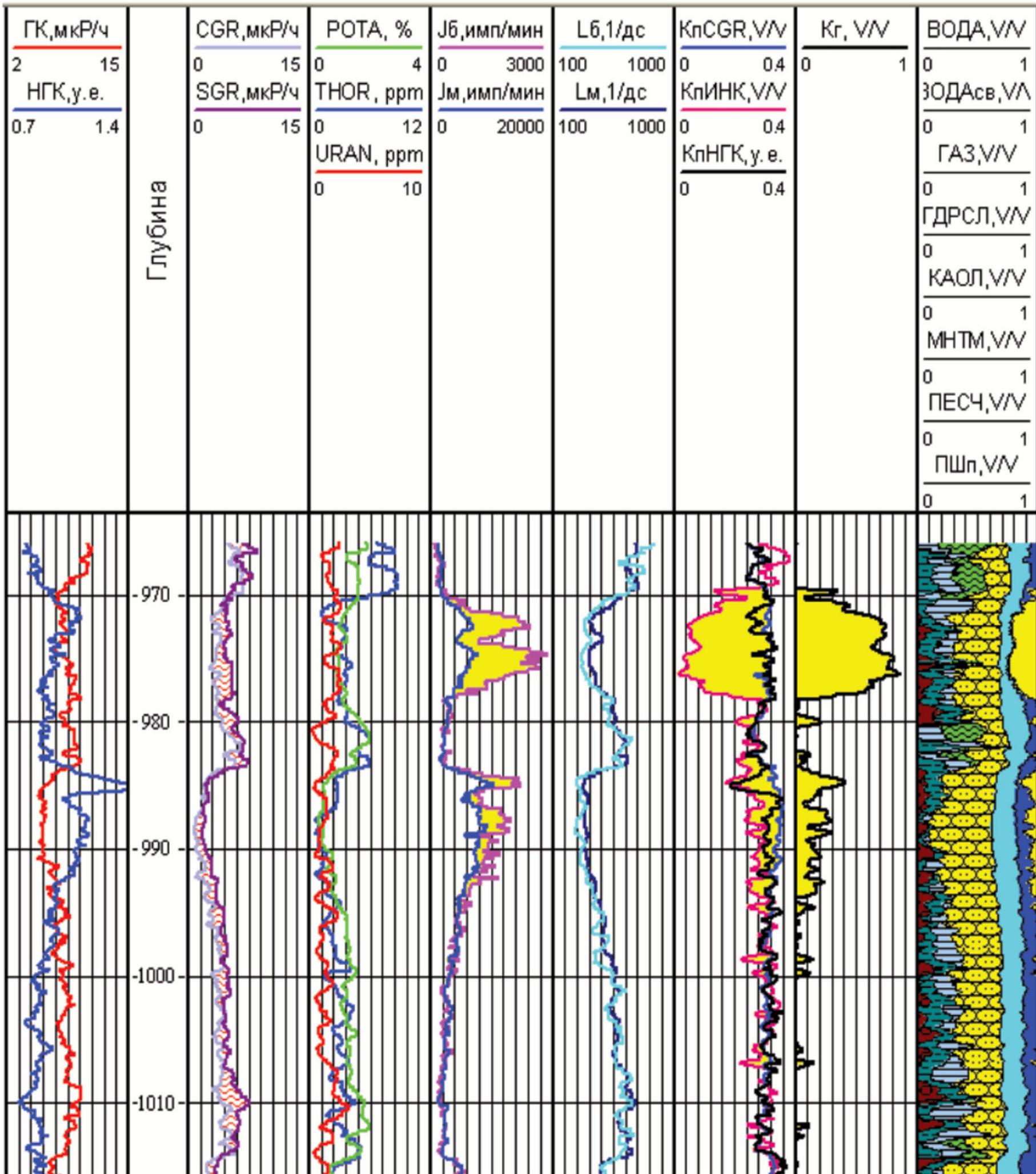


Рисунок 27. Результаты комплексной интерпретации данных СГК и ИННК в обсаженной скважине (ПХГ)



Условные обозначения

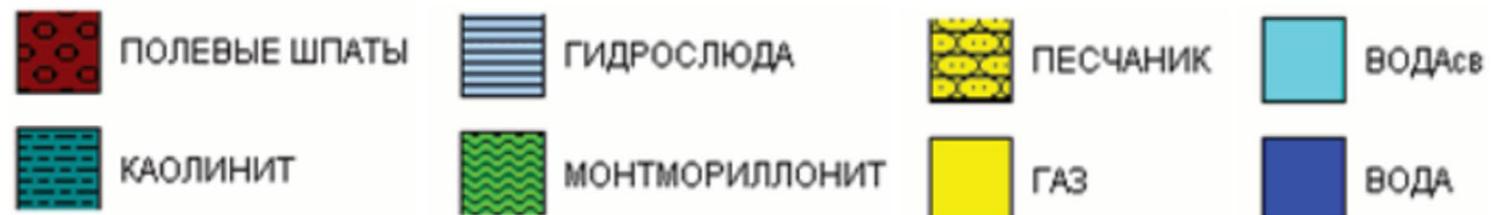


Рисунок 28. Пример определения газонасыщенности пластов по данным исследований в открытом стволе (ГК и НГК) и обсаженной скважине методами ИННК и СГК

В общем случае пористость газонасыщенных относительно неглубоко залегающих гранулярных коллекторов с использованием данных СГК может определяться по формуле (с использованием данных [12]):

$$K_n = 0,489 \cdot \exp(-0,00000000026 \cdot H^3 - 0,006 \cdot H^{0,5}) - K_{n_{\text{гл}}} \cdot V_{\text{гл}}, \quad (33)$$

или

$$K_n = 0,489 \cdot \exp(-0,00000000026 \cdot H^3 - 0,006 \cdot H^{0,5}) - W_{\text{гем}}, \quad (34)$$

где $K_{n_{\text{гл}}}$ – коэффициент пористости глин, который согласно [5, 15] изменяется по глубине залегания пластов по следующей приближенной формуле:

$$K_{n_{\text{гл}}} = [K - (H - 300) \cdot 0,009] / 100, \quad (35)$$

где H – глубина в м;

K_n и $K_{n_{\text{гл}}}$ – в единицах долей (V/V);

$V_{\text{гл}}$ – глинистость по данным СГК, также в (V/V);

K – пористость глин (согласно [29] она на глубине 300 м составляет 50–60 %).

В первом случае не учитывается влияние минерального состава глин, во втором – оно учитывается и, соответственно, точность оценки пористости повышается. Однако при этом необходимо учитывать, что карбонатизация пласта или его части, а также наличие в интервале исследований угленосных пластов могут привести к ошибочным результатам.

На рисунке 29 приведен пример с результатами оценки начальной KNG и текущей KGT газонасыщенности коллекторов в отложениях сеномана на основе комплекса ГИС в открытом стволе и СГК и ИННК в обсаженной скважине.

Исследования в обсаженной скважине проводились через две недели после ее обсадки. На этом примере хорошо видно, что традиционные методы пористости (НК, ГГКп, АК и ЯМК) в газонасыщенных интервалах разреза дают искаженные влиянием газа результаты. В этом случае пористость пластов обычно оценивают по данным самопроизвольной поляризации (СП). Однако данные СП не связаны с минеральным составом пород, в особенности глин, и, поэтому, мало пригодны при комплексной интерпретации данных ядерно-геофизических методов. Поэтому при оценке начальной и текущей газо-

насыщенности пластов в данной скважине использовался параметр КпСГК, определенный по формулам (25) и (26).

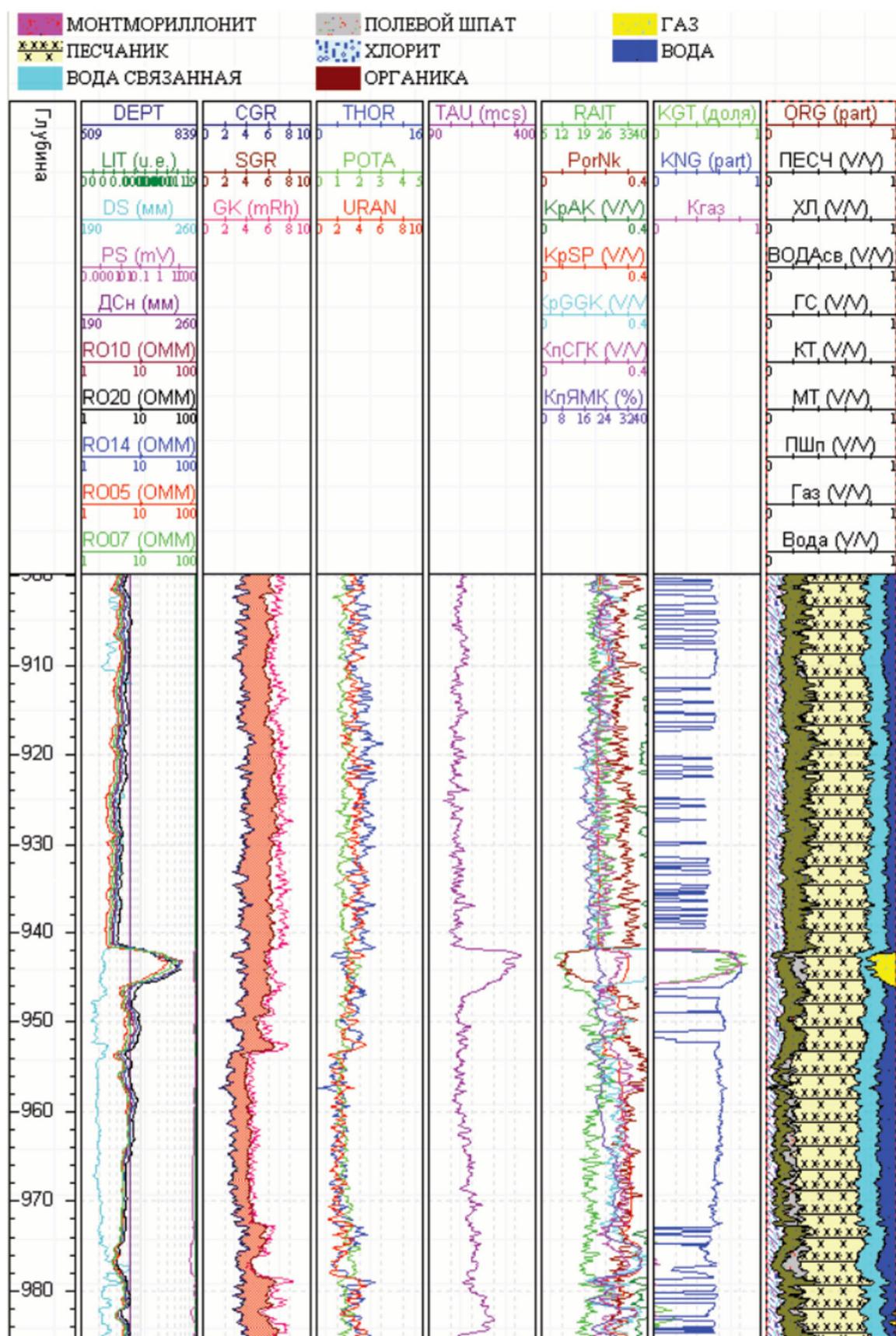


Рисунок 29. Оценка начальной и текущей газонасыщенности коллекторов по комплексу ГИС, включающему СГК, и ИННК в обсаженной скважине.

Отложения сеномана

Коэффициенты начальной и текущей газонасыщенности в указанном продуктивном пласте совпадают. Расхождение значений этих параметров в нижележащих и вышележащих пластах, по-видимому, связано с процессом расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора в этих пластах-коллекторах.

На рисунке 30 приведена объемная модель сложнопостроенного разреза скважины в Восточной Сибири, построенная на основе обработки данных комплекса ГИС, включающего: ГГКп (в открытом стволе), ННКт, СГК и ИННК (в обсаженной скважине), по вышеописанной методике. Здесь данные СГК позволили определить минеральный состав глин и их объемное содержание, выделить пласти с повышенным содержанием твердого органического вещества и, за счет этого, более точно определить пористость и насыщенность коллекторов.

Данные СГК помогают выделять обводненные зоны продуктивных пластов по радиогеохимическому эффекту (рисунок 31), возникающему при эксплуатации залежи путём закачки технической воды для поддержания пластового давления.

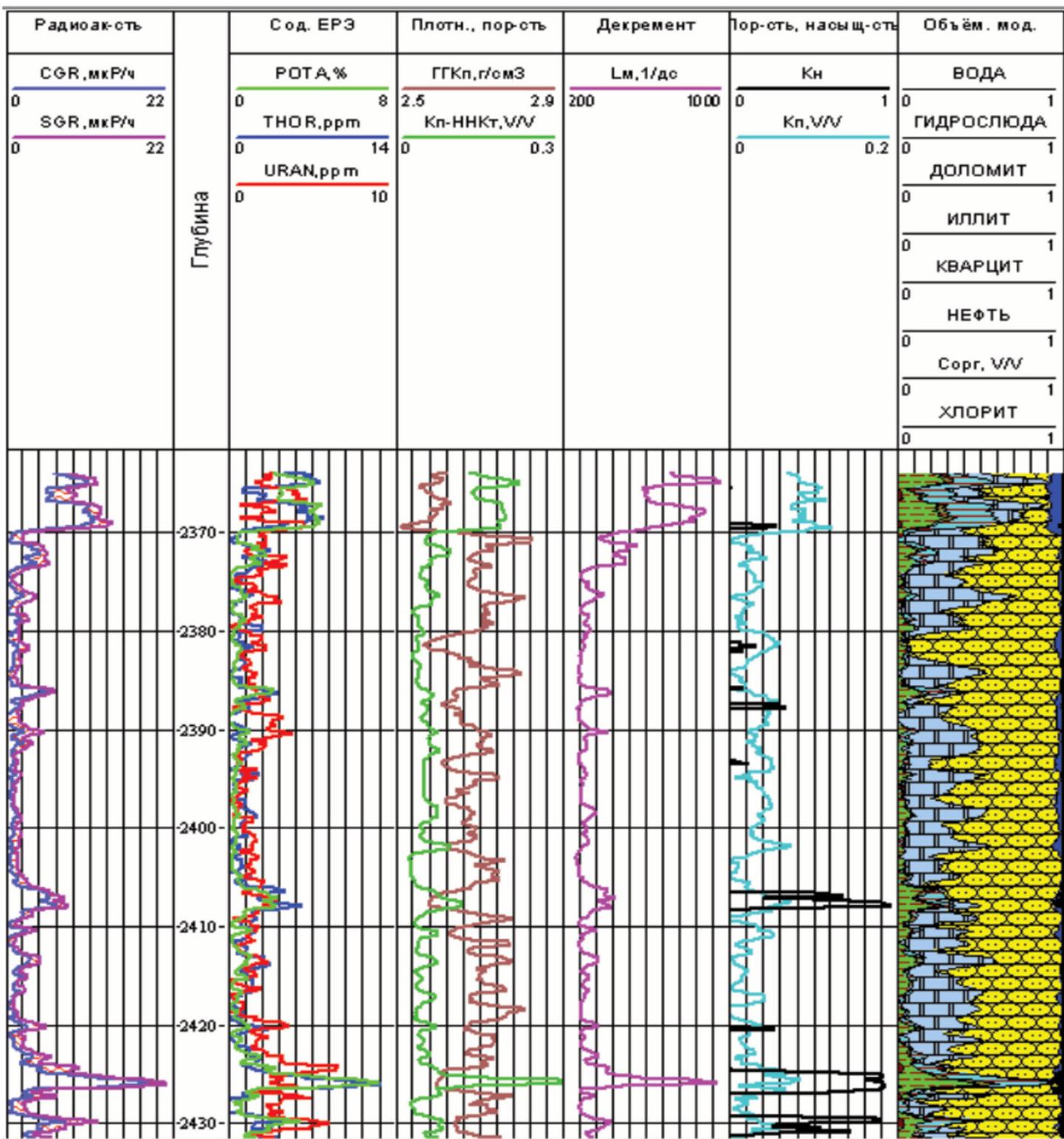


Рисунок 30. Пример с результатами комплексной интерпретации материалов СГК, ННКт, ГГКп и ИННК (условные обозначения те же, что и на рис. 20)

Описанные здесь способы обработки данных СГК в комплексе с другими методами ГИС не являются исчерпывающими, они лишь иллюстрируют возможные принципы их использования. Для комплексной обработки этих данных могут использоваться и более совершенные с точки зрения математической

обусловленности решения системы на основе кластерного (например, LOG TOOLS) или других (типа GLOBAL или ELAN) методов анализа.

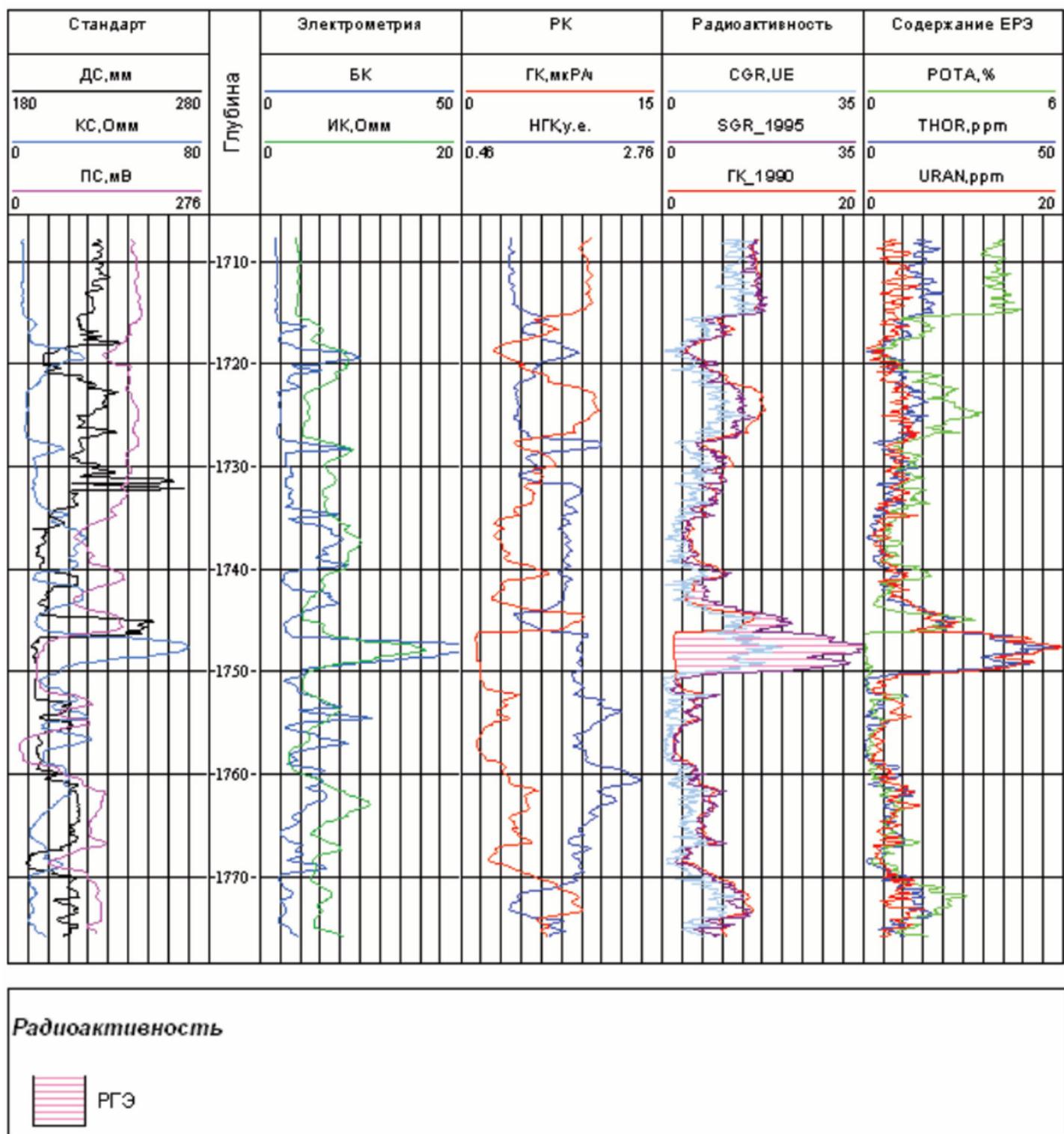


Рисунок 31. Пример выделения обводненной зоны в эксплуатационной нефтяной скважине по радиогеохимическому эффекту (РГЭ) по данным СГК

Заключение

Спектрометрический гамма-каротаж является высокоинформативным методом при изучении сложнопостроенных разрезов нефтегазовых скважин. Он обеспечивает повышенную точность оценки глинистости, что облегчает выделение коллекторов. За счет учета минерального состава глин, содержания органических материалов и полевых шпатов по данным СГК повышается точность определения пористости по комплексу методов ГИС и коэффициентов текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов.

Данные СГК позволяют идентифицировать засоленные (галитизированные) интервалы коллекторов в подсолевых отложениях, а также способствуют повышению точности определения коэффициентов текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов в обсаженных скважинах, в том числе обводняемых закачиваемыми водами.

Для повышения эффективности применения данных СГК необходимо пополнение и уточнение петрофизических данных и зависимостей с учетом характерных особенностей разреза скважин, обеспечить единство измерений за счет повышения концентрационной чувствительности аппаратуры до уровня лучших образцов и повышения требований по метрологическому обеспечению.

Литература

1. Алексеев Ф. А., Тихомирова Н. Л. Разработка методики выделения битумов в обсаженных скважинах с помощью спектрометрии естественного гамма-излучения // Ядерно-геофизические и геоакустические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. М.: Труды «ВНИИЯГГ», вып. 21, 1975.
2. Аппаратура спектрометрического гамма-каротажа нефтегазоразведочных скважин // Сб. «Геофизическая аппаратура», С.-Петербург, Недра, вып. 96, 1992, с. 76 – 83 (авторы: Урманов Э. Г., Варварин Г. Б., Зинченко С. Н., Точиленко Г. К., Хаматдинов Р. Т.).
3. Аппаратура спектрометрического гамма-каротажа повышенной чувствительности / Э. Г. Урманов, И. А. Мартынов, А. Е. Шиканов и др. // «Атомная энергия», № 11, Москва, 1997, с. 358–362.
4. Аппаратура гамма-спектрометрического каротажа АГК-89С. Руководство по эксплуатации АГК-89С РЭ.
5. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов // М., Недра, 1978 г.
6. Горбачёва А. П., Савич А. Д., Сальникова О. Л. Использование данных спектрометрического гамма-каротажа при детальном изучении нефтегазовых скважин на примере продуктивных отложений Пермского края // М., НТЖ «Геофизика», № 5, 2017, с. 70–78.
7. Гуров П. Н., Гусаров Д. В. и др. Оценка глинистости коллекторов методом гамма-спектрометрии естественной радиоактивности // Геология нефти и газа. 1979, № 4.
8. Еникеева Ф. Х., Журавлев Б. К., Тропин А. Н., Жуков А. М. и др. Определение текущей нефтегазонасыщенности терригенных коллекторов по результатам исследований разрезов скважин комплексом ядерно-физических методов // НТВ «Каротажник», вып. 2–4 (143–145), 2006.

9. Зубков М. Ю. Анализ распределения К, У, Th в отложениях баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) с целью их литотипизации и выделения в них потенциально продуктивных пластов // Доклад на конференции «Ядерная Геофизика – 2004», С.-Петербург, 29 июня – 2 июля 2004 г.
10. Инструкция по проведению измерений аппаратурой СГК-1024 и обработке результатов измерений. МИ 41-17-1396-04, Тверь, 2004.
11. Калмыков Г. А., Белохин В. С., Ревва М. Ю. Методика обработки многоканального спектрометрического гамма-каротажа с использованием элементарных спектров. // НТВ «Каротажник», вып. 10–11, 2004 г.
12. Кожевников Д. А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин. Методическое пособие // НТВ «Каротажник», вып. 38–39.
13. Кожевников Д. А., Коваленко К. В. Настройка петрофизических моделей гранулярных коллекторов // НТВ «Каротажник», вып. 1 (154), 2007 г.
14. Мамяшев В. Г., Никифорова Т. Ф., Кудрявцев В. С. Порофизическое обоснование информативности гамма-спектрометрических исследований продуктивных отложений Западной Сибири // Гамма-спектрометрия скважин при поисках и разведке нефти и твердых полезных ископаемых, М.: Сб. научн. трудов «ВНИИГеоинформсистем», 1983, с. 58–64.
15. Матчинова Г. П. Результаты применения спектрометрии естественного гамма-излучения для оценки глинистости пород на нефтегазовых месторождениях // Разведочная геофизика. М.: Недра, 1984.
16. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, Москва – Тверь, 2003 г.
17. Новиков Г. Ф. Радиометрическая разведка // Л.: Недра, 1989.
18. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, Москва, 1999 г.
19. Программа интерпретации данных спектрометрического гамма каротажа нефтегазовых скважин (**SGL**) / Свидетельство о государственной регистрации

ции № 2013661266, правообладатель: ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем» (RU), автор: Урманов Э. Г.

20. Радиометры геофизические многоканальные. Ведомственная поверочная схема для средств измерений массовых долей естественных радиоактивных элементов. РД41-06-124-90, Л., 1990.

21. Система метрологического обеспечения измерений содержания естественных радиоактивных элементов по данным спектрометрического гамма-каротажа нефтегазовых скважин // Блюменцев А. М., Мельчук Б. Ю., Мецгер Б. Э., Кузнецов В. А., Пятахин В. И., Сб. научн. трудов «ВНИИгеосистем», «Гамма-спектрометрия скважин при поисках и разведке нефти и твердых полезных ископаемых», М.: 1988, с. 35–40.

22. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, Москва, 2001 г.

23. Урманов Э. Г. Спектрометрический гамма-каротаж нефтегазовых скважин // М., ВНИИОЭНГ, 1994, 80 с.

24. Урманов Э. Г. Спектрометрический гамма-каротаж нефтегазовых скважин // М., «ВНИИгеосистем», 2-е издание, переработанное и дополненное 2010, 161 с.

25. Урманов Э. Г. Учёт сечения захвата тепловых нейтронов матрицы при определении пористости полимиктовых песчаников по данным нейтрон-нейtronного каротажа // НТВ «Каротажник», вып. 1 (247), 2015, с. 35–43.

26. Урманов Э. Г. Одновременная оценка коэффициентов пористости и газонасыщенности коллекторов по данным комплекса нейтрон-нейтронного, гамма-гамма-плотностного и акустического каротажа // НТВ «Каротажник», вып. 2 (260), Тверь, 2016 г.

27. Урманов Э. Г., Шкадин М. В., Ширкин В. А., Баннов Д. К. Аппаратура радиоактивных методов каротажа для исследования сверхглубоких скважин // НТВ «Каротажник», вып. 2–4 (143–145), Тверь, 2006, с. 259–267.

28. Урманов Э. Г., Цейтлин В. Г., Прилипухов В. И. Программно-методическое обеспечение аппаратуры АСГК // Научно-практическая конфе-

ренция «Современная ядерная геофизика при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений». Тезисы докладов. ЕАГО, РОО «Ядерно-геофизическое общество», г. Бугульма, 2001 г.

29. Урманов Э. Г., Цейтлин В. Г. Методика оценки нефтегазонасыщенности коллекторов на основе двухзондового импульсного нейтронного каротажа и спектрометрического гамма-каротажа в обсаженных скважинах // Научно-практическая конференция «Современная ядерная геофизика при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений» // Тезисы докладов. ЕАГО, РОО «Ядерно-геофизическое общество», г. Бугульма, 2001 г.

30. Урманов Э. Г., Беляков Н. В., Андреев А. А., Рогожов В. Н. Спектрометрический гамма-каротаж в горизонтальных участках нефтяных скважин и использование его данных при оценке коллекторских свойств объекта // НТВ «Каротажник», вып. 2 (129), Тверь, 2005 г.

31. Урманов Э. Г., Беляков Н. В., Андреев А. А., Рогожов В. Н., Розов Е. А., Громобоев Ю. В. Результаты опробования спектрометрического гамма-каротажа в горизонтальных скважинах // НТВ «Каротажник», вып. 3(156), Тверь, 2007 г.

32. Урманов Э. Г. Спектрометрический гамма-каротаж в нефтегазовой геофизике // Научно-технический сборник «Аппаратурно-методические комплексы для геофизических исследований нефтегазовых и рудных скважин», М., «ВНИИгосистем», 2012, с. 130–142.

33. Урманов Э. Г., Боголюбов Е. П., Зинюков М. П., Ревякин М. В. Методика определения коэффициентов текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов на основе импульсного нейтрон-нейтронного каротажа обсаженных скважин // Москва – Вологда, изд. «Инфра-Инженерия», 2022, 159 с.

34. Ферпл В. Х. Спектрометрия естественного гамма-излучения в скважине // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1983, №№ 3–11.

35. Хабаров В. В., Нелепченко О. Г., Волков Е. Н., Барташевич О. В. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология, 1980, № 10.

36. Шайхутдинов С. Г., Урманов Э. Г. Применение спектрометрического гамма-каротажа в процессе бурения // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE 2014, Москва, ВДНХ, 14–16 октября 2014.
37. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений // Алексеев Ф. А., Головацкая И. В., Гулин Ю. А. и др. М.: Недра, 1978.
38. Log Interpretation Principles / Applications, Schlumberger, 1986.
39. Natural Gamma-Ray Spectrometry. Essentials of NGS Interpretation, Schlumberger Ltd., 1984.
40. Openhole Log Analysis and Formation Evaluation. Halliburton Logging Services, Houston, Texas, 1991.
41. Serra O., Baldwin L., Quirein J. Theory, Interpretation and Practical Applications of Natural Gamma-Ray Spectroscopy. SPWLA, XX Ann. Symp., July, 1980.
42. Serra O. Fundamentals of Well Log Interpretation. Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo. 1984.
43. Mathis G. L., Rutledge D. R., Ferguson W. E. A spectral gamma ray (SGRTM) tool // SPWLA, 25-th Annual Log Symp., June, 1984.
44. Log Interpretation Charts Compact Tool Series, Baker Hughes, 2006.

Инструкции для пользователя по работе с программами обработки данных СГК

Меню программы **Graduir**

Программа **Graduir** предназначена для обработки результатов градиуро-вочных измерений 3-, 4- и 5-канальной аппаратурой СГК на моделях пластов с известным содержанием ЕРЭ или с использованием аттестованного в установленном порядке комплекта полевых калибровочных устройств ПКУ-ЕРЭ.

В тексте документа использованы следующие обозначения (мнемоники):

TH1 – скорость счета (имп/мин) в ториевом канале в области энергии гамма-квантов 2.62 МэВ;

U1 – скорость счета (имп/мин) в урановом канале в области энергии гамма-квантов 1.76 МэВ;

K – скорость счета (имп/мин) в калиевом канале в области энергии гамма-квантов 1.46 МэВ;

U2 – скорость счета (имп/мин) в урановом канале в области энергии гамма-квантов 1.12 МэВ;

TH2 – скорость счета (имп/мин) в ториевом канале в области энергии гамма-квантов 0.9 МэВ.

Прежде чем загрузить программу **Graduir** необходимо убедиться в том, что паспортные данные моделей ЕРЭ или ПКУ занесены в файл ParamPKU.

Если их там нет, то необходимо ввести упомянутые данные, не нарушая формат файла, который приведен ниже, и сохранить внесенные изменения. При внесении дополнительных данных, например, параметров нового комплекта ПКУ, во избежание нарушения формата данных (имеется в виду число пробелов), лучше скопировать данные предыдущего комплекта и поменять их на новые.

№ ПКУ	Th	U	K	
01.1	88.50	1.55	0.49	ГСО-Th
01.1	1.80	76.10	0.49	ГСО-U
01.1	1.80	1.55	9.24	ГСО-К
01.1	28.00	23.20	3.88	ГСО-См
01.1	1.80	1.55	0.49	ГСО-Ф
64.1	66.10	0.10	0.90	ПКУ-Th
64.1	2.40	45.60	0.10	ПКУ-U
64.1	3.30	2.00	9.80	ПКУ-К
64.1	13.40	17.50	3.30	ПКУ-См
64.1	4.00	1.30	0.60	ПКУ-Ф
07.1	57.9	1.2	0.2	ПКУ-Th
07.1	0.8	61.2	0.1	ПКУ-U
07.1	0.2	0.8	7.6	ПКУ-К
07.1	26.0	17.8	2.2	ПКУ-См
07.1	2.0	1.55	0.2	ПКУ-Ф

Формат данных в файле ParamPKU

Значения параметров Th, U и K равны содержанию указанных элементов в моделях (ПКУ) в единицах ppm, ppm и %, соответственно, Apku – активность урановой модели или ПКУ-U в единицах мкР/ч.

При входе в программу открывается окно, приведенное на рисунке П1. В этом окне сохранены данные последней градуировки прибора СГК. Окно заполняют новыми данными. При этом в окно для заполнения новых данных заголовка входят по щелчку левой клавиши мыши. Старая запись убирается клавишей Delete или Backspace (\leftarrow) и вводятся (заполняются) новые данные. В окошке «Комплект ПКУ» записывается код ПКУ, который записан в файле ParamPKU. Значение коэффициента ослабления для заполнения окна «Коэф.» вычисляется по следующей формуле: $K_{\text{оэф}} = J(\text{ПКУ-Ф}) / J_{\text{фон}}$ воздуха. Обычно он имеет значение 0.25–0.3.

В информативную часть (таблицу) входят по двойному клику левой клавиши мыши в нужном окошке. При этом старая запись стирается (как указано выше), заполняются новые данные и нажатием клавиши «Enter» информация в данном окошке записывается и т. д.

Градуировка СГК

Протокол №	5	Организация	ВНИИгеосистем
Дата	14-04-2010	Прибор №	ГК-С №13
Комплект	07.1	Коэф.	0.3
Выходной	Graduir_13.txt	Поверитель	Урманов Э.Г.

ПКУ	Th1	U1	K	U2	Th2	R
ПКУ - Th	308.00	439.00	544.00	0.00	0.00	3595.40
ПКУ - U	58.00	1018.00	1406.00	0.00	0.00	3579.30
ПКУ - K	28.00	90.00	1120.00	0.00	0.00	3721.70
ПКУ - Ф	24.00	60.00	177.00	0.00	0.00	3710.80
Фон сре...	31.00	76.00	230.00	0.00	0.00	3723.10

Выполнить

Выход

Рисунок П1.1. Вид окна программы обработки результатов градуировки прибора СГК

В случае градуировки 3-канального прибора заполняются окошки TH1, U1 и K, а в окошках U2 и TH2 записываются нули. В случае 4-канального прибора – заполняются окошки TH1, U1, K и U2, а в окошко TH2 записывается 0. В случае 5-канального прибора заполняются все окошки (в них вводятся результаты измерений). Заполнять окошки в какой-либо другой комбинации нельзя – программа не будет работать или будет давать неправильные результаты. Показания реперного канала (R) не участвуют при расчете матриц спектральных коэффициентов, а приводятся только для контроля правильности работы спектрометра.

После заполнения всех окошек курсором мыши щелкают на клавишу «Выполнить». При этом производятся все необходимые расчеты и результаты записываются в формате приводимого ниже Протокола в выходной текстовой файл, указанный в окошке «Выходной...».

Результаты градуировки затем используются при калибровке прибора перед проведением скважинных измерений и при обработке результатов скважинных измерений.

ПРОТОКОЛ № 5

Градуировка прибора АСГК № 2

ОРГАНИЗАЦИЯ: ВНИИгеосистем

Дата градуировки: 14-04-2010

Градуировка проводилась с помощью комплекта ПКУ номер 95.1

Активность ПКУ-U = 41.7 мкР/ч

===== Результаты измерений =====

Th1	U1	K	U2	Th2	Rep	
1824.80	1328.30	1900.50	2299.30	4884.30	3595.40	ПКУ-Th
539.55	1876.50	2799.40	5134.20	4662.70	3579.30	ПКУ_U
146.35	313.96	3374.90	3063.70	3118.20	3721.70	ПКУ-K
142.22	294.92	801.68	1119.40	1326.80	3710.80	ПКУ-Ф
218.75	385.21	1128.80	1434.90	1739.50	3723.10	Фон среды
0.6501	0.7656	0.7102	0.7801	0.7627		К-т прохождения

===== Расчет по 3 измерениям =====

0.049000 -0.013862 0.000463 0.000000 0.000000
-0.030463 0.045201 0.000243 0.000000 0.000000
0.000926 -0.005315 0.003753 0.000000 0.000000

Масштабный коэффициент Q = 95.362823 имп/мин/мкР/ч

Параметр чувствительности QSU = 66.421077 имп/мин/ррм (U)

===== Расчет по 4 измерениям =====

0.046857 -0.009544 0.002220 -0.002364 0.000000
-0.024286 0.032750 -0.004824 0.006815 0.000000
0.000076 -0.003601 0.004450 -0.000938 0.000000

Масштабный коэффициент Q = 191.641000 имп/мин/мкР/ч

Параметр чувствительности QSU = 133.479706 имп/мин/ррм (U)

===== Расчет по 5 измерениям =====

0.043748 -0.012376 0.000220 -0.002364 0.002911
-0.022547 0.034335 -0.003704 0.006815 -0.001629
0.000016 -0.003656 0.004412 -0.000938 0.000056

Масштабный коэффициент Q = 271.638604 имп/мин/мкР/ч

Параметр чувствительности QSU = 189.198767 имп/мин/ррм (U)

Коэффициент качества = 6.482442

Поверитель: Ширкин В. А.

Формат протокола градуировка прибора АСГК № 2

Меню программы Calibr

Калибровка прибора СГК производится путем измерений фона окружающей среды и измерений в полевых калибровочных устройствах ПКУ-Ф и ПКУ-См.

При входе в программу открывается окно основного меню программы калибровки (рисунок П1.2).

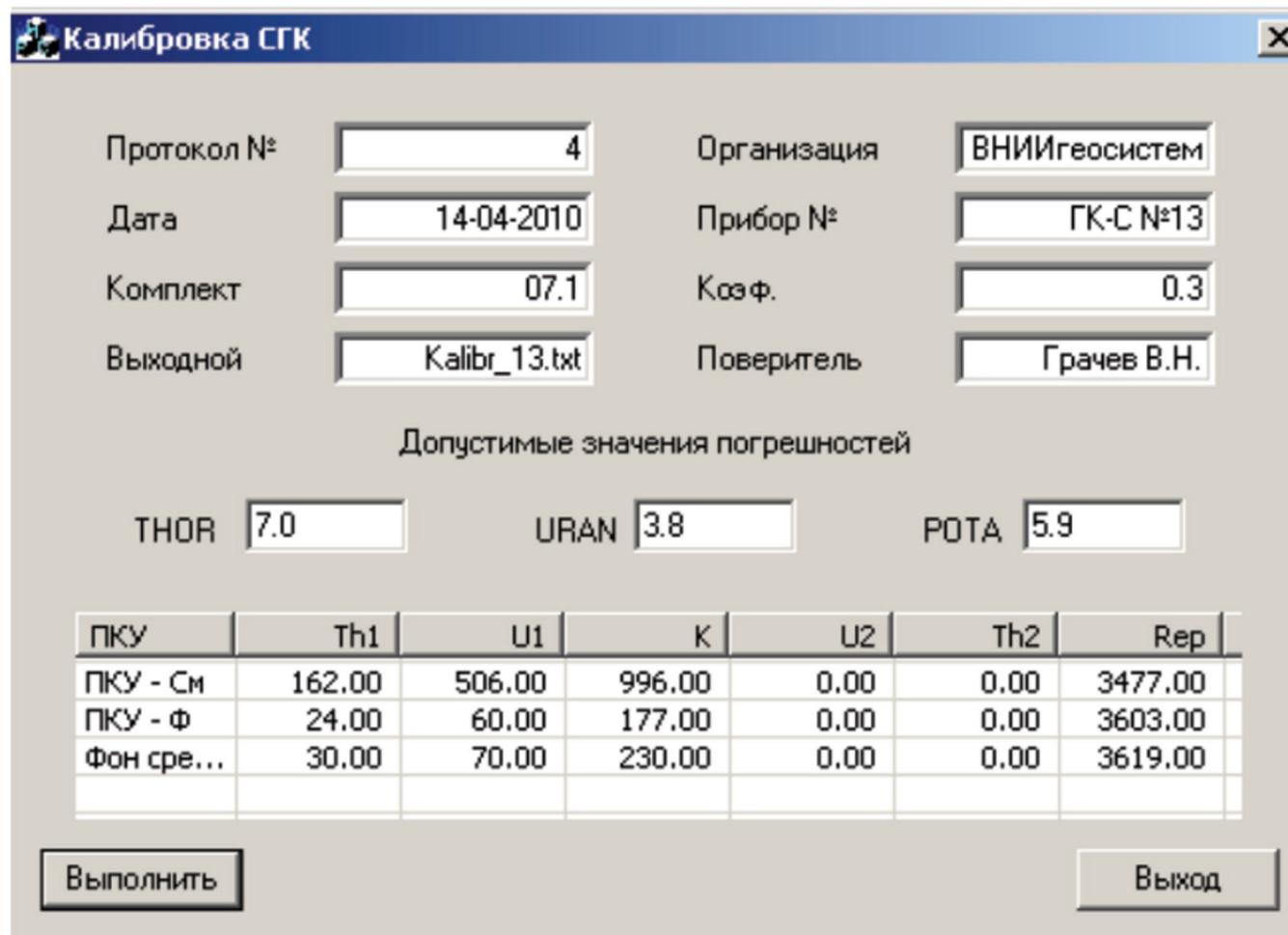


Рисунок П1.2. Окно основного меню программы обработки результатов калибровки прибора СГК

Окно заполняется описанным выше способом. При этом допустимые значения погрешностей для данного типа приборов не рекомендуется менять. После заполнения окна и щелчка на клавишу «Выполнить» открывается окно выбора градировочного файла (рисунок П1.3).

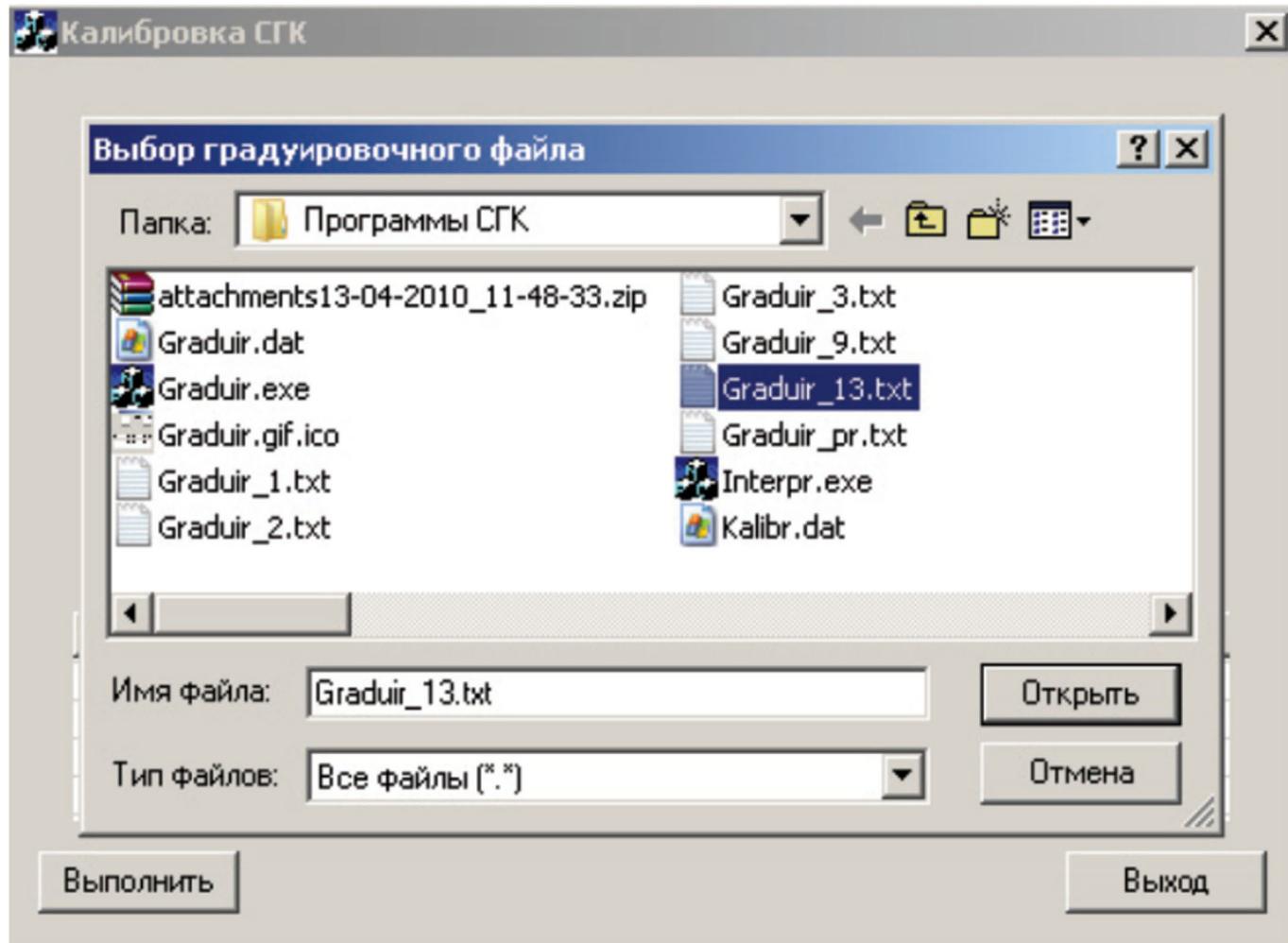


Рисунок П1.3. Окно выбора градуировочного файла программы калибровки прибора СГК

В этом окне файл градуировки прибора (базовых измерений) выбирается путем щелчка на иконку выбранного файла и щелчка на клавише «Открыть». После этого при щелчке на клавишу «Выполнить» производится обработка записанных в предыдущем окне (рисунок П1.2) данных и запись результатов калибровки в виде приведенного ниже Протокола калибровки в выходной текстовой файл, выбранный в основном меню программы калибровки (см. рисунок П1.2).

ПРОТОКОЛ № 3
Калибровки зонда Тверца-СГК № 1

ОРГАНИЗАЦИЯ: ВНИИгеосистем

Дата калибровки: 09-04-2010

Калибровка проводилась с помощью ГСО номер 01.1

Результаты измерений:

Среда	Скорости счета в каналах спектрометра, имп/мин					
	Th1	U1	K	U2	Th2	Rep
ПКУ-См	874	1252	2638	4238	4484	3477
фон	10	21	132	187	204	3619

Оценка характеристик:

ЕРЭ	Содержание	Погрешность (проц.)		
		Измеренное	Паспортное	Измеренная
THOR, ppm	27.92	28.00	0.00	7.00
URAN, ppm	23.56	23.20	1.00	3.80
POTA, %	4.11	3.88	5.00	5.90

На основании результатов калибровки прибор признан **годным** к применению по классу точности (погрешности измерения) для исследований разрезов нефтегазовых скважин.

Калибровку провел _____ /Грачев В. Н./

Формат Протокола калибровки аппаратуры СГК

Меню программы Interpr

Программа рассчитана на обработку результатов скважинных измерений 3-, 4- или 5-канальной аппаратурой спектрометрического гамма-каротажа. Для

обработки должен быть создан специальный LAS-файл с соответствующими мнемониками и порядком размещения кривых, например:

~Version information

This file generated by the LAST component (v1.2.08). Tver. R.E.A. 1999–2005

VERS. 2.0 : CWLS LAS Version
WRAP. NO : Wrap mode

~Well information

STRT.M 3213.9 : Started at
STOP.M 3336.7 : Stopped at
STEP.M 0.1 : Step
NULL. -32768 : Null value
WELL. 1 : Well
FLD . Ангаро-Илимская : Field
LOC . 1 : Location
DATE. 24.02.2010 : Date

~Curve information

DEPT. :
REP .cpm :
TH2 .cpm :
U2 .cpm :
K .cpm :
U1 .cpm :
TH1 .cpm :
DS .MM :

~Other information

~ASCII Log data

3213.9 26882.05 0 0 531.805 103.671 10.136 146.9995
3214.0 27020.48 0 0 538.080 114.188 14.895 147.4995
3214.1 27003.42 0 0 530.120 120.861 23.715 147.4995
3214.2 27423.64 0 0 537.336 105.306 35.023 147.0000
3214.3 27190.31 0 0 487.814 103.807 27.234 147.4995
3214.4 27361.60 0 0 457.670 105.736 41.657 147.4995
3214.5 27267.46 0 0 437.719 89.328 48.291 146.9995
3214.6 26953.85 0 0 410.179 93.521 48.090 146.9995
3214.7 26845.59 0 0 370.928 85.035 41.455 147.0000
3214.8 26925.95 0 0 405.525 95.822 38.098 147.0000
3214.9 26608.41 0 0 385.890 87.932 40.237 147.4995
3215.0 26563.09 0 0 387.903 91.300 46.030 147.4995
3215.1 26526.57 0 0 375.034 76.040 57.919 147.4995
3215.2 26521.05 0 0 433.210 59.748 40.851 147.4995
3215.3 26908.64 0 0 436.060 48.206 35.305 147.0000
3215.4 27064.34 0 0 398.686 58.346 39.600 147.0000
3215.5 27089.97 0 0 406.806 70.525 42.081 147.4995
3215.6 27160.72 0 0 385.071 84.792 67.001 147.4995
3215.7 27146.10 0 0 407.758 101.051 40.100 147.4995
3215.8 27008.58 0 0 401.233 108.480 20.663 147.0000

При входе в программу открывается основное окно программы обработки результатов скважинных измерений: «Первичная обработка».

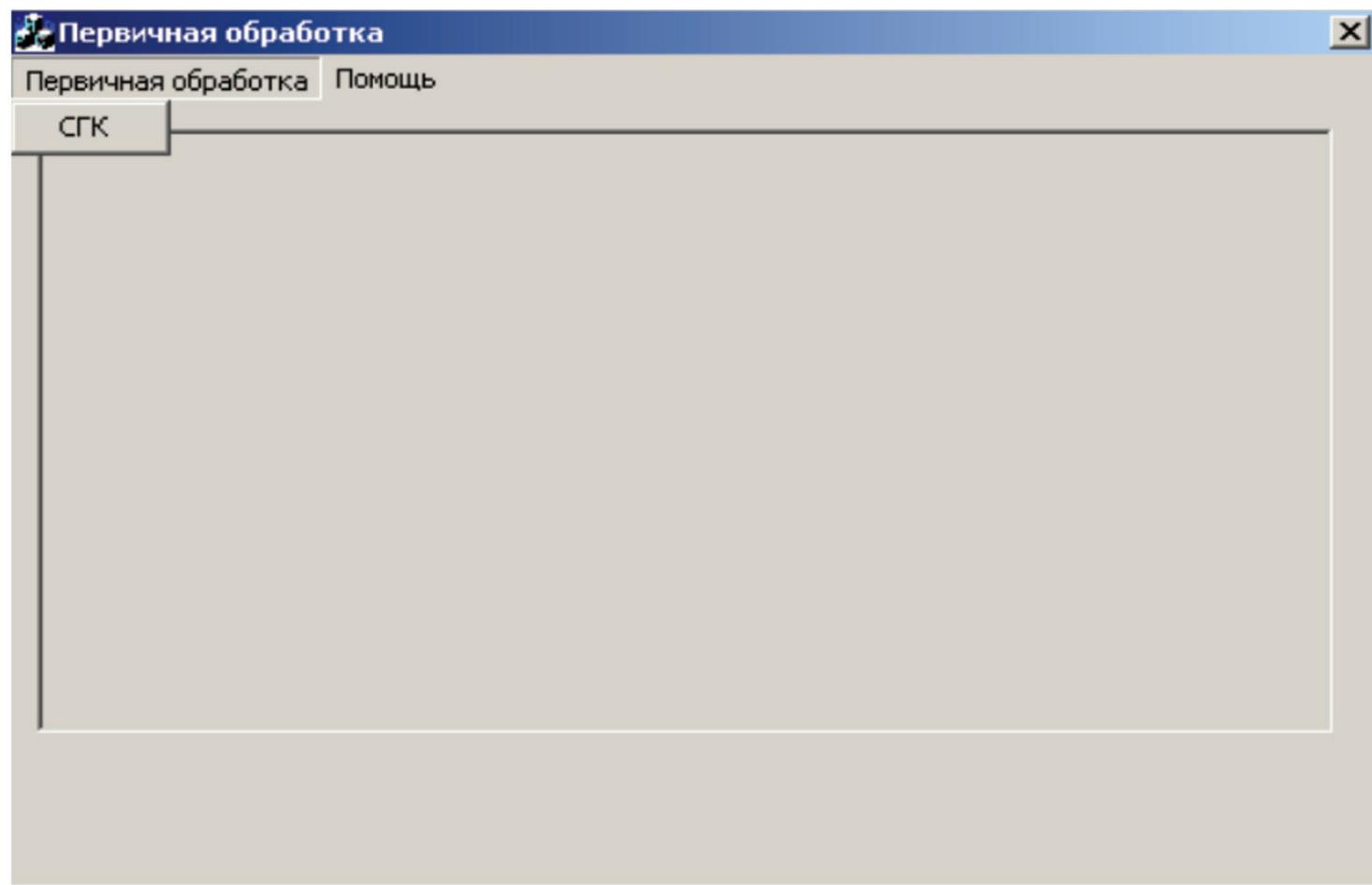


Рисунок П1.4. Панель загрузки данных скважинных измерений

Для продолжения работы программы нужно кликнуть левой кнопкой мыши на кнопку «Первичная обработка», при этом появится кнопка «СГК». После клика на эту кнопку, откроется следующее окно «Выбор файла для первичной обработки» с указанием LAS-файлов (если они были записаны в каталог, где находится программа) (рисунок П1.5). Если нужного файла в указанной директории не окажется, то путем поиска надо найти подготовленный для обработки LAS-файл (например, ГК-С1.las) в директории, где хранятся файлы со скважинными материалами. Указать на этот файл курсором (кликнуть), затем кликнуть кнопку «Открыть».

Выбор файла для первичной обработки...



Папка:

SGK_Interpr

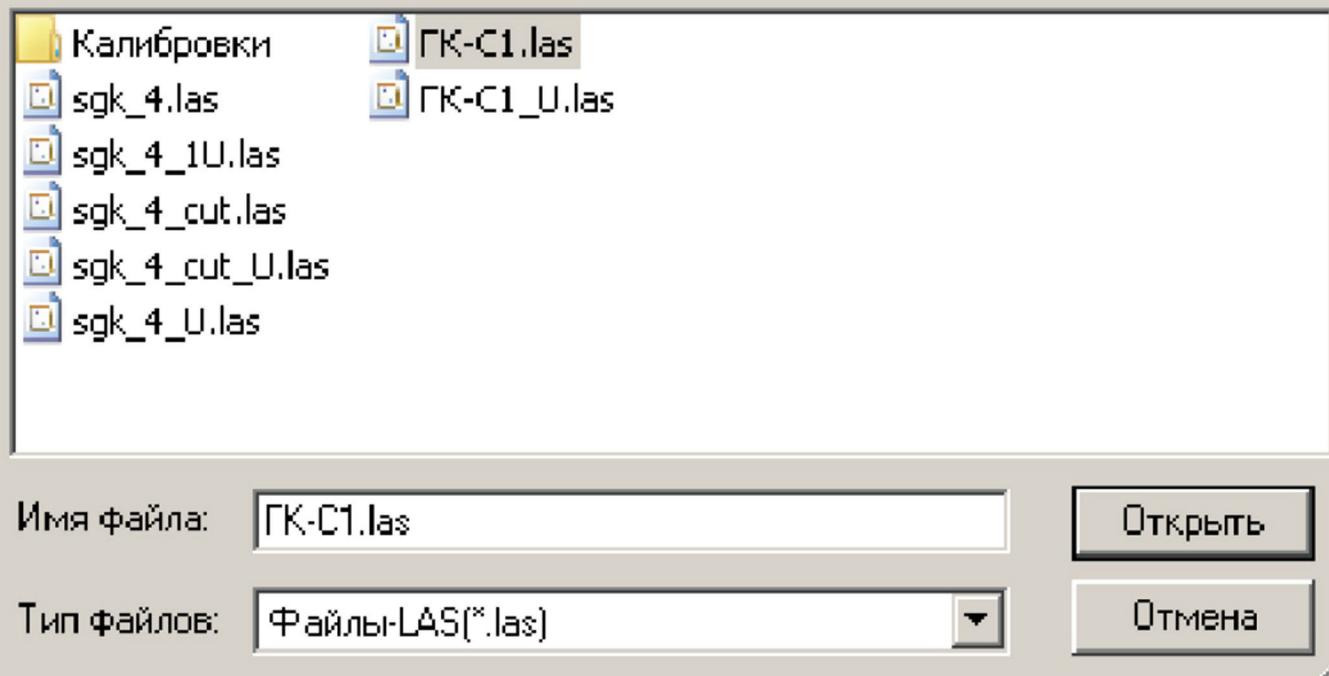


Рисунок П1.5

Если не открывается, надо в папке LasDac запустить файл LasDac.dll – появится сообщение «Успешно установлено» и вернуться в начало – откроется следующее окно «Установка регистрируемых параметров».

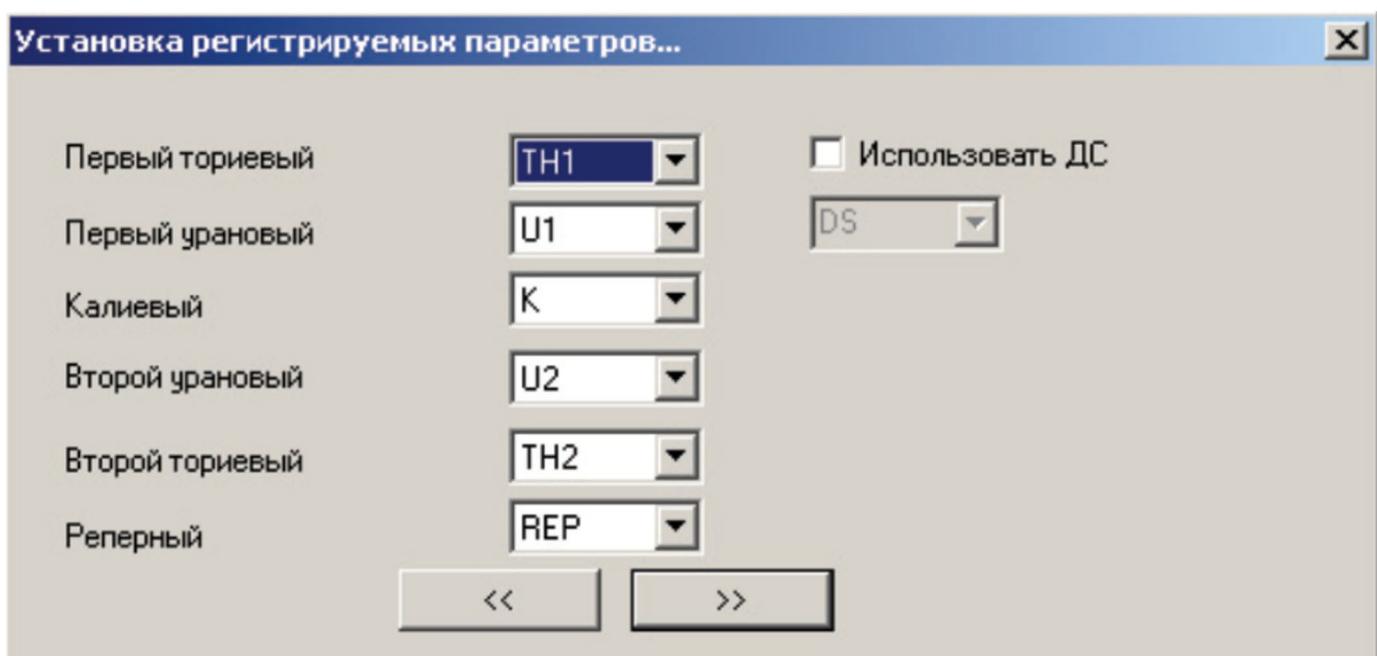


Рисунок П1.6

На данном этапе необходимо проверить соответствуют ли указанные в окошках мнемоники выбранных первичных данных указанным надписям в открывшемся окне, если нет, то надо отредактировать LAS-файл, расположив диаграммы в указанном в окне порядке. Кроме того, если в файле обработки имеется кривая ДС, в окошке «Использовать ДС» нужно проставить галочку и в окошке появится название (мнемоника) кривой ДС.

Далее, после клика на кнопку со стрелками вправо, открывается следующее окно (рисунок П1.7).

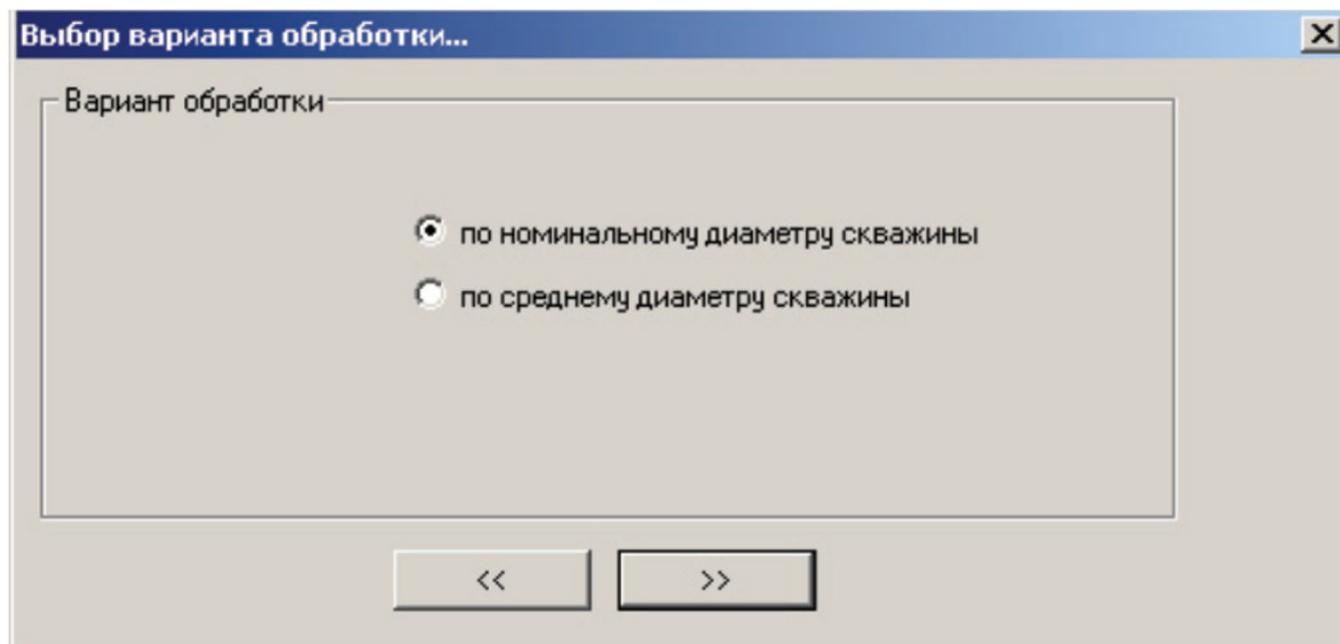


Рисунок П1.7

Следующим шагом является выбор варианта обработки: по номинальному диаметру скважины или по среднему. Если в файле обработки не присутствует кривая ДС, то выбирается вариант по номинальному диаметру скважины. Далее откроется следующее окно «Установка параметров скважины» (рисунок П1.8).

Установка параметров скважины...

Скважина

Номинальный диаметр скважины мм

Коэффициенты учета диаметра скважины

Kd1 = Kd2 = Kd3 = Kd4 = Kd5 =

Обсадная колонна

Толщина обсадной колонны мм Диаметр кол. мм

Коэффициенты учета обсадной колонны

Kc1 = Kc2 = Kc3 = Kc4 = Kc5 =

Рисунок П1.8

Здесь необходимо в соответствующем окошке задать значение номинального диаметра скважины (например, 216). При этом в соответствующих окошках появятся коэффициенты учета диаметра скважины (строго говоря, они действительны только для прибора АСГС). Если исследования проводились в обсаженной скважине, в соответствующих окошках необходимо ввести следующие данные: отметить галочкой окошко «Обсадная колонна» и задать толщину обсадной колонны, диаметр колонны и коэффициенты учета обсадной колонны.

Если был выбран вариант по среднему диаметру скважины, то в следующем окне «Установка параметров скважины» ничего не надо заполнять, нужно идти дальше. Откроется следующее окно: «Выбор калибровочного файла» (рисунок П1.9).

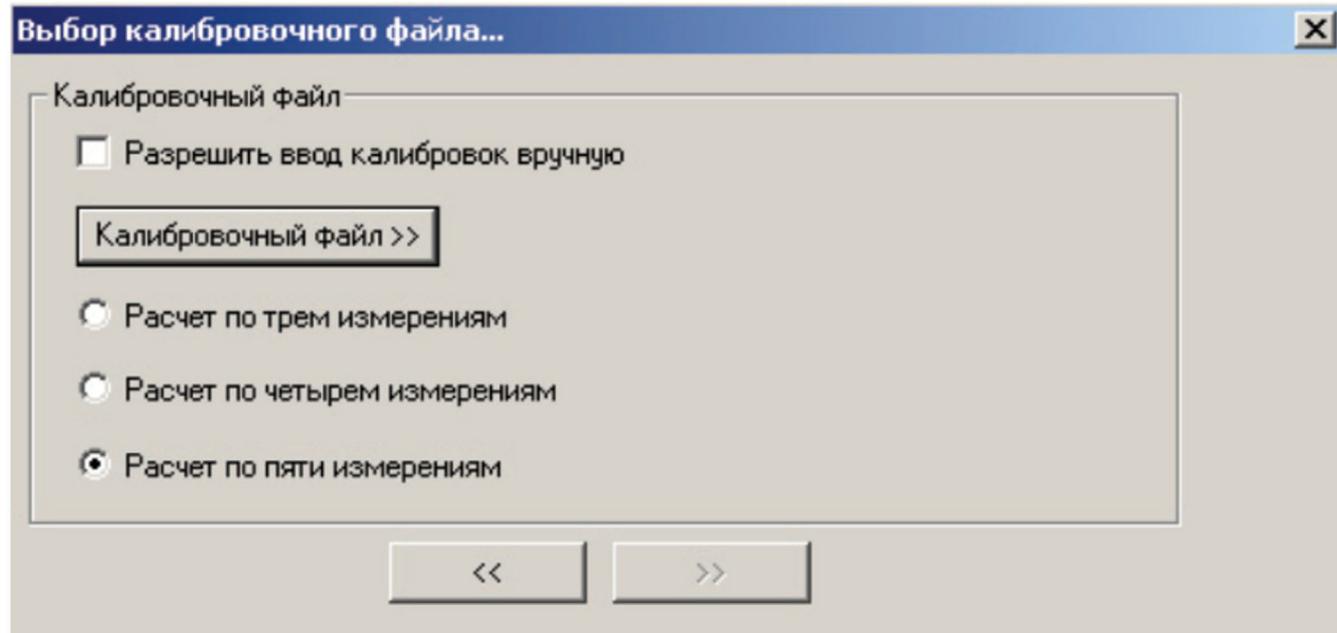


Рисунок П1.9

Кликнув на кнопку «Калибровочный файл», открываем следующее окно «Выбор файла калибровки» (рисунок П1.10) и выбираем файл последней градуировки прибора. Кликнув на кнопку «Открыть», возвращаемся в предыдущее окно, в котором отмечен выбранный файл градуировки. Далее отмечаем вариант, определяющий число измерений, по которым будет произведен расчет параметров СГК.

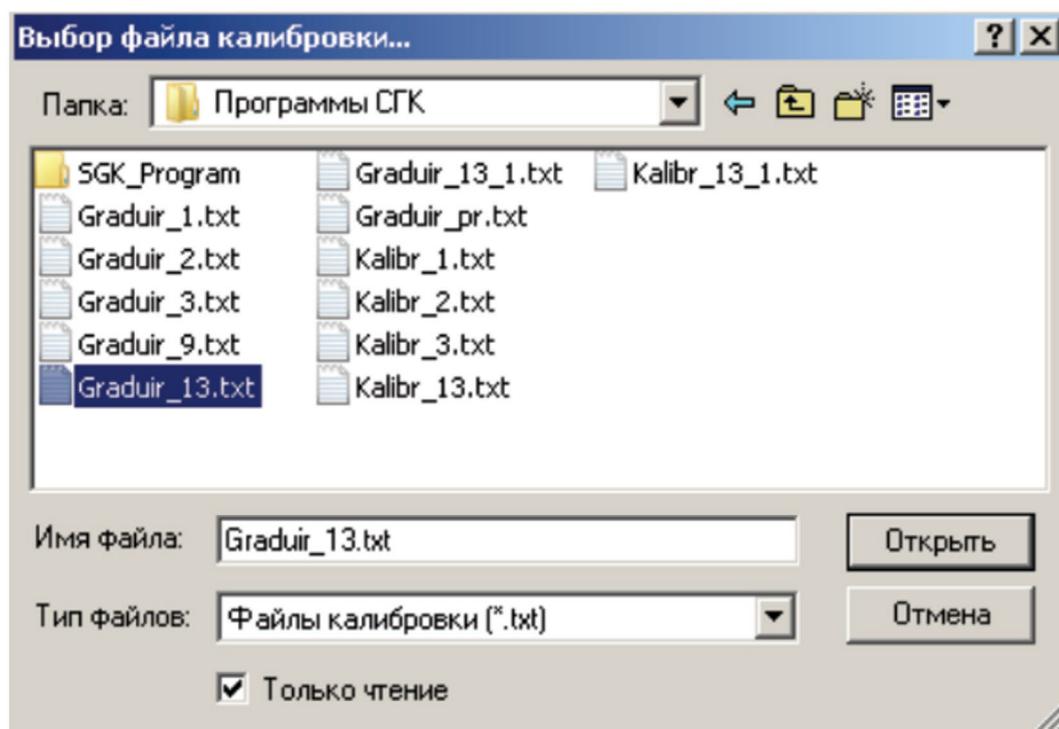


Рисунок П1.10

Если градуировочный файл отсутствует в базе данных, следует отметить окошко «Разрешить ввод калибровок вручную».

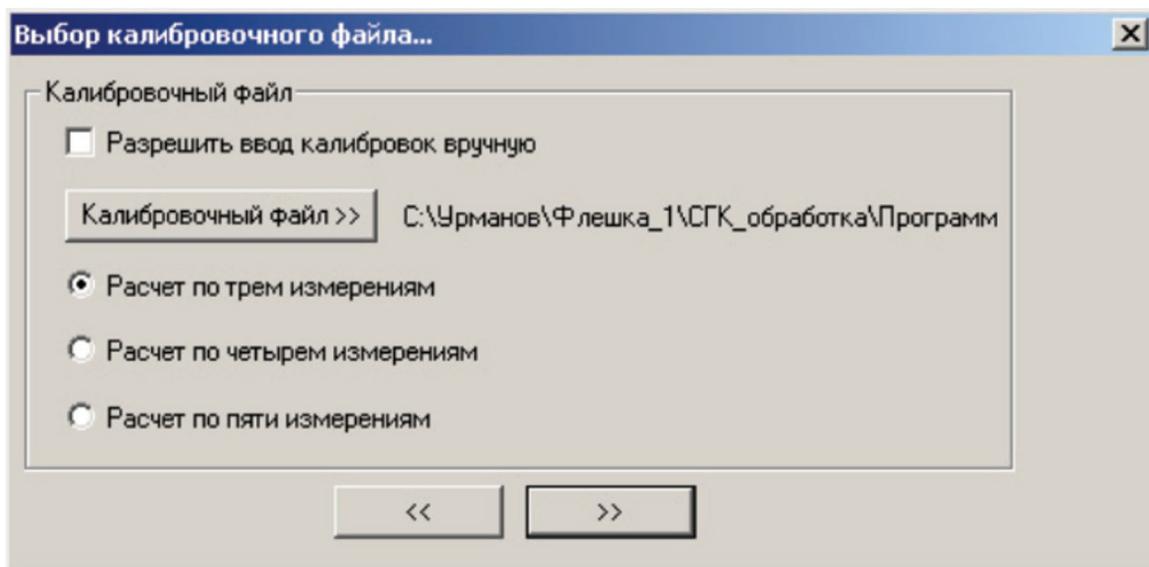


Рисунок П1.11

Далее открывается следующее окно «Установка параметров промывочной жидкости» (рисунок П1.12).

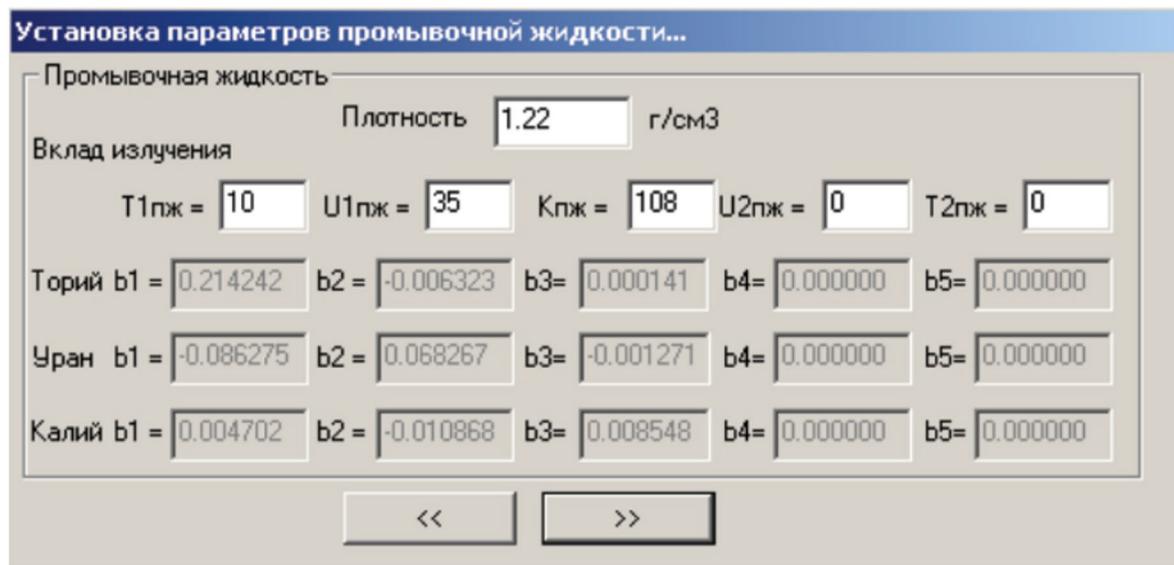


Рисунок П1.12

В соответствующие окошки вводятся данные о плотности ПЖ и вкладе ее излучения в каждый канал. Вклад излучения ПЖ определяется путем прямых измерений, по минимальным показаниям в разрезе (если в разрезе имеются чистые неглинистые пласты) или расчетным путем (если ПЖ глинистый раствор

без добавления KCl). Кроме того, проверяется правильность матрицы спектральных коэффициентов (по линии Торий расположены коэффициенты b11, b12 и т. д., по линии Уран – b21, b22 и т. д., по линии Калий – b31, b32 и т. д.). Если в предыдущем окне было отмечено «Разрешить ввод калибровок...», то можно ввести новые значения спектральных коэффициентов.

Далее открывается окно «Установка значений аппаратурного фона» (рисунок П1.13). Если вклад излучения ПЖ в предыдущем окне был проставлен по прямым измерениям или другим данным, то в этом окне в окошках необходимо оставить нули, записанные по умолчанию. Если же измерения проводились в обсаженной скважине, заполненной водой (без собственного излучения), то в окошки необходимо прописать значения аппаратурного фона в каналах, определенные, например, при измерениях в бассейне с водой глубиной порядка 2 м.

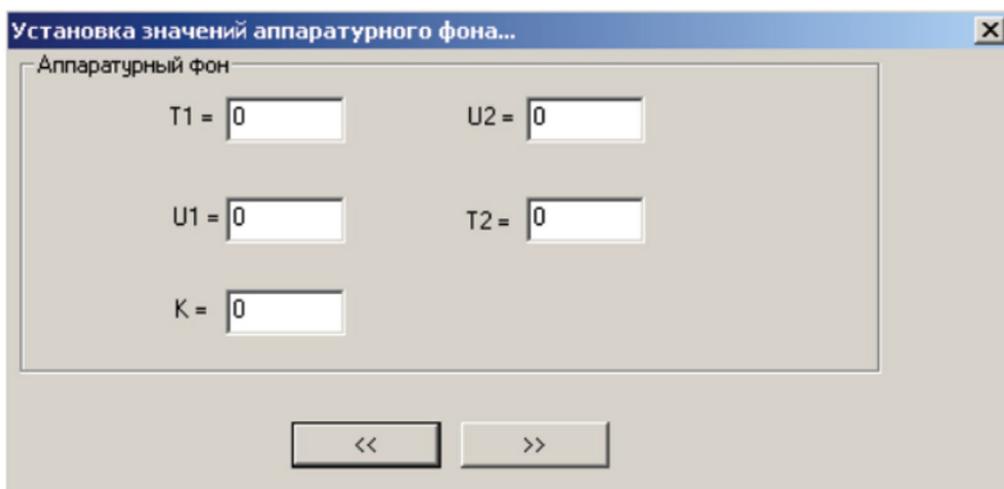


Рисунок П1.13

Далее откроется окно меню «Установка прочих параметров» (рисунок П1.14). В соответствующих окнах будут указаны следующие параметры (взятые из градиуровочного файла): масштабный коэффициент радиоактивности, т. е. эталонировочная характеристика – цена единицы 1 мкР/ч (γ) и чувствительность аппаратуры на единицу содержания урана – в имп/мин/ ppm (U). Если параметры SGR и CGR необходимо рассчитать в единицах API, то в окошке «Использовать ед. API» необходимо поставить галочку, в противном случае указанные параметры будут вычисляться в единице мкР/ч. При необходимости по-

лучения сглаженных по глубине данных, нужно отметить галочкой окошко «Фильтр данных». Рекомендуется выбрать медианный фильтр.

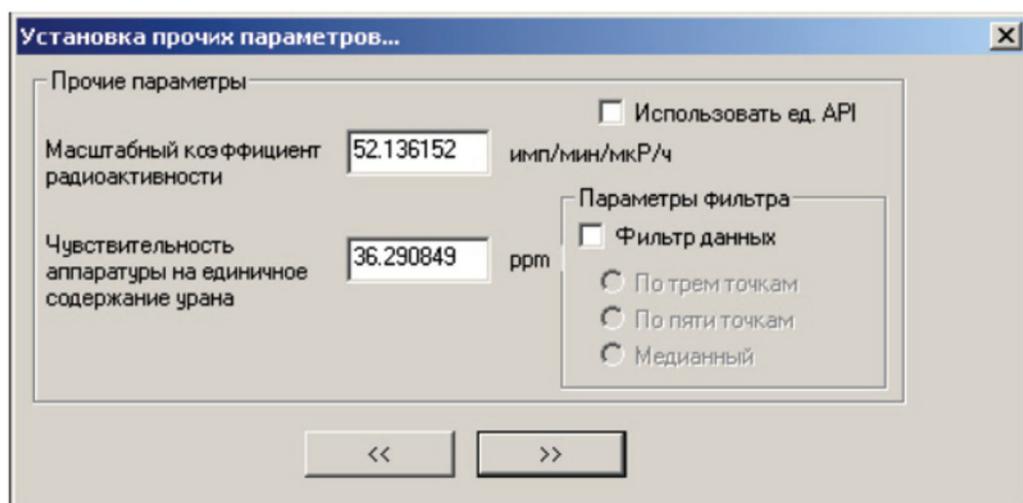


Рисунок П1.14

Далее открывается окно «Параметры» (рисунок П1.15). Кликнув мышью против соответствующей записи, нужно заполнить открывающиеся окошки. Эти данные будут записаны в заголовке LAS-файла, содержащем результаты обработки. После клика кнопки со стрелками вправо в открывшемся окне появится сообщение «Процесс преобразования успешно завершен». Результат обработки будет записан в LAS-файл под тем же именем, но с добавлением буквы U, например, ГК-C1_U.las. В файле будут содержаться и первичные данные, и результат обработки.

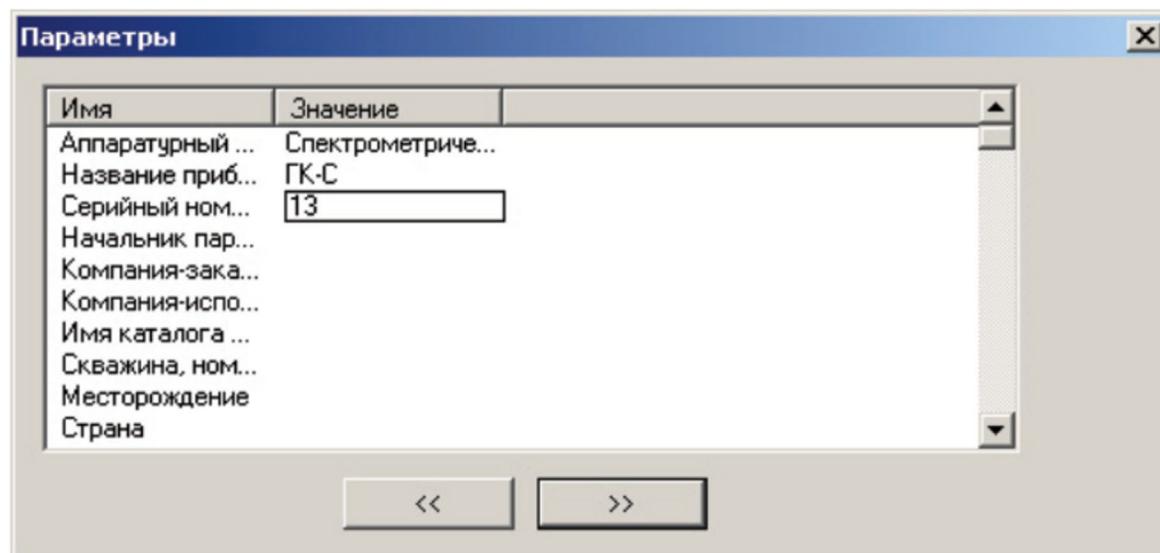


Рисунок П1.15

Инструкция для пользователя по работе с программой SGL при интерпретации данных СГК

Обозначения и мнемоники

GGP (g/cm^3) – плотность по ГГКп ($\text{г}/\text{см}^3$);

DT (mcs/m) – интервальное время продольных волн по АК (мкс/м);

WHK (part) – водородосодержание по НК в объёмных долях породы;

GL (part) – глинистость;

FS (part) – содержание полевых шпатов;

FSP (part) – содержание калиевых полевых шпатов;

FSN (part) – содержание натриевых полевых шпатов;

CLT (part) – содержание хлорита;

KLT (part) – содержание каолинита;

MNT (part) – содержание монтмориллонита;

GSL (part) – содержание гидрослюды;

ORG (part) – содержание органики;

dRo (g/cm^3) – плотность глин ($\text{г}/\text{см}^3$);

dTgl (mcs/m) – интервальное время глин (мкс/м);

Siggl (c.u.) – сечение захвата тепловых нейтронов (е. з.);

Wgl (V/V) – водный эквивалент глин (включая органику и полевых шпатов).

Программа предназначена для обработки материалов СГК нефтегазовых скважин при их интерпретации.

Входными данными являются записанные в LAS-файл диаграммы: SGR, mcR/h; CGR, mcR/h; THOR, ppm URAN, ppm и POTA, %, а также значения Сгл и CGR против опорного пласта глин.

Выходными данными являются: GL – общая глинистость (part), FS – содержание полевых шпатов (part), CLT – содержание хлорита (part), KLT – со-

держание каолинита (part), MNT – содержание монтмориллонита (part), GLS – содержание гидрослюды (иллита) (part) и ORG – содержание органических материалов, типа битумоидов или керогена (part), а также dW – водный эквивалент глин (part), dTgl – интервальное время глин (мкс/м), dRo – плотность глин ($\text{г}/\text{см}^3$), Siggl – сечение захвата глин (е. з.).



Вход в программу осуществляется нажатием (кликнув) на иконку на рабочем столе. При этом открывается панель загрузки данных LAS-файла (рисунок П2.1).



Рисунок П2.1

Кликнув на иконку «Открыть файл», открываем базу данных (рисунок П2.2) и выбираем подлежащий обработке LAS-файл.

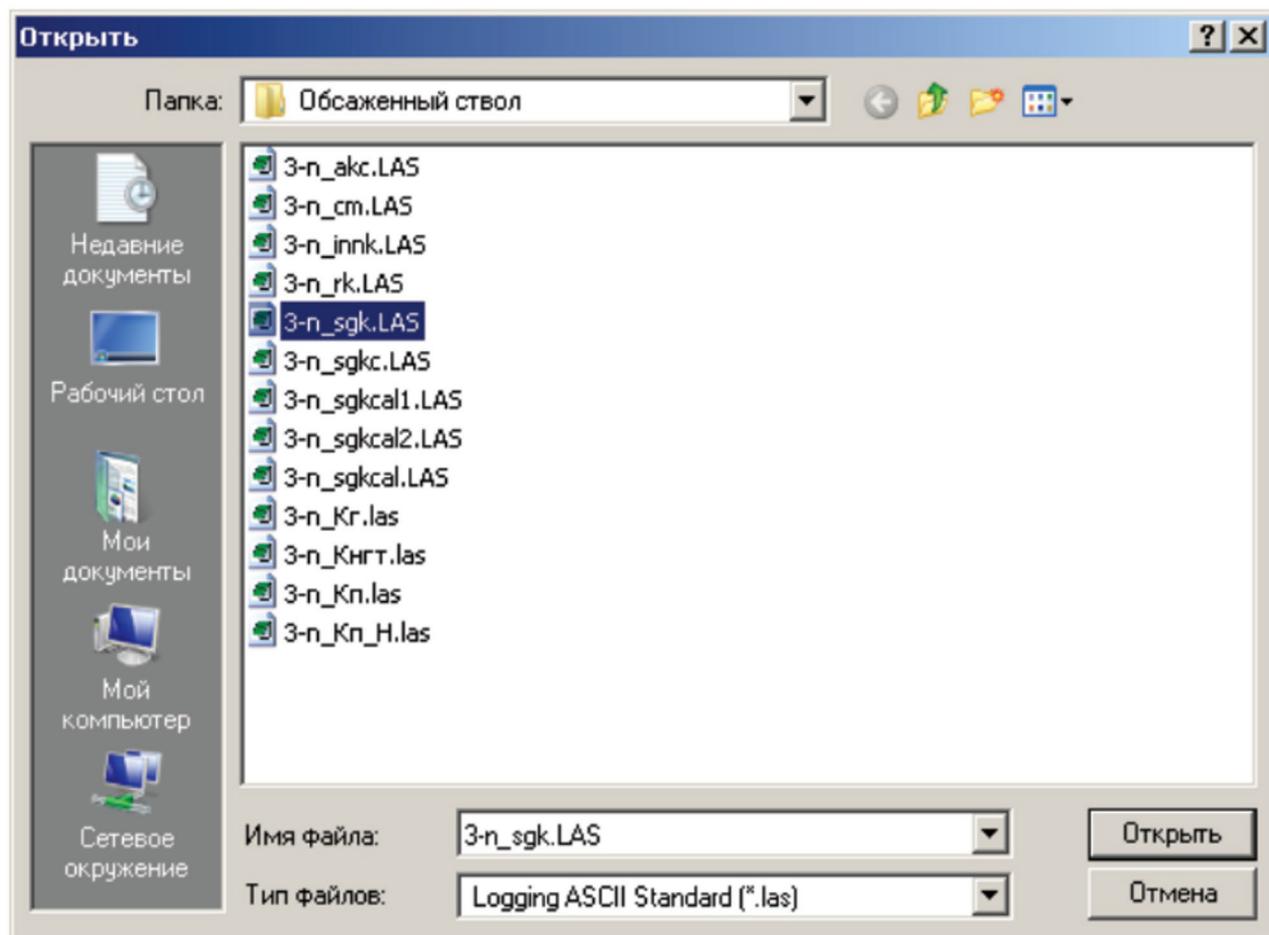


Рисунок П2.2

Далее, кликнув левой кнопкой мыши на кнопку «Открыть», открываем основную панель программы (рисунок П2.3). Данные LAS-файла будут загружены и готовы для обработки.

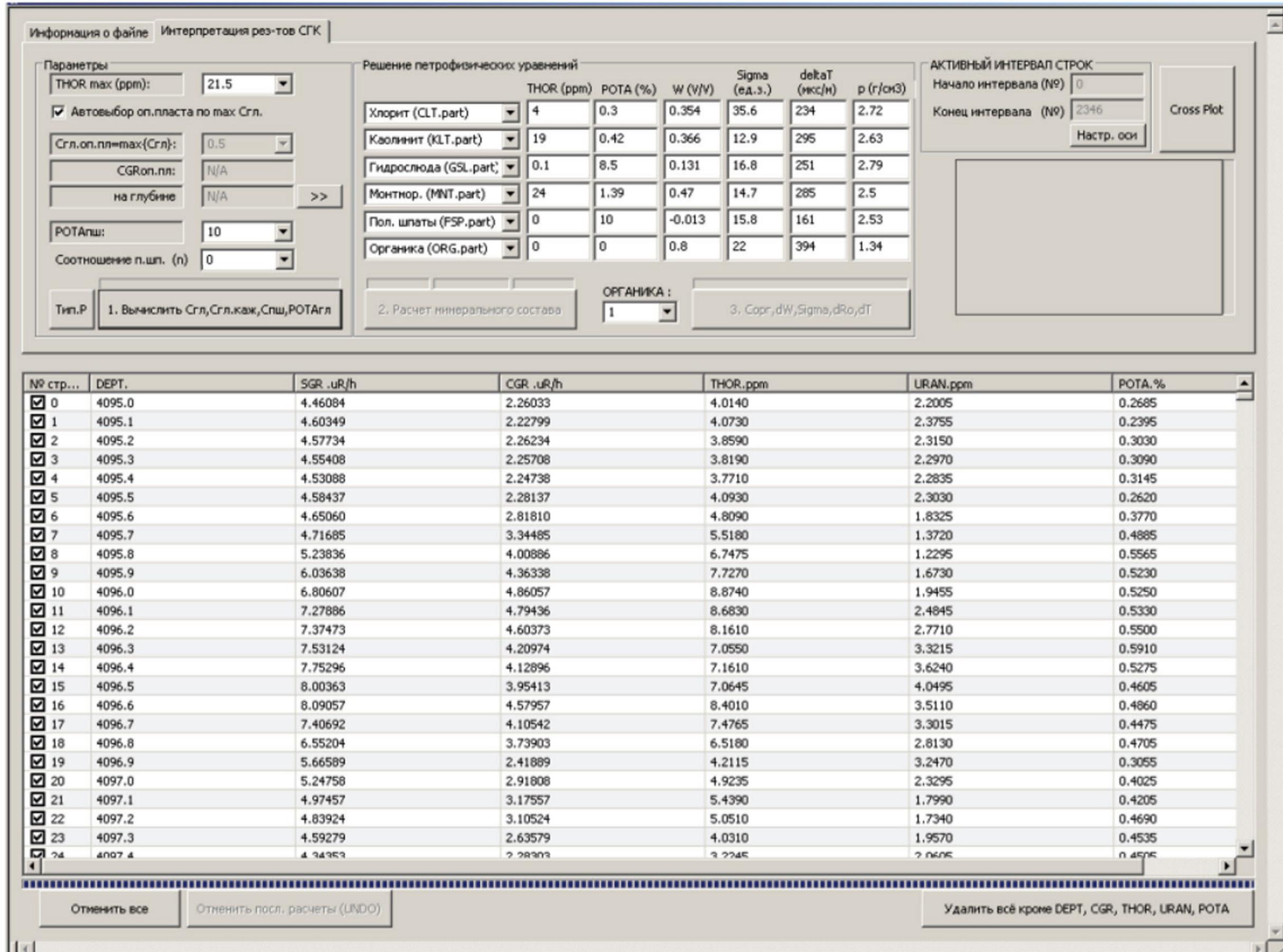


Рисунок П2.3

На панели, кроме загруженных данных LAS-файла, по умолчанию содержатся петрофизические данные, которые на основе имеющихся для конкретных отложений или пластов данных могут (или должны) быть скорректированы как по компонентному составу, так и по содержанию в них естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ). При этом корректироваться должны и данные водного эквивалента (W), сечения захвата тепловых нейтронов (Sigma), интервальное время продольных волн (deltaT) и плотность (ρ -ГГКп).

В левом верхнем углу панели приведены (по умолчанию) исходные данные для начала обработки загруженных данных СГК (рисунок П2.4), которые также должны быть скорректированы. THOR_{\max} выбирается по максимальному значению тория в глинах данного интервала. Например, если глинистые породы представлены на основе каолинита, то $\text{THOR}_{\max} = 19 \text{ ppm}$, если на основе монт-

мориллонита, $\text{THOR}_{\max} = 24 \text{ ppm}$, если же смешанные минералы, то может выбираться среднее значение, $\text{THOR}_{\max} = 21.5 \text{ ppm}$.

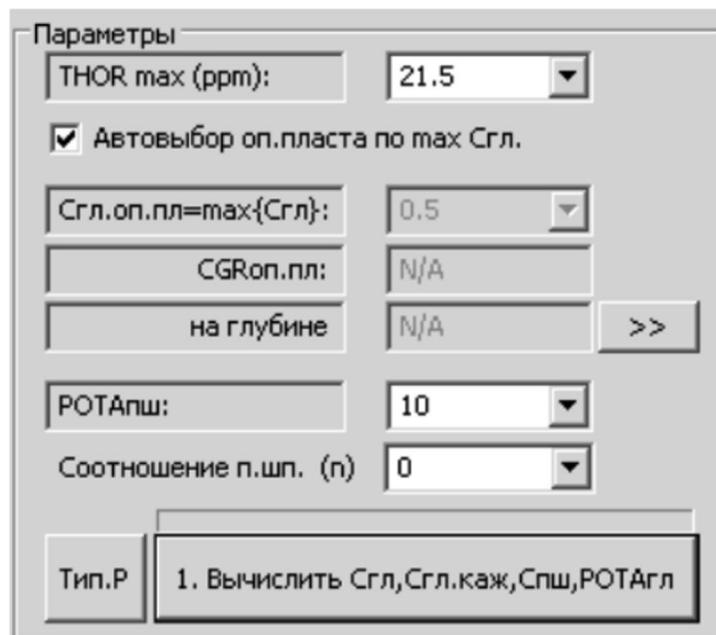


Рисунок П2.4

В программе глинистость определяется по содержанию тория: $C_{\text{гл}} = \text{THOR} / \text{THOR}_{\max}$. Кажущаяся глинистость (суммарное содержание глинистых минералов и калиевых полевых шпатов) определяется по параметру CGR на основе выбора опорного пласта, в основном максимальной глинистости, в предположении, что пласты с максимальной глинистостью не содержат или мало содержат полевых шпатов. В программе предусмотрена возможность автоматического выбора опорного пласта глин по максимальному значению глин. В этом случае галочку на иконке не следует снимать. Однако, для исключения случайностей, опорный пласт глин и значение $\text{CGR}_{\text{оп.пл.}}$ лучше выбирать по диаграммам THOR и CGR по среднему значению против выдержаных глин. После этого, кликнув на галочке иконки левой кнопкой мыши, в открывавшиеся окошки иконки записываются выбранные значения $C_{\text{гл.оп.пл.}}$ и $\text{CGR}_{\text{оп.пл.}}$. При необходимости уточняется содержание калия в полевых шпатах ($\text{POTA}_{\text{ппш}}$) и соотношение натриевых и калиевых полевых шпатов в исследуемом разрезе. При этом 0 соответствует чистым (кварцевым) песчаникам и карбонатам, 1 и 2 – полимиктовым песчаникам.



Рисунок П2.5

После этого, кликнув на кнопку «Тип.Р» (рисунок П2.5), выбирается тип разреза (рисунок П2.6). В зависимости от выбранного типа разреза по разным параметрам определяется глинистость:

- в полимиктовых песчаниках по THOR и CGR,
- в кварцевых – по CGR,
- в карбонатных отложениях – по THOR.

В последних двух типах отложений содержание полевых шпатов не определяется (принимается равным нулю). После выбора типа разреза, кликнув на кнопку «Применить и закрыть», возвращаемся к основной панели программы.

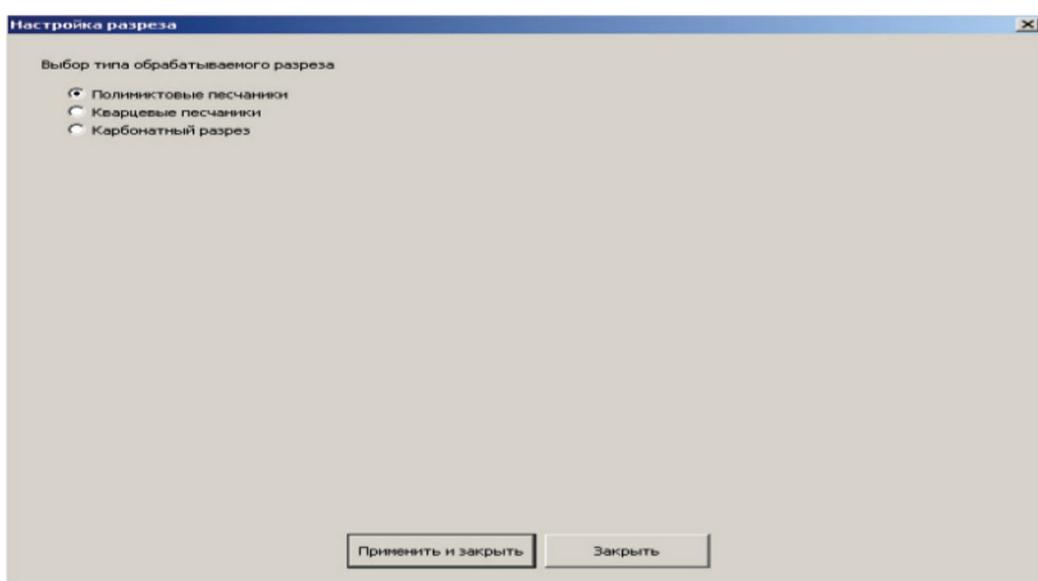


Рисунок П2.6

Обработка результатов СГК начинается после клика на кнопку «1. Вычислить С_{гл}, С_{гл.каж.}, С_{пш}, РОТА_{гл}». При этом происходит вычисление указанных параметров, а результаты отображаются на панели правее введенных из ла-формата данных СГК (рисунок П2.7).

The screenshot shows the 'Interpretation of SGK results' window. On the left, there's a panel for entering parameters: THOR max (ppm) set to 21.5, a checked checkbox for 'Автосыбор оп.пласта по max Сгл.', and other fields like Сгл.оп.пл= max{Сгл}, CGRon.nln, and ROTAпш. Below these are buttons for 'Type.R' (1. Вычислить Сгл, Сгл.каж, Спш, РОТАгл), '2. Расчет минерального состава', and '3. Сорп, dW, Sigma, dRo, dT'. In the center, there's a table titled 'Решение петрофизических уравнений' with columns for mineral names (Хлорит, Каолинит, Гидрослюдя, Монтмор., Пол. шпаты, Органика) and their corresponding values for THOR (ppm), РОТА (%), W (V/V), Sigma (ед.з.), deltaT (мсс/н), and p (г/см3). To the right, there's a section for 'АКТИВНЫЙ ИНТЕРВАЛ СТРОК' with fields for 'Начало интервала (№)' (0), 'Конец интервала (№)' (2346), and 'Настр. осн.' (Cross Plot). At the bottom, there's a large table showing the percentage of various minerals (GL.part, GLkazh.part, FS.part, FSP.part, FSN.part) and the percentage of organic matter (ROTAgl.%). Buttons at the bottom include 'Отменить все', 'Отменить посл. расчеты (UNDO)', and 'Удалить всё кроме DEPT, CGR, THOR, URAN, POTA'.

Рисунок П2.7

Далее, кликнув на кнопку «2. Расчет минерального состава», производим расчет содержания глинистых минералов выбранной модели. Результаты расчета отобразятся на панели правее ранее рассчитанных параметров (рисунок П2.8).

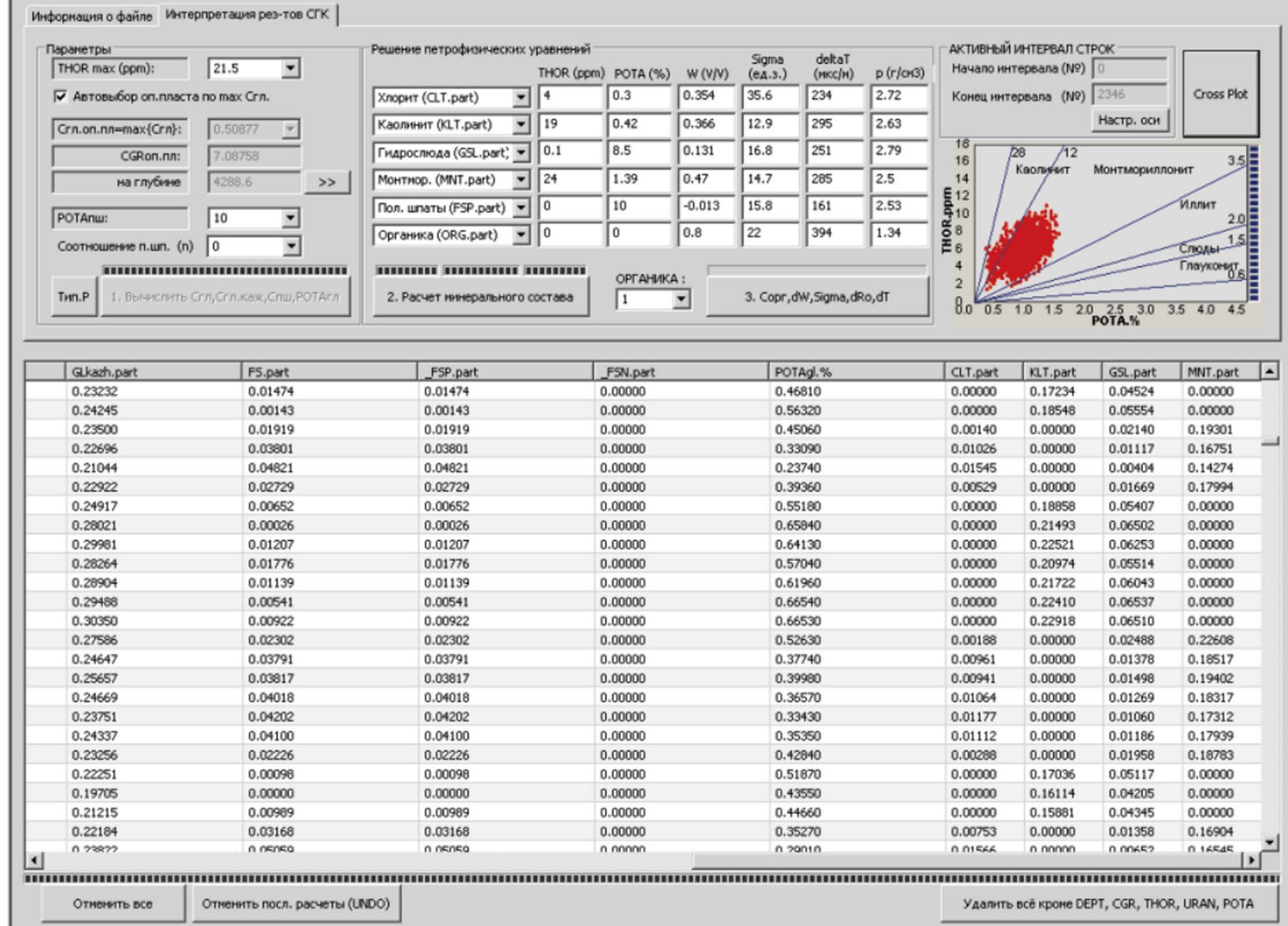


Рисунок П2.8

Далее, кликнув на кнопку «ОРГАНИКА», выбираем вариант расчета этого параметра – 1-й, 2-ой или 3-й (рисунок П2.9).

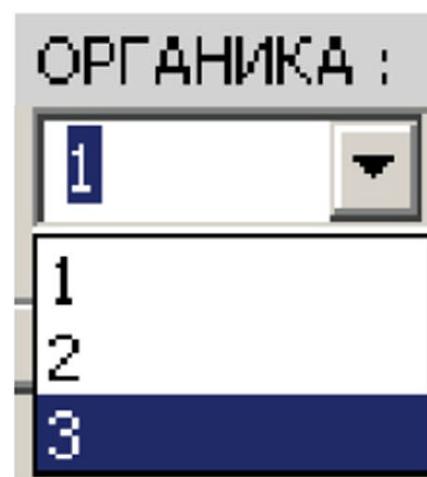


Рисунок П2.9

При выборе 1-го варианта расчет производится по установленным В. В. Хабаровым для отложений баженовской свиты Западной Сибири уравнениям

связи $C_{org} = f(\text{Сурана})$. При выборе 2-го варианта расчет производится по уравнениям связи, установленным М. Ю. Зубковым для абалакских отложений и баженовской свиты Красноленинского свода Западной Сибири. При выборе 3-го варианта содержание органического материала не вычисляется (принимается равным нулю).

Далее, кликнув на кнопку «3. C_{org} , dW, Sigma, dRo, dT», производим расчет указанных параметров. Результаты расчета записываются на панели правее ранее рассчитанных параметров (рисунок П2.10).

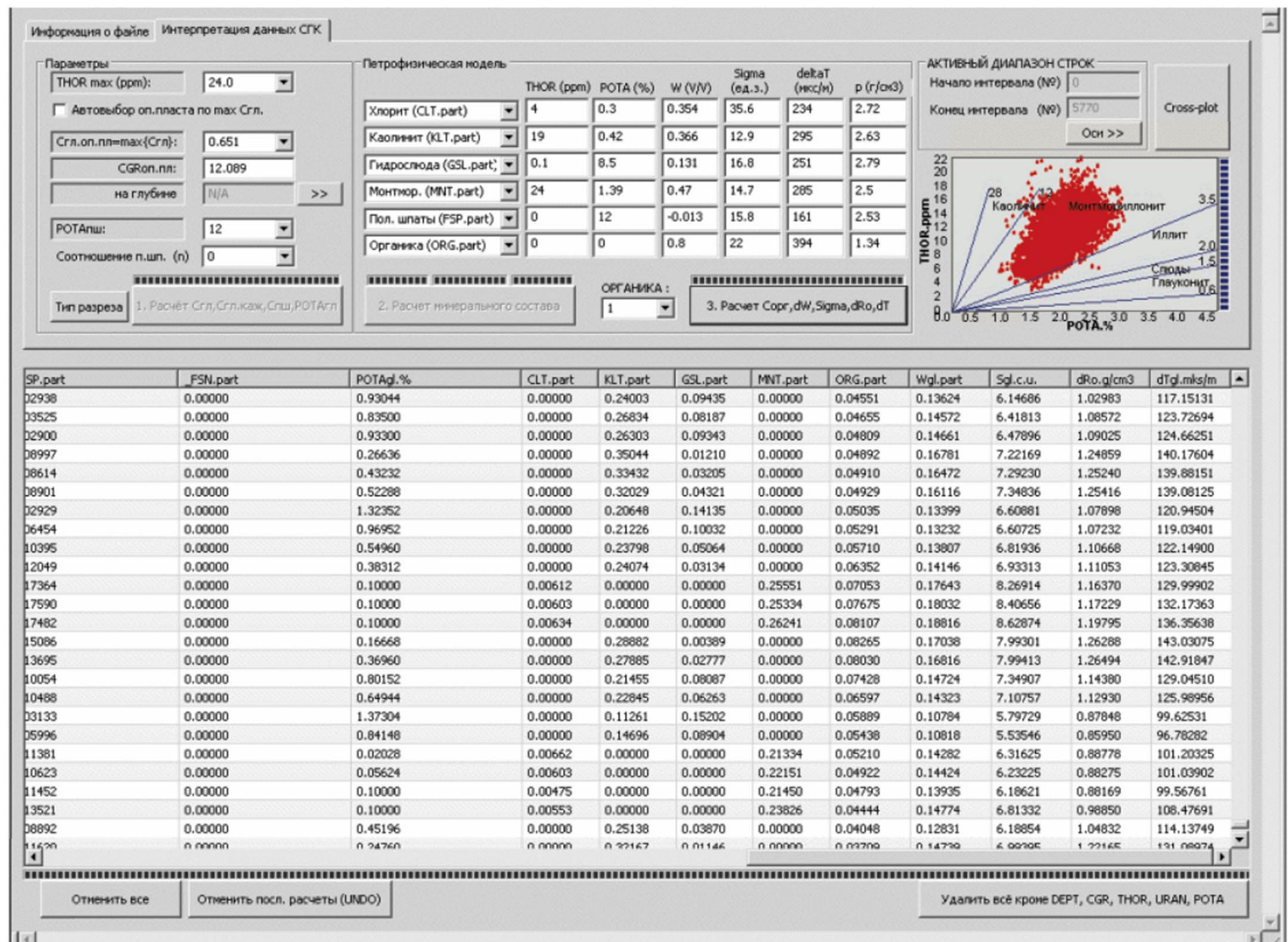


Рисунок П2.10

Если полученные результаты расчета указанных выше параметров глинистых минералов по каким либо причинам не удовлетворяют, то, кликнув на кнопку «Отменить посл. расчеты», можно уточнить параметры опорного пла-

ста или петрофизическую модель и произвести повторную обработку данных. При уточнении петрофизической модели после этапа расчета глинистости, кликнув на кнопку «Cross Plot» в правом верхнем углу панели, можно открыть кросс-плот и проверить, какими минералами представлены глины в исследуемом разрезе.

Кликнув на прямоугольник кросс плота (рисунок П 2.11), можно увеличить его изображение (рисунок П 2.12). Кликнув на кнопку «Сохранить» его можно сохранить в виде отдельного файла с расширением.*.jpg.

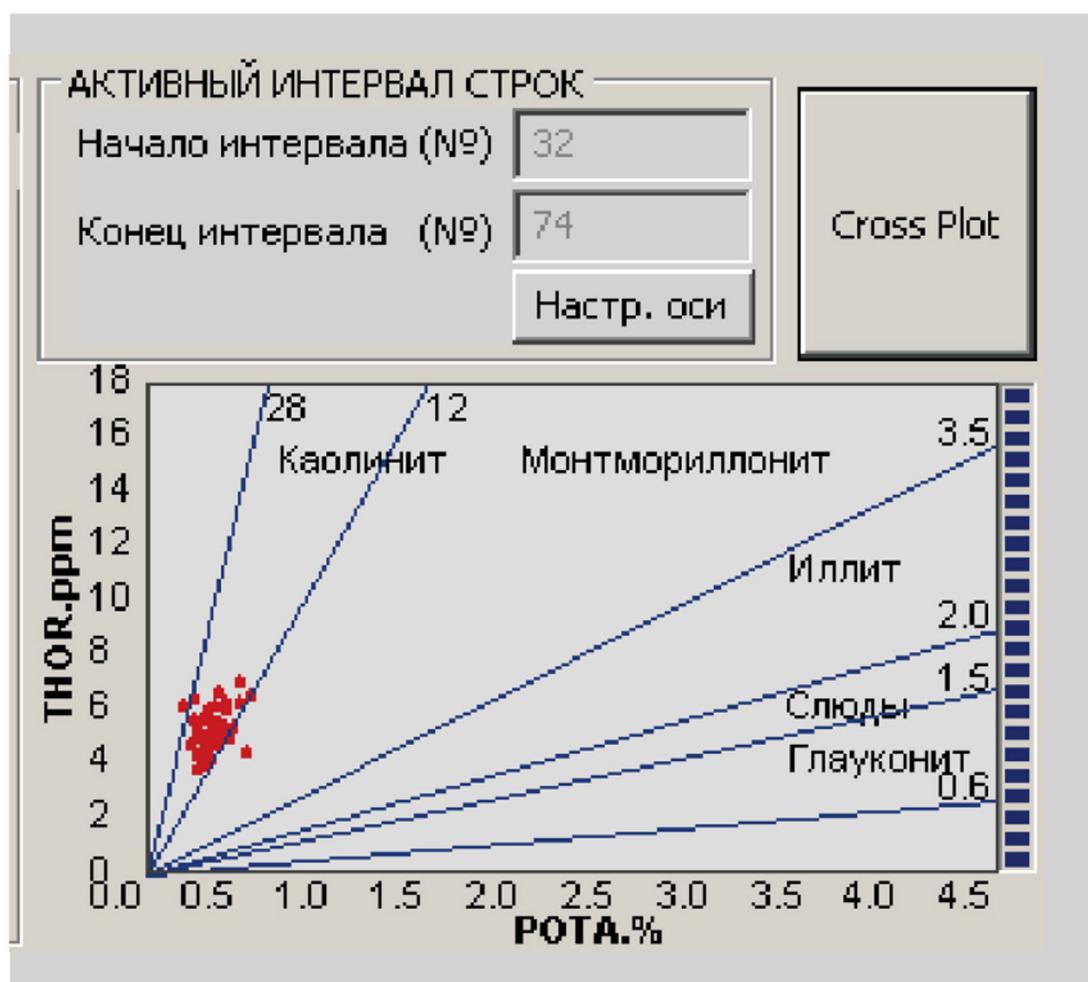


Рисунок П2.11

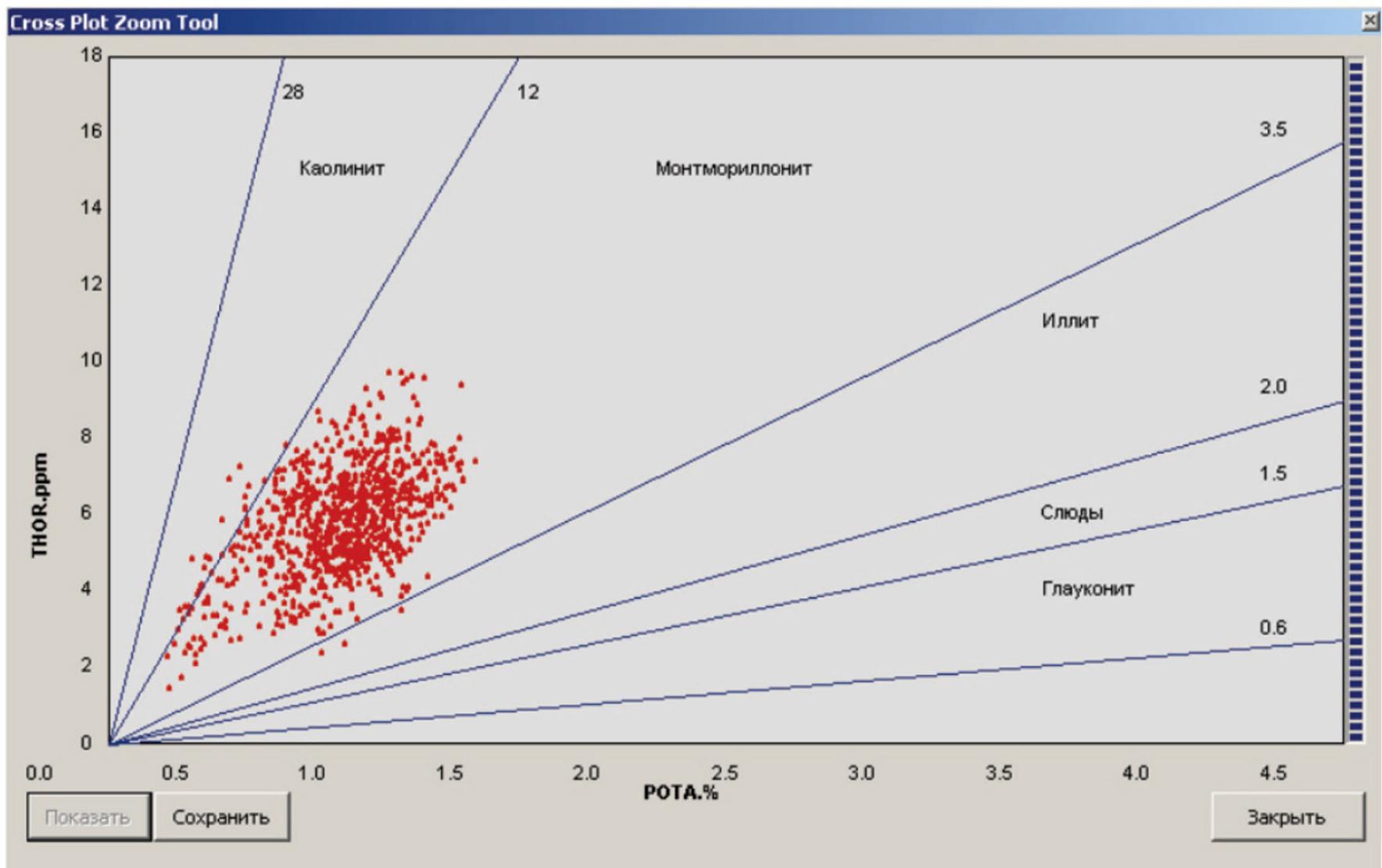


Рисунок П2.12

При необходимости кликнув на кнопку «Настр. Оси» (рисунок П2.11) можно поменять оси кросс плота. При этом открывается окно со всеми входящими и расчётыми параметрами (рисунок П2.13). Кросс-плот с изменёнными осями приведён на рисунке П2.14.

Настройки осей Cross Plot

Ось X

POTAgI.%

№ строки
DEPT.
SGR . μ R/h
CGR . μ R/h
THOR.ppm
URAN.ppm
POTA.%
GL.part
GLkazh.part
FS.part
_FSP.part
_FSN.part
POTAgI.%
CLT.part
KLT.part
GSL.part
MNT.part
ORG.part
Wgl.part
Siggl.c.u.
dRo,g/cm³
dTgl.mks/m

Рисунок П2.13

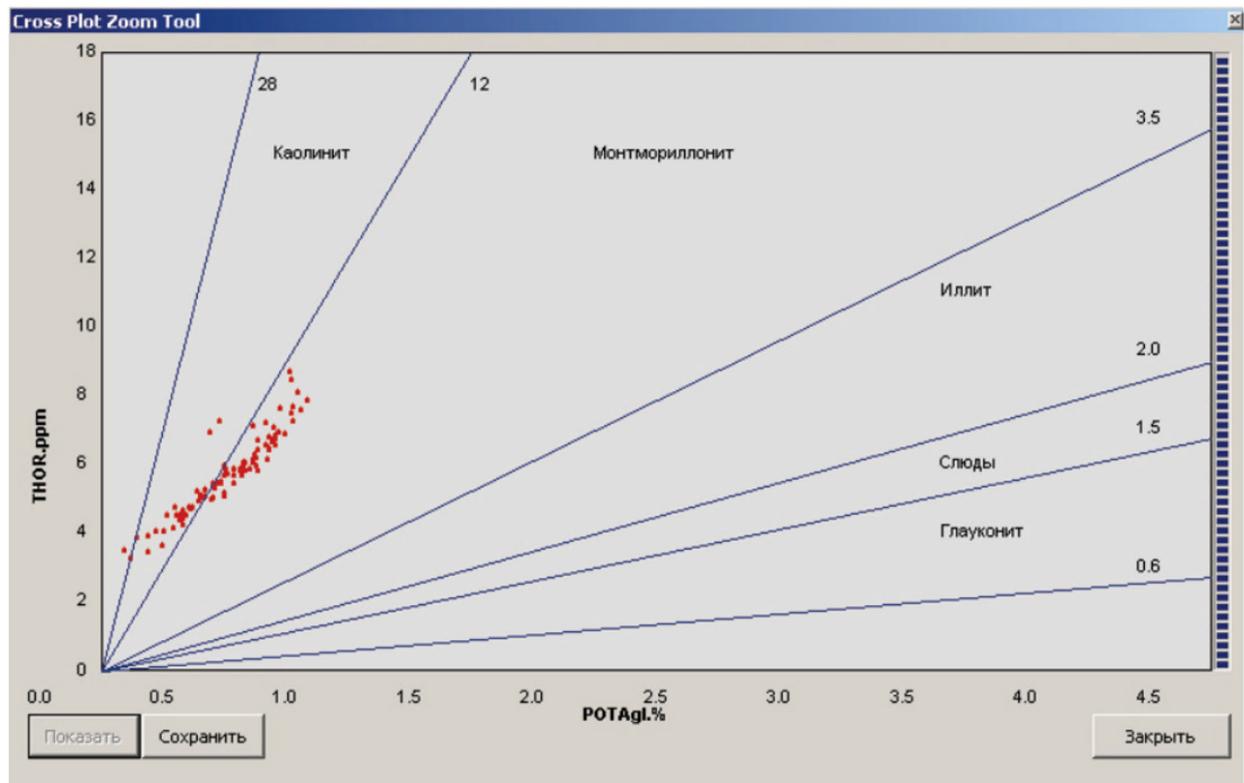


Рисунок П2.14

Для вывода результатов обработки в виде LAS-файла необходимо, кликнув на кнопки соответствующих мнемоник параметров, их пометить. При этом после единицы измерения параметра появится звездочка (рисунок П2.15). Отмеченные параметры в виде LAS-файла выводятся, как обычно, через панель инструментов программы (кнопка «Файл»). При этом, кликнув на линию «Сохранить LAS(*)2 или «Сохранить (*) As LAS...» (рисунок П2.16) задаётся оригинальное имя LAS-файла.

CLT.part*	KLT.part*	GSL.part*	MNT.part*	ORG.part*	Wgl.part*	Siggl.c.u.*	dRo.g/cm3*	dTgl.mks/m*
0.01845	0.00000	0.00409	0.16416	0.00000	0.08422	3.13868	0.45558	52.12949
0.02340	0.00000	0.00024	0.16581	0.00000	0.08625	3.27448	0.46226	52.79169
0.01136	0.00000	0.00927	0.15886	0.00000	0.07990	2.89539	0.43803	50.26011
0.00995	0.00000	0.01026	0.15742	0.00000	0.07885	2.84066	0.43350	49.76826
0.00849	0.00000	0.01124	0.15566	0.00000	0.07764	2.77928	0.42804	49.17100
0.02048	0.00000	0.00277	0.16712	0.00000	0.08616	3.23229	0.46452	53.11679
0.01424	0.00000	0.01148	0.19795	0.00000	0.09958	3.60967	0.54584	62.62939
0.00840	0.00000	0.01982	0.22843	0.00000	0.11293	3.98994	0.62638	72.04297
0.01608	0.00000	0.01938	0.27839	0.00000	0.13907	4.99037	0.76594	87.96825
0.03464	0.00000	0.00861	0.31615	0.00000	0.16198	6.02524	0.87700	100.36962
0.05052	0.00000	0.00089	0.36133	0.00000	0.18783	7.12501	1.00709	115.02412
0.04669	0.00000	0.00317	0.35400	0.00000	0.18332	6.91922	0.98544	112.61113
0.03692	0.00000	0.00881	0.33385	0.00000	0.17113	6.36996	0.92624	105.99784
0.01551	0.00000	0.02135	0.29128	0.00000	0.14519	5.19265	0.80083	92.00299
0.02602	0.00000	0.01307	0.29398	0.00000	0.14909	5.46739	0.81279	93.15355
0.03418	0.00000	0.00577	0.28863	0.00000	0.14851	5.55660	0.80178	91.70594
0.00000	0.35258	0.03816	0.00000	0.00000	0.13404	5.18937	1.03375	113.58926
0.04183	0.00000	0.00137	0.30454	0.00000	0.15812	5.98890	0.84850	96.92599
0.02505	0.00000	0.01075	0.26736	0.00000	0.13594	5.00257	0.73979	84.75755
0.01597	0.00000	0.00712	0.17279	0.00000	0.08780	3.22816	0.47800	54.76925
0.01223	0.00000	0.01372	0.20305	0.00000	0.10156	3.65072	0.55886	64.17479
0.01695	0.00000	0.01228	0.22375	0.00000	0.11277	4.09885	0.61737	70.81733
0.00458	0.00000	0.02074	0.20961	0.00000	0.10285	3.59275	0.57339	66.01631
0.00000	0.14451	0.04298	0.00000	0.00000	0.05850	2.61342	0.50433	53.69535

Рисунок П2.15

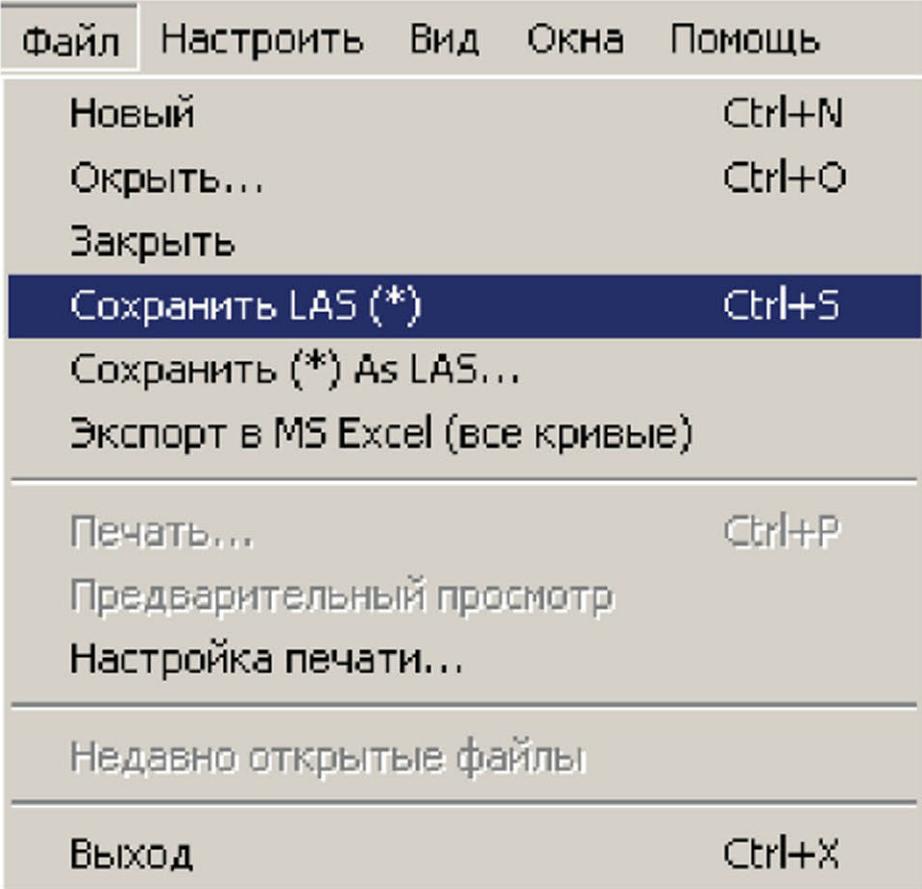


Рисунок П2.16

В LAS-файл и на кросс-плот могут выводиться данные не всего загруженного интервала исследований, а только отмеченного курсором интервала. Для этого необходимо курсором указать на соответствующую строчку и, кликнув правой кнопкой мыши, отметить «начальный интервал» и, таким же путем, «конечный интервал» (рисунок П2.17). После того, как повторно кликните на кнопке «Cross Plot», на кросс-плот выведутся точки, принадлежащие только отмеченному интервалу, и в LAS-файл также будут выводиться данные только этого интервала.

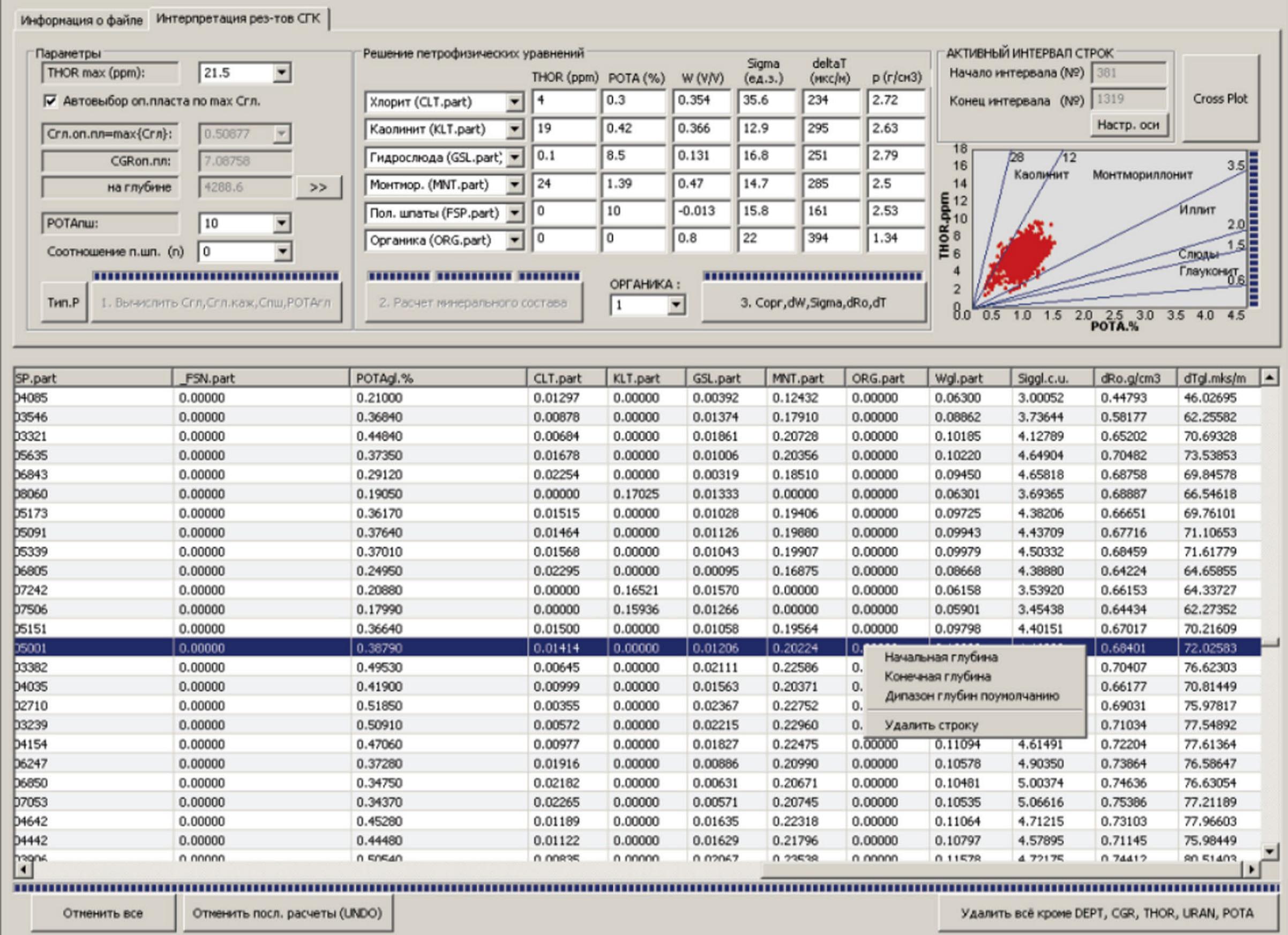


Рисунок П2.17

На рисунке П2.18 приведен фрагмент планшета с результатами интерпретации данных СГК сверхглубокой скважины СГ-7.

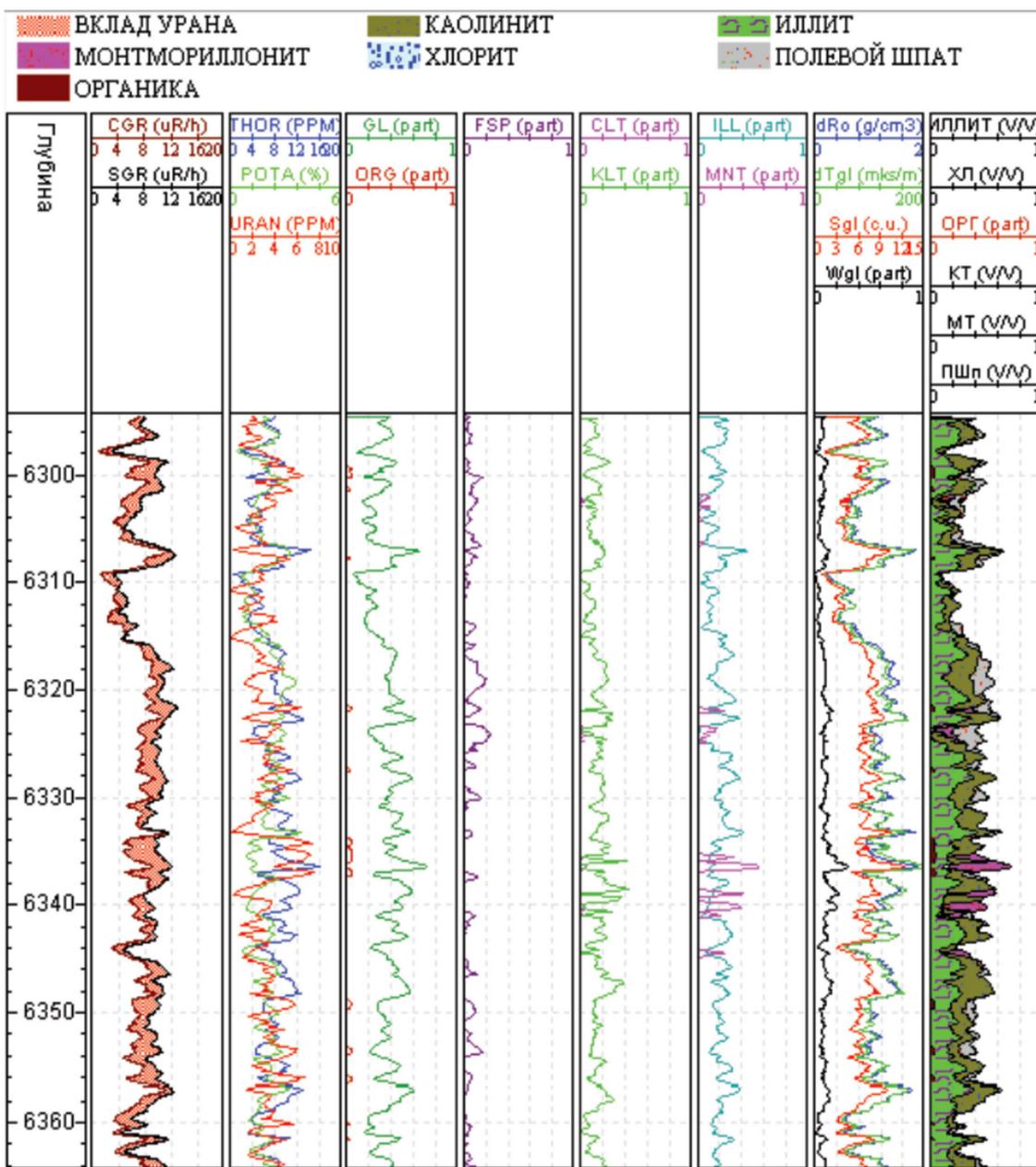


Рисунок П2.18

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Область применения.....	5
2. Нормативные ссылки.....	6
3. Термины и определения.....	7
4. Сокращения и обозначения.....	9
5. Метрологическое обеспечение измерений при СГК.....	10
5.1. Методика градуировки аппаратуры СГК.....	12
5.2. Калибровка аппаратуры СГК.....	23
5.3. Метрологическая аттестация аппаратуры СГК.....	25
6. Методика скважинных измерений, обработка результатов измерений.....	28
7. Методика интерпретации материалов СГК нефтегазовых скважин.....	31
7.1. Оценка глинистости пород.....	34
7.2. Определение содержания полевых шпатов и минерального состава глин.....	36
7.3. Определение содержания органического вещества.....	47
7.4. Выделение интервалов с вторичной доломитизацией, связанных с трещиноватостью карбонатных отложений.....	49
7.5. Выделение гравелитов.....	56
7.6. Учет влияния минерального состава глин и содержания органического материала при определении пористости по геофизическим параметрам.....	56
7.7. Учет влияния полевых шпатов при определении пористости полимиктовых коллекторов по данным ННКт.....	60
7.8. Выделение галитизированных (засоленных) коллекторов в подсолевых отложениях.....	65
8. Использование данных СГК при комплексной интерпретации материалов ГИС.....	68

Заключение.....	94
Литература.....	95
Приложение 1. Инструкции для пользователя по работе с программами обработки данных СГК.....	100
Приложение 2. Инструкция для пользователя по работе с программой SGL при интерпретации данных СГК.....	116

Книги почтой

*Заказ можно сделать на сайте издательства
www.infra-e.ru*

Теоретические основы проектирования и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов
Трубопроводный транспорт нефти и газа
Проектирование и безопасность газораспределительных систем
ВДГО 2022. Внутридомовое газовое оборудование
История нефтегазового дела
Современные электроэнергетические и электромеханические системы компрессорных станций газопроводов
Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС
Коррозия и защита наружной поверхности стальных трубопроводов в природных средах
Антикоррозионная защита нефтегазового оборудования и сооружений
Геологическая разведка Арктики
Повышение энергоэффективности синхронного электропривода газоперекачивающих станций в постфорсировочных режимах работы
Заключительные работы при строительстве продуктивной скважины
Насосное оборудование системы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: конструкция, эксплуатация и расчет
Насосы, вентиляторы и компрессоры в системах теплогазоснабжения и вентиляции
Нефтяные алкилароматические углеводороды
Оборудование и технологии текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин: теория и расчет
Вскрытие продуктивных песчаников в нефтяных и газовых скважинах на юге Сибирской платформы
Геология нефти и газа
Автоматизация технологических процессов в нефтегазовой отрасли
Методика определения коэффициентов текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов на основе импульсного нейтрон-нейтронного каротажа обсаженных скважин
Газоснабжение. Курсовое проектирование
Основные процессы и аппараты химической технологии
Нефтегазопромысловое оборудование
Энергоэффективность и автоматизация электрооборудования компрессорных станций
Геохимия нефти и газа
Проектирование сооружений в нефтегазовом комплексе
Геохимические методы прогноза и поисков месторождений нефти и газа
Газораспределение
Устройство и обслуживание газового хозяйства
Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин
Освоение и глущение нефтяных скважин
Географические, геологические и экологические критерии генерации, поисков, эксплуатации и переработки месторождений-гигантов кислых компонентов в солеродных впадинах мира
Бурение скважин. Геолого-технологические исследования.
Забойные телеметрические системы
Геоморфологические исследования в нефтегазовой отрасли
Технологические процессы нефтегазового комплекса
Нефтегазовое дело. В двух томах
Управление ректификацией нефти. Технологические диалоги

Кислородсодержащие соединения в нефтях и битумах
Пункты редуцирования газа
Справочник газовика
Общая геохимия. Издание 2-е, перераб. и доп.
Новые технологии и оборудование в производстве базовых масел и парафинов
Процессы и оборудование в технологиях подготовки и переработки углеводородных газов
Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях
Геологическое многомерное цифровое моделирование месторождений
Геохимические технологии поисков, разведки, разработки, добычи и переработки нефти и газа
Практическая геохимия
Нефтегазовое технологическое оборудование. Справочник ремонтника
Дефекты скважинных установок электроцентробежного насоса
Приоритетные направления энергосбережения в трубопроводном транспорте нефти
Процессы стабилизации нефей, газоконденсатов и нефтяных фракций
Технология бурения с управлением забойным давлением в системе «скважина - пласт»
Физико-химические свойства нефей и нефтепродуктов
Критерии усталостной и длительной прочности энергетического оборудования и трубопроводов
Гидрогенизационная переработка нефтяных фракций
Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ
Безопасность и долговечность трубопроводных конструкций
Проектирование газораспределительных пунктов с применением телемеханики учета расхода газа
Подготовка и переработка нефей
Деформационные и фильтрационные процессы в нефтегазонасыщенных пластах
Строительство глубокой скважины с применением моделей бурения «in situ».
Эффект наследования деформации в горной породе при бурении и эксплуатации скважин
Биотехнология нефтедобычи. Принципы и применение
Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам: магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы.
Издание 2-е
Насосно-компрессорные трубы. Конструкция, эксплуатация, дефекты, ремонт
Управление электроприводами скважинных насосных установок.
Издание 2-е
Бурение горизонтальных стволов скважин в сложных карбонатных коллекторах с низкими градиентами пластового давления углеводородных систем
Электрохимическая защита нефтегазопроводов
Наружные газопроводы. Мониторинг, обслуживание и ремонт. (Приложения в электронном виде)
Управление качеством работ по строительству и ремонту нефтяных и газовых скважин
Надежность нефтегазовых объектов в арктических условиях
Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа
ВДГО - 2020. (Приложения в электронном виде)
Нефтегазовая геомеханика
Технологические основы производства лейнированных насосно-компрессорных труб
Основы технической диагностики и оценки надежности нефтегазопроводов
Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений
Сверхкритические технологии в нефтегазовой отрасли

Учебное издание

Урманов Энгель Габдрауфович

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО
ГАММА-КАРТАЖА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ
РАЗРЕЗОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Учебно-методическое пособие

ISBN 978-5-9729-1098-4



9 785972 910984

Подписано в печать 30.05.2022
Формат 60×84/16. Бумага офсетная.
Гарнитура «Таймс».

Издательство «Инфра-Инженерия»
160011, г. Вологда, ул. Козленская, д. 63
Тел.: 8 (800) 250-66-01
E-mail: booking@infra-e.ru
<https://infra-e.ru>

Издательство приглашает
к сотрудничеству авторов
научно-технической литературы