

Э. Г. Урманов

**НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН
ЕГО МОДИФИКАЦИИ, ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ**

Учебно-методическое пособие

Москва Вологда
«Инфра-Инженерия»
2023

УДК 550.832

ББК 33.36

У69

Рецензенты:

д. т. н., профессор, заведующий кафедрой геофизических методов исследования Уфимского государственного нефтяного технического университета (УГНТУ)

Лобанков Валерий Михайлович;

главный геолог центра обработки и интерпретации геофизических материалов (ЦОИ) ПАО «Пермнефтегеофизика» *Сальникова Ольга Леонидовна*

Урманов, Э. Г.

У69 Нейтронный каротаж нефтегазовых скважин: его модификации, обработка и интерпретация результатов : учебно-методическое пособие / Э. Г. Урманов. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2023. – 80 с. : ил., табл.

ISBN 978-5-9729-1215-5

Рассматриваются основные модификации нейтронного каротажа нефтегазовых скважин их преимущества и недостатки при исследовании различных по литологии разрезов. Приводятся основные технические характеристики применяемой аппаратуры, требования к методике и техническим средствам метрологического обеспечения. Приводятся примеры решения задачи при исследовании разрезов различной литологии, в том числе в комплексе с данными других методов ГИС.

Для студентов и аспирантов нефтегазовых специальностей. Может быть полезно специалистам нефтегазовой отрасли, нефте- и газопромысловым геофизикам и геологам.

УДК 550.832

ББК 33.36

ISBN 978-5-9729-1215-5

© Урманов Э. Г., 2023

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2023

© Оформление. Издательство «Инфра-Инженерия», 2023

Введение

Нейтронный каротаж в различных модификациях: нейтронный каротаж по тепловым нейtronам (ННКт), нейтронный каротаж по надтепловым нейtronам (ННКнт), нейтронный гамма-каротаж (НГК) давно применяется при исследовании разрезов нефтегазовых скважин. Он в одной из модификаций включен в обязательный комплекс геофизических исследований всех категорий нефтяных и газовых скважин и остается единственным методом определения пористости коллекторов в комплексе ГИС эксплуатационных скважин. Однако из-за отсутствия единого подхода в метрологическом обеспечении аппаратуры, разброса основных параметров средств метрологического обеспечения, неполного учета влияния геолого-технических условий измерения (ГТУ) или нарушения порядка их учета при обработке материалов скважинных измерений и, наконец, единства в терминологии, его данные довольно часто вызывают критические замечания. Так, например, сопоставление результатов НК, полученных разными приборами, не всегда повторяют друг друга. При сравнении результатов, полученных приборами отечественного производства и зарубежных фирм, также наблюдаются расхождения, что связано как с различиями их технических характеристик (недостаточная чувствительность детекторов излучения, пониженная активность применяемых источников нейтронов в отечественных приборах, примерно на 1 порядок, что связано с ограничениями по нормативным документам [24, 25]), неполный учет ГТУ при обработке результатов измерений, в результате чего предпочтение часто отдается последним. В связи с этим, несмотря на присутствие НК в комплексе ГИС всех категорий скважин, его данные из-за слабой дифференциации показаний против глинистых пластов и коллекторов часто не используются при оперативной интерпретации, особенно при исследовании таких разрезов, как полимиктовые песчаники Западной Сибири.

Нейтронный каротаж, как метод радиоактивного каротажа, обычно сопровождается методом гамма-каротажа (ГК). Его данные используются для корреляции геологического разреза, оценки глинистости коллекторов и решения ря-

да других задач. Однако данные этого метода также, как и методов НК, из-за неоднозначности метрологического обеспечения, неполного учета влияния ГТУ измерений при обработке результатов вызывают много нареканий.

Термины и определения

В настоящем методическом пособии применяются следующие термины с соответствующими определениями:

- **нейтронный каротаж (НК)** – радиоактивный каротаж, основанный на измерении плотности потока тепловых (ННКт) и надтепловых (ННКнт) нейтронов или вторичных гамма-квантов (НГК), образующихся в результате поглощения нейтронов при облучении горных пород стационарным (радиоизотопным) источником нейтронов;
- **импульсный нейтронный каротаж (ИНК)** – нейтронный каротаж, основанный на измерении нестационарной плотности потока нейтронов (ИННК) или гамма-квантов, образующихся при радиационном захвате тепловых нейтронов, (ИНГК) при облучении горных пород импульсным источником быстрых нейтронов и определении среднего времени жизни (τ) или сечения захвата (Σ_a) тепловых нейтронов;
- **спектрометрический гамма-каротаж (СГК)** – гамма-каротаж, при котором по энергетическому спектру и интенсивности регистрируемого гамма-излучения горных пород в характерных энергетических областях определяют массовое содержание естественных радиоактивных элементов – урана (U), тория (Th) и калия (K);
- **плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКп)** – радиоактивный каротаж, основанный на измерении плотности потока рассеянного гамма-излучения при облучении горных пород стационарным источником гамма-квантов и определении их плотности;
- **акустический каротаж (АК-ΔТ)** – каротаж, основанный на измерении времени распространения упругих волн сжатия (продольных или Р-волн) в вскрытых скважиной породах;
- **стандартные образцы пористости (СО пористости)** – модели пластов с известным коэффициентом водонасыщенной пористости и минерального со-

става, используемые для градуировки и калибровки аппаратуры нейтронных методов каротажа;

- **эталонировочная установка** – бассейн или бак с пресной водой с соответствующими габаритными размерами, используемый для эталонировки показаний зондов нейтронного каротажа, установления цены условной единицы (у. е.);

- **имитаторы пористого пласта (ИПП)**, используемые в качестве образцов пористости при отсутствии соответствующих СО пористости.

Перечень сокращений и обозначений

В настоящем методическом пособии применены следующие сокращения и обозначения (мнемоники):

РК – радиоактивный каротаж (принятое в обиходе выражение);

НК – нейтронный каротаж;

ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейtronам;

2ННКт – двухзондовый (компенсированный) ННКт [21];

ННКнт – нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейtronам;

НГК – нейтронный гамма каротаж;

ИНК – импульсный нейтронный каротаж;

ИИНК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж;

ИНГК – импульсный нейтронный-гамма каротаж;

τ – среднее время жизни тепловых нейtronов;

Σ_a – макроскопическое сечение захвата тепловых нейtronов;

V/V – объемная доля (породы, пустот);

е. з. (су) – единица измерения макроскопического сечения захвата тепловых нейtronов;

у. е. (уе) – показание зонда (скорость счета – имп/мин) в стандартной среде – баке с пресной водой ($\Sigma_B = 22$ е. з. или $C_B < 0,05$ г/л);

C_B – минерализация (соленость) воды, г/л;

ГГКп – гамма-гамма каротаж по плотности вскрытых скважиной горных пород;

АК(DT) – акустический каротаж по времени распространения волны сжатия (продольной волны);

ГК – гамма каротаж – регистрация гамма-излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) в разрезе скважин;

СГК – спектрометрический гамма-каротаж;

THOR – диаграмма массового содержания тория;

URAN – диаграмма массового содержания урана;

РОТА – диаграмма массового содержания калия;

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

SGR – диаграмма общей радиоактивности вскрытых скважиной горных пород (интегрального ГК) по данным СГК;

CGR – диаграмма интегрального ГК с вычетом вклада уранового компонента гамма-излучения горных пород;

WННКт – коэффициент кажущейся водонасыщенной пористости по данным ННКт по шкале известняка;

WНГК – коэффициент кажущейся водонасыщенной пористости по данным НГК по шкале известняка;

WИНК – коэффициент кажущейся водонасыщенной пористости по данным ИНК по шкале известняка;

КпНК – коэффициент общей пористости по данным НК;

КпНГК – коэффициент общей пористости по данным НГК;

КпИНК – коэффициент общей пористости по данным ИНК;

КпГГКп – коэффициент общей пористости по данным ГГКп;

КпАК – коэффициент общей пористости по данным АК;

ДС – диаметр скважины;

Кгл – коэффициент объемной глинистости;

Сгл – коэффициент массовой глинистости;

Wгл – водный эквивалент глин;

Wск – водный эквивалент скелета (матрицы) породы;

Кнт (KNT) – коэффициент текущей нефтенасыщенности породы-коллектора;

Кгт (KGT) – коэффициент текущей газонасыщенности породы-коллектора;

Кнг – коэффициент нефте- и газонасыщенности породы-коллектора по данным геофизических исследований скважины (ГИС) открытого (не обсаженного) ствола.

1. Источники нейтронов, применяемые при каротаже нефтегазовых скважин

Источниками нейтронов непрерывного действия, которые используются в нейтронном каротаже, являются, в основном, гелий-бериллиевые смеси: $^4\text{He}_2 + ^9\text{Be}_4 \rightarrow ^{12}\text{C}_6 + ^1\text{n}_0$. Ядра гелия – α -частицы образуются в результате распада радиоактивных элементов: Полония (^{210}Po), Плутония (^{239}Pu), Америция (^{241}Am) (рисунок 1).

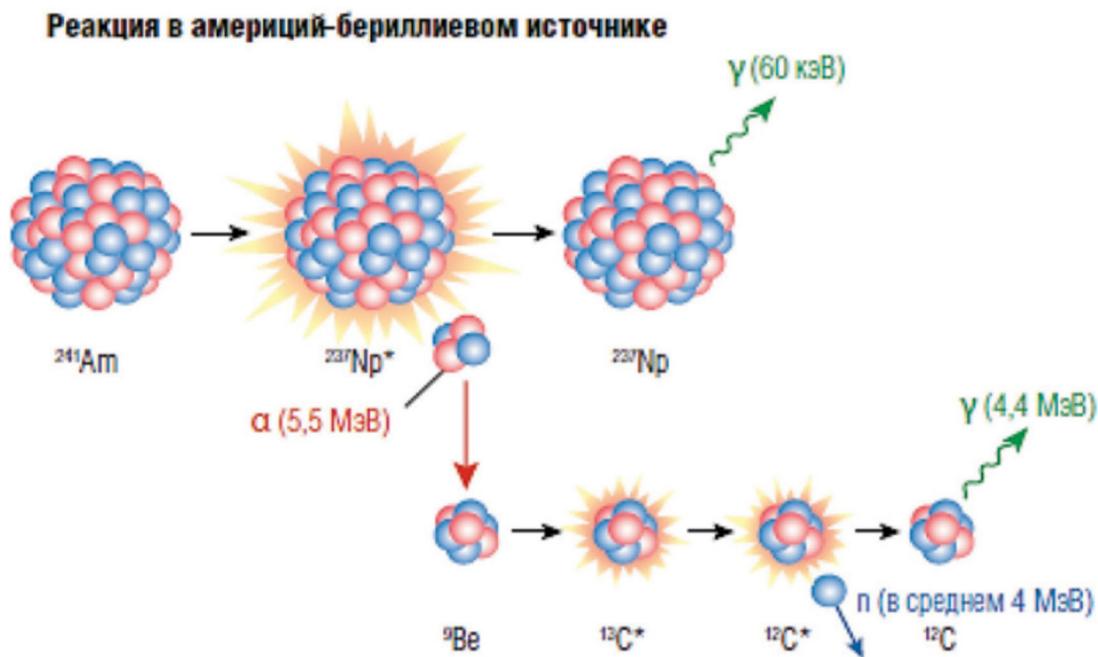


Рисунок 1. Схематическое изображение реакции
в америций-бериллиевом источнике
(по Мануэль Абоуд, Роб Бедри и др., 2015, США, Хьюстон [5])

Периоды полураспада этих элементов и энергия образуемых α -частиц разные. Так, период полураспада ^{210}Po – 138 дней 9 часов; ^{239}Pu – 24 360 лет (^{238}Pu – 86 лет, имеются изотопы ^{240}Pu , ^{244}Pu и др.); ^{241}Am – 432,6 года. В связи с этим максимумы в энергетическом спектре нейтронов также разные. Это означает, что в зависимости от применяемого типа источника нейтронов преобладают те или другие пороговые ядерные реакции при облучении пород. Поскольку возбужденное ядро ^{12}C после испускания нейтрона переходит в ста-

бильное состояние испусканием γ -кванта с энергией 4,4 МэВ, $^4\text{He}_2 + ^9\text{Be}_4$ источник одновременно является нейтронным и гамма источником. Это положение сказывается на показаниях ННКт и НГК, особенно против газонасыщенных коллекторов, повышенными значениями последних.

Иногда при специальных исследованиях используется источник Калифорний ^{252}Cf с периодом полураспада $T_{1/2} = 2,645$ года и максимумом в энергетическом спектре нейтронов около 1,0 МэВ.

Активность (выход нейтронов) применяемых в отечественной практике геофизических исследований скважин согласно требований существующих Санитарных правил [24, 25] не превышает первых 10^7 н/с.

2. Взаимодействие нейтронов с веществом

В зависимости от энергии нейтронов при их взаимодействии с ядрами вещества происходят следующие ядерные реакции:

- неупругое рассеяние, если энергия нейтронов выше энергии связи нейтронов ядра. При этом происходит замещение нейтрона ядра на быстрый нейtron, а возбужденное ядро путем излучения гамма-кванта (квантов) переходит в стабильное состояние;
- упругое рассеяние, если энергия нейтрона ниже энергии связи нейтронов ядра (ниже порога реакции неупрого рассеяния). При этом нейтрон теряет свою энергию на взаимодействие с ядром, причем тем быстрее, чем меньше масса ядра элемента, с которым взаимодействует нейтрон. В этой связи ядро водорода является наилучшим замедлителем нейтронов – при взаимодействии с ядром водорода нейтрон теряет половину своей энергии;
- радиационный захват – замедленные до тепловых энергий (0,025 эВ) нейтроны захватываются ядрами вещества, а возбужденные при этой реакции ядра переходят в стабильное состояние путем испускания одного или нескольких гамма-квантов с характерной для данного ядра (элемента) энергией;
- активация ядер элементов вещества на основе ($n-p$) реакции, если энергия нейтронов превышает порог этой реакции. Активированные ядра затем распадаются на основе α - или β -распада, образуя другой элемент. Энергия возбужденного ядра при этом расходуется на испускание гамма-квантов определенной (характерной для данного элемента) энергии.

Все указанные выше реакции связаны с характерными особенностями среды и используются для изучения геологического разреза на основе различных методик облучения горных пород нейтронами различных энергий и регистрации замедленных до надтепловой и тепловой энергии нейтронов или гамма-квантов, образующихся в результате взаимодействия нейтронов с элементами вещества.

3. Модификации нейтронного каротажа, их особенности

Нейтронный каротаж основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами из ампульного (изотопного) источника непрерывного действия и регистрации на некотором расстоянии от источника плотности надтепловых (модификация **ННКнт**) и тепловых нейтронов (модификация **ННКт**) или вторичных гамма-квантов, образующихся при радиационном захвате тепловых нейтронов ядрами элементов породы (модификация **НГК**).

Наибольшее распространение при исследовании разрезов нефтегазовых скважин, особенно в нефтегазоносных регионах Урало-Поволжья, получил НГК (однозондовый вариант), в регионах Западной Сибири – ННКт (в начальный период освоения месторождений нефти и газа однозондовый, затем, с разработкой соответствующей аппаратуры [21] и методики [23], двухзондовый). Преимуществом двухзондового (компенсированного) ННКт является меньшая, чем однозондовый вариант, зависимость его показаний от скважинных условий [23]. Кроме того, ННКт, в отличие от НГК, является безфоновым методом. ННКнт используется намного реже, что связано с относительно малой глубинностью (перпендикулярно к оси скважины) исследований этой модификации нейтронного каротажа. Двухзондовый вариант НГК используется в основном при исследовании газовых скважин, в особенности при ГИС-контроле эксплуатационных скважин, в том числе подземных хранилищ газа (ПХГ).

Такое положение связано со следующими причинами:

- более эффективные, чем ранее применявшиеся газоразрядные счетчики, сцинтилляционные детекторы гамма-квантов появились раньше современных гелиевых счетчиков и обеспечили приемлемые скорости каротажа приборами НГК;
- в условиях высокоминерализованных пластовых вод месторождений Урало-Поволжья (до 250 г/л в начальный этап разработки месторождений) НГК

обеспечивает большую дифференциацию диаграмм, следовательно, позволяет более точно оценивать кажущуюся водонасыщенную пористость;

- при отсутствии надлежащих средств метрологического обеспечения измерений нейтронными методами геологические условия Урало-Поволжья – наличия в разрезе плотных карбонатных пород и не размытых при бурении массивных пластов глин, позволили относительно легко выделять пластины-коллекторы и оценивать их пористость с использованием так называемой «методики двух опорных пластов» [7]. Однако эта методика имеет существенные недостатки – не учитывается влияние скважинных условий, например, изменения диаметра скважины в зависимости от разной устойчивости или неустойчивости вскрываемых бурением пород, выбор опорных пластов, в особенности глин, носит довольно условный характер, поскольку глины являются аккумулятором элементов с высоким содержанием (железа, марганца, магния) и с аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов (бор, гадолиний, самарий, хлор в физически (поверхностно) связанной воде), против которых показания НГК становятся меньше 1 (единицы) [18], т. е. меньше чем в воде. Поэтому и значения КпНГК, определяемые по этой методике, становятся также условными;

- в разрезах Западной Сибири, как известно, трудно найти опорные пластины со стабильно неизменными характеристиками, поэтому НГК в этих условиях практически не применяется. Кроме того, минерализация пластовых вод этого региона очень низкая (12–19 г/л, редко доходит до 24 г/л), что также снижает эффективность НГК при оценке характера насыщения пластов (ранее он в комплексе с ННК применялся и для этих целей);

- зонды прибора ННКнг считаются менее глубинными, однако из-за нечувствительности к минерализации пластовых вод имеют неоспоримое преимущество при исследовании разрезов с солевыми отложениями, таких, как нефтегазовые месторождения Восточной Сибири и Якутии.

4. Аппаратура нейтронных методов каротажа

Основным элементом скважинных приборов аппаратуры нейтронного каротажа являются их зонды, где размещаются источник нейтронов и детектор излучения. Для исключения прямого влияния источника между источником нейтронов и детектором размещается соответствующий экран из замедлителя нейтронов и свинца для защиты от прямого гамма-излучения источника. Для реализации модификации ННКт детектор окружается экраном из водородосодержащего материала (например, капролона) и кадмия. Кроме того, для минимизации эффекта активации сцинтиллятора быстрыми и тепловыми нейтронами в зонде НГК детектор окружается сложным экраном из бора и кадмия. Бор является экраном для быстрых нейтронов, а кадмий – для тепловых. В качестве примера на рисунке 2 приводятся конструкции наиболее распространенных приборов нейтронного каротажа. В современных приборах ННКт и ННКнт в качестве детектора используют гелиевые счетчики тепловых нейтронов типа СНМ (ранняя модификация) [6, 8] или СНК (современная модификация, рисунок 3). Конструктивно они выполнены в виде газонаполненной трубы. В трубке находится газ $^{3}\text{He}_2$ под давлением порядка 9 атм. Эффективность регистрации нейтронов тепловых энергий ($\approx 0,025$ эВ) по данным производителя приближается к 100 %.

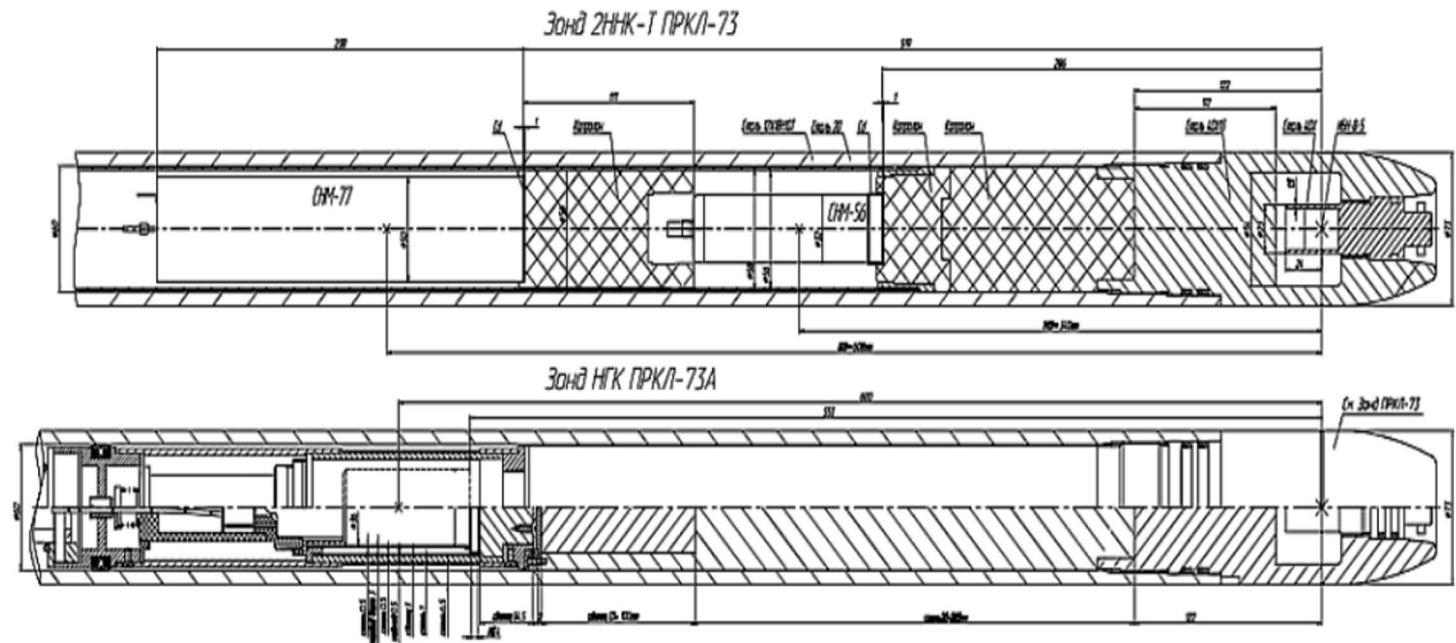


Рисунок 2. Зонды скважинных приборов аппаратуры ПРКЛ-73 и ПРКЛ-73А [2, 3]

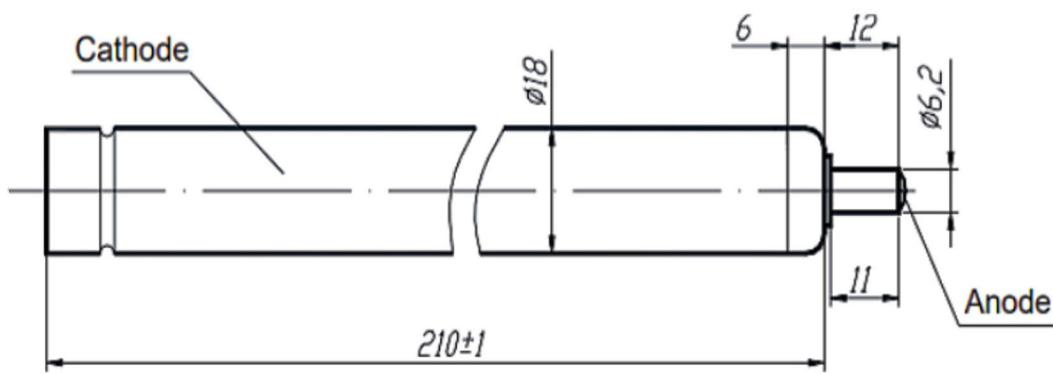


Рисунок 3. Конструкция гелиевого счетчика тепловых нейтронов типа ЧНК

В приборах нейтронного-гамма каротажа обычно используются сцинтилляционные детекторы на основе сцинтилляторов NaJ(Tl) или CsJ(Tl/Na), состыкованные с соответствующим фотоэлектронным умножителем (ФЭУ). Эффективность детектора на основе CsJ(Tl/Na) за счет повышенной плотности кристалла примерно в 1,5 раза выше, чем у NaJ(Tl), но световой выход пониже – у CsJ(Na) на четверть, у CsJ(Tl) в два раза [11].

Ранее скважинные приборы нейтронного каротажа были в однометодном, как, впрочем, и приборы других методов, исполнении и в лучшем случае содержали дополнительный детектор гамма-квантов для регистрации гамма-излучения породы (ГК). Регистрируемая детекторами импульсная информация после небольшой обработки их по длительности и амплитуде передавалась по каротажному кабелю на поверхность регистрирующую систему. С развитием telemetryической системы передачи информации как по кабелю, так и по буровому раствору появилась возможность создать сборку приборов, выполненных в виде модулей разного метода каротажа, в том числе двух приборов НК (2ННКт и 2НГК) с одним источником нейтронов [20]. Это сократило время задолживания скважин для каротажа. В дальнейшем, при создании модуля автономных накопителей информации в составе сборки приборов, появилась возможность охватить геофизическими исследованиями и с наклонно направленными, и горизонтальными стволами со спуском связки приборов в скважину на бурильном инструменте.

5. Регистрируемые и измеряемые параметры нейтронного каротажа

Регистрируемыми параметрами нейтронного каротажа являются скорости счета на зондах (I_{m3} и I_{b3}) в имп/мин, измеряемыми – скорости счета (J_{m3} и J_{b3}) в условных единицах (у. е.).

Перевод регистрируемых скоростей счета в размерность у. е. производится путем их деления на показания соответствующего зонда в бассейне (баке) с пресной водой – эталонной среде. Это обеспечивает стандартность показаний зондов независимо от активности используемого источника нейтронов и разброса параметров применяемых в приборах детекторов излучения.

Показания зондов НК зависят как от замедляющих, так и поглощающих свойств среды. Основным замедляющим элементом нейтронов в составе горных пород является водород, входящий в состав пластового флюида (вода, нефть, газ). Флюид находится в поровом пространстве (коллекторе), следовательно, является мерой пористости.

Связь между показанием зонда и коэффициентом кажущейся пористости пород устанавливают путем градуировки аппаратуры на основе измерений в средах со стандартными характеристиками – моделях пластов. Пористость при этом считают кажущейся из-за различий условий измерений в моделях пластов и реальных скважинах. Для получения значения общей пористости пластов в разрезе в результаты измерений в скважинах вводят соответствующие поправки на влияние геолого-технических условий скважины при каротаже [8].

6. Метрологическое обеспечение аппаратуры нейтронных методов каротажа

Общая схема метрологического обеспечения приборов нейтронного каротажа, согласно РД 153-39.0-072-01 [10], предусматривает: первичную калибровку (градуировку), периодическую калибровку (проверку), полевую калибровку (собственно калибровку) и калибровку (градуировку) канала ГК, если он в приборе присутствует. В связи с неудачной терминологией названий метрологических операций в РД в дальнейшем воспользуемся привычной и понятной ранее применявшейся метрологической терминологией.

Градуировка прибора (зондов НК) производится разработчиком прибора по результатам измерений несколькими стандартизованными экземплярами в бассейне с пресной водой и моделях пластов со стандартными и известными параметрами. Результаты градуировки в виде функциональной зависимости записываются в «Техническом описании и инструкции по эксплуатации прибора».

Проверка прибора осуществляется при вводе аппаратуры в эксплуатацию и периодически, например, один раз в квартал, в процессе эксплуатации, а также после ремонтно-восстановительных работ с аппаратурой. При отсутствии моделей пластов пользуются имитаторами пористого пласта (комплектом ИПП). По результатам проверки оцениваются погрешности измерений [8] не менее чем в трех точках в диапазоне измерений и делаются выводы о пригодности или не-пригодности прибора для эксплуатации в качестве средства измерения.

Калибровка прибора осуществляется перед каждыми скважинными измерениями. Поскольку на скважинах отсутствуют условия калибровки приборов НК, то эта процедура производится перед выездом каротажного отряда на выполнение Заказа. Результаты калибровки затем в виде текстового файла прилагаются к материалам скважинных измерений и являются доверительной основой для оценки качества аппаратуры (пригодности ее для использования в качестве средства измерения) и проведения количественной интерпретации результатов скважинных измерений.

Кроме указанных выше процедур, в радиоактивном каротаже существует процедура эталонировки каналов прибора нейтронного каротажа. Этalonировка прибора НК является первой процедурой в метрологическом обеспечении РК и производится путем измерений в эталонной среде, в качестве которой принята пресная вода (с сечением захвата тепловых нейтронов 22,2 е.з.). Она предназначена для исключения влияния разности выхода нейтронов используемого в данном случае источника и эффективности установленных в зондах детекторов, т. е. стандартизации показаний различных экземпляров прибора. В результате эталонировки прибора устанавливается цена условной единицы (у. е.) каждого зонда – 1 у. е. = $(J_{НК})_{вода}$. Результаты эталонировки прибора отражаются в заголовках диаграмм (las-файлов), получаемых в результате скважинных измерений.

Процедура эталонировки прибора присутствует при всех метрологических операциях различного назначения.

Пример оформления результатов калибровки комплексной аппаратуры РК:

ПРОТОКОЛ

о проведении калибровки средств измерений

Средство измерения (наименование, тип):	Аппаратура комплексная, малогабаритная, автономная, радиоактивного каротажа МРК-45
Заводской номер:	004
Предел измерений:	ГК: 0-250 мкР/ч;
2ННКт:	0–40 единиц водонасыщенной пористости (е. п.)
Дата калибровки:	12.05.2006 г.
Калибровка канала ГК проведена на установке:	ПКУ-У из комплекта ПКУ-ЕРЭ № 90.1
Активность (мкР/ч):	38,9

Результаты измерений (прибор находится в А1 контейнере Ø 108 мм):

Каналы	Фон окр. среды	Показания	Чувствительность
	имп/мин	имп/мин	имп/мин/мкР/ч
ГК1	2115	31044	760,0
ГК2	2115	32104	787,0

Калибровка зонда НК проведена с источником нейтронов: **ИБН5 (PuBe)**

№ 138 (ОАО «КНГФ») с выходом нейтронов – **0.99*10E7 с**-1** и комплектом имитаторов пористого пластина (ИПП) **№ 17.7.**

1. Результаты измерений зондом НК (прибор без контейнера):

Среда	J _{мз} (имп/мин)	J _{бз} (имп/мин)	J _{мз} (у. е.)	J _{бз} (у. е.)	R	A _{мз}	A _{бз}
Вода	60118	5037	---	---	---	---	---
ИПП-10.4	325878	91212	5,42	18,1	0,3	0,18	0,055
ИПП-17.4	262662	57177	4,37	11,35	0,39	0,23	0,088
ИПП-47.5	122053	13623	2,03	2,7	0,75	0,49	0,37

где R = J_{мз}/J_{бз}; A_{мз} = 1/J_{мз}; A_{бз} = 1/J_{бз}.

2. Оценка погрешностей:

К _{ппасп}	К _{пизм}	δ, %		Δ, ед. пор.	
		изм.	допуск	изм.	допуск
10,4	9,97	4,1	10,75	0,42	1,12
17,4	17,035	2,1	7,19	0,36	1,25
47,5	45,335	4,56	3,84	2,165	1,82

где К_{пизм} = -13,53 + 78,261*R + 0,29262*R**2 – основная палеточная зависимость прибора МРК-45 (без контейнера);

δ_{доп} = 4,2 + 2,3 · (40/К_п-1) – допустимая относительная погрешность для рабочих средств измерения; δ_{изм} = (К_п – К_{пизм}) · 100/К_п; Δ_{изм} = |К_п – К_{пизм}|;

$$\Delta_{\text{доп}} = \delta_{\text{доп}} \cdot K_{\text{ппасп}} / 100.$$

По результатам калибровки зонд НК в диапазоне измерений К_п = (0–36 е. п.) соответствует технической характеристике ГИЦН 2.807.046.ТО.5 и требованиям Стандарта ЕАГО-031-01 «Аппаратура стационарного нейтронного каротажа нефтегазовых скважин» для рабочих средств измерения.

3. Результаты эталонировки зонда НК:

скорость счета в воде – цена у. е., (имп/мин):

БЗ – **5887**

(прибор в контейнере А1 Ø 108 мм)

МЗ – **91051**

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

Инженер отдела ВНТ ОАО НПП «ГЕРС» _____ / Яковлев А.О./

7. Средства метрологического обеспечения аппаратуры нейтронных методов каротажа

Средствами метрологического обеспечения измерений при нейтронном каротаже являются:

- стандартные образцы водонасыщенной пористости известного состава – модели пластов, геометрические размеры которых должны обеспечивать насыщенность поля по регистрируемому излучению, т. е. чтобы отток излучения из образцов в процессе измерений был минимальным (не существенным);
- имитаторы пористого пласта (комплект ИПП), обеспечивающие оценку эквивалентной (каждущейся) водонасыщенной пористости.

За стандартность условий при метрологических измерениях приняты:

- порода из чистого кальцита (CaCO_3) плотностью 2,71 г/см³,
- поровое пространство заполнено пресной водой – $\Sigma_{\text{в}} = 22,2 \text{ cu}$;
- диаметр модели – не менее 1800 мм;
- высота – не менее 2000 мм;
- диаметр скважины – 200 мм;
- скважина заполнена пресной водой;
- температура окружающей среды – 20 °C;
- давление – 0 МПа;
- прибор при измерениях находится у стенки скважины, глинистая корка отсутствует.

Примерно такие же условия приняты за стандарт и ведущими зарубежными геофизическими фирмами, например, Baker Hughes [22]:

Standard conditions are:

Limestone matrix:	CaCO_3 with 7.10 cu capture cross section
Borehole size:	8.0 inches (203 mm)
Borehole fluid:	fresh water
Tool standoff:	0.0 inches (0.0 mm)
Mud weight:	8.345 lb/US gallon (1000 Kg/m ³)
Borehole temperature:	68 °F (20 °C)
Formation pressure:	0 kpsi (0 MPa)
Formation fluid:	fresh water with 22.2 cu capture cross section

8. О стандартных образцах метрологического обеспечения НК [16]

В настоящее время в ряде предприятий разработчиков аппаратуры и геофизического сервиса построены модели пластов, которые используются как стандартные образцы (СО) при градуировке и поверке аппаратуры НК. Однако по своим параметрам, в особенности геометрическим размерам, технологии их изготовления и аттестации они существенно различаются.

Так, например, модели пластов «Газпром-Георесурс» диаметром около 3,0 м. Большинство моделей НПФ «Геофизика» диаметром 2,0 м, а ряд моделей – 1,8 и 1,6 м. Диаметр моделей ТНГ-Групп – всего 1,4 м. Поэтому результаты измерений в этих моделях одним и тем же прибором, даже с изотопным (ампульным) источником, не говоря уж об импульсном источнике нейтронов, не совпадают.

При измерениях с источниками нейтронов, особенно с генератором 14 МэВ нейтронов, в моделях малого диаметра ввиду утечки нейтронов создается не насыщенное по излучению поле, что искажает получаемые результаты измерений.

Очевидно, что для обеспечения единства измерений необходимо создать единый метрологический центр в стране, обеспечив его нормализованными стандартными образцами для калибровки и градуировки всех типов приборов нейтронного каротажа, включая ИНК.

Параметры существующих на предприятиях моделей пластов необходимо привязать к параметрам моделей единого центра и использовать их для калибровки и проверки стандартности аппаратуры.

На рисунке 4 приведен пример с результатами градуировки прибора нейтронного каротажа ПРКЛ-73 (2ННКт) (близкие к стандартным условиям). Для проверки стандартности и градуировки были отобраны 6 экземпляров скважинных приборов. В результате оценки стандартности один прибор (R71) из выборки по показаниям в моделях пластов оказался не соответствует условиям стандартности (возможно не были выдержаны размеры отдельных конструктивных элементов зондов) и он не был включен в выборку приборов для определения

основной градуировочной (палеточной) зависимости прибора. По результатам проведенных измерений установлена следующая основная градуировочная зависимость прибора ПРКЛ-73:

$$W_{HK} = -2,2472 \cdot R^2 + 76.608 \cdot R - 9,2168. \quad (1)$$

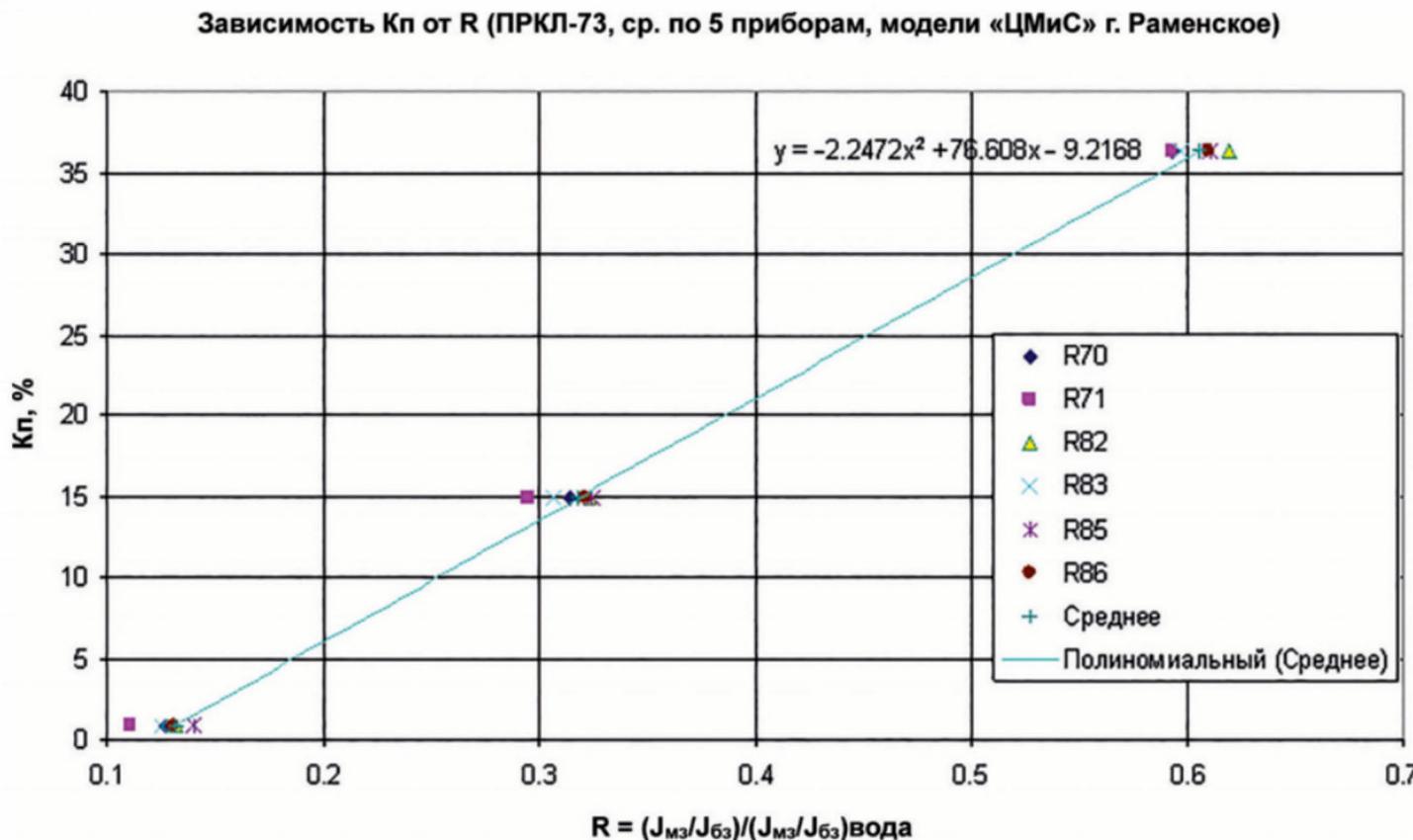


Рисунок 4. Градуировочная зависимость прибора ПРКЛ-73 по результатам измерений в моделях пластов ЦМиС (ГСО-HX), параметры которых наиболее близки к требованиям стандартных условий

На рисунке 5 приведены результаты процедуры градуировки с этой же выборкой приборов в моделях пластов НПФ «Геофизика», в которых диаметр скважины отличается от стандартных условий и составляет 216 мм. Соответственно, отличается и градуировочная зависимость прибора:

$$W_{HK} = 7,1493 \cdot R^2 + 66,323 \cdot R - 8,1704.$$

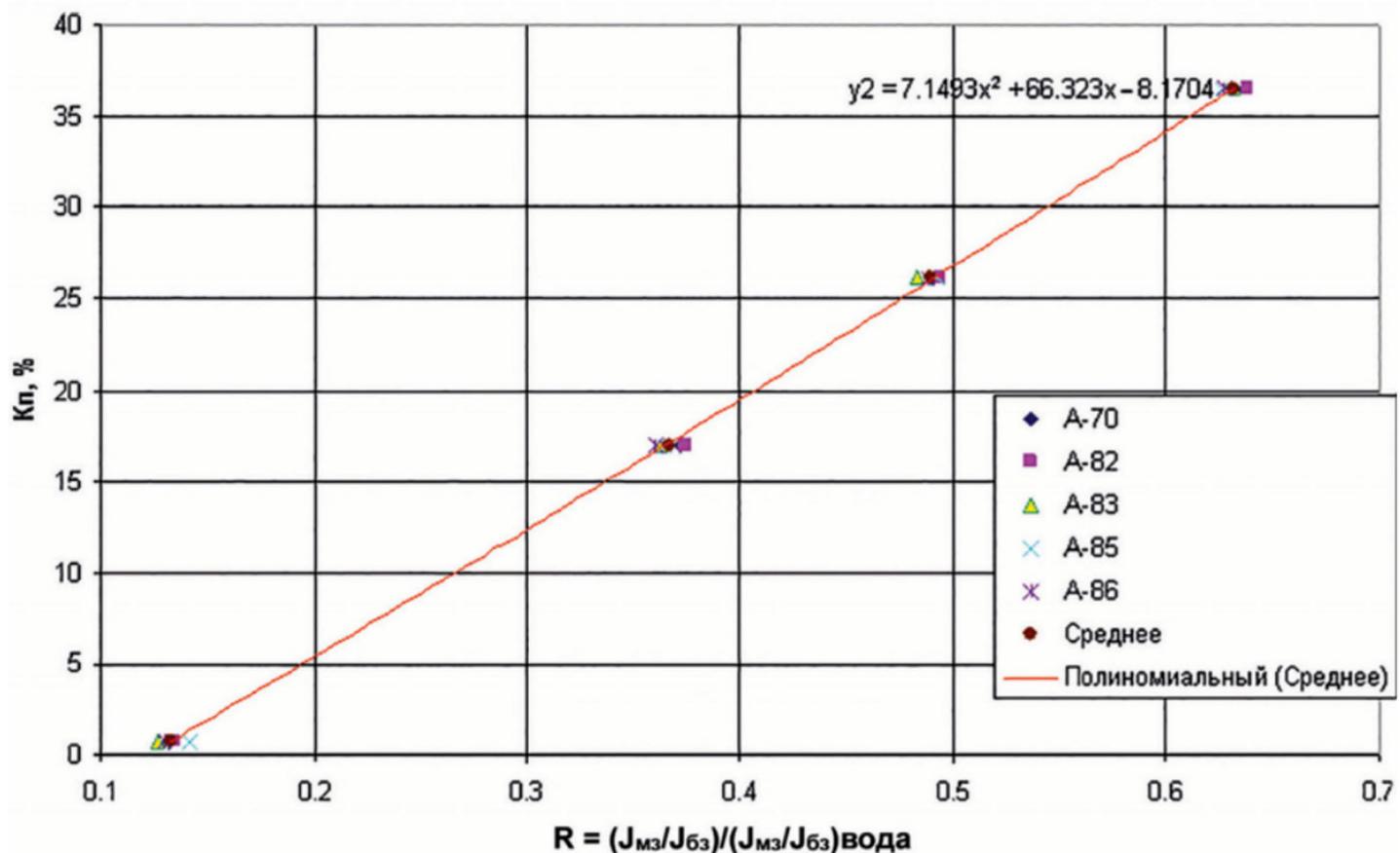


Рисунок 5. Градуировочная зависимость прибора ПРКЛ-73 по результатам измерений в моделях пластов НПФ «Геофизика», в которых диаметр скважины отличается от стандартных условий – 216 мм

На рисунке 6 приводится поправочная зависимость для прибора ПРКЛ-73 на нестандартность средств, на которых проводились градуировочные измерения. Она существенно отличается от линейной и описывается 3-х степенной полиномиальной функцией:

$$dW_{HK} = 0,0001 \cdot (W_{HK})^3 - 0,0099 \cdot (W_{HK})^2 + 0,234 \cdot W_{HK} - 0,0487.$$

Зависимость dK_p от K_p

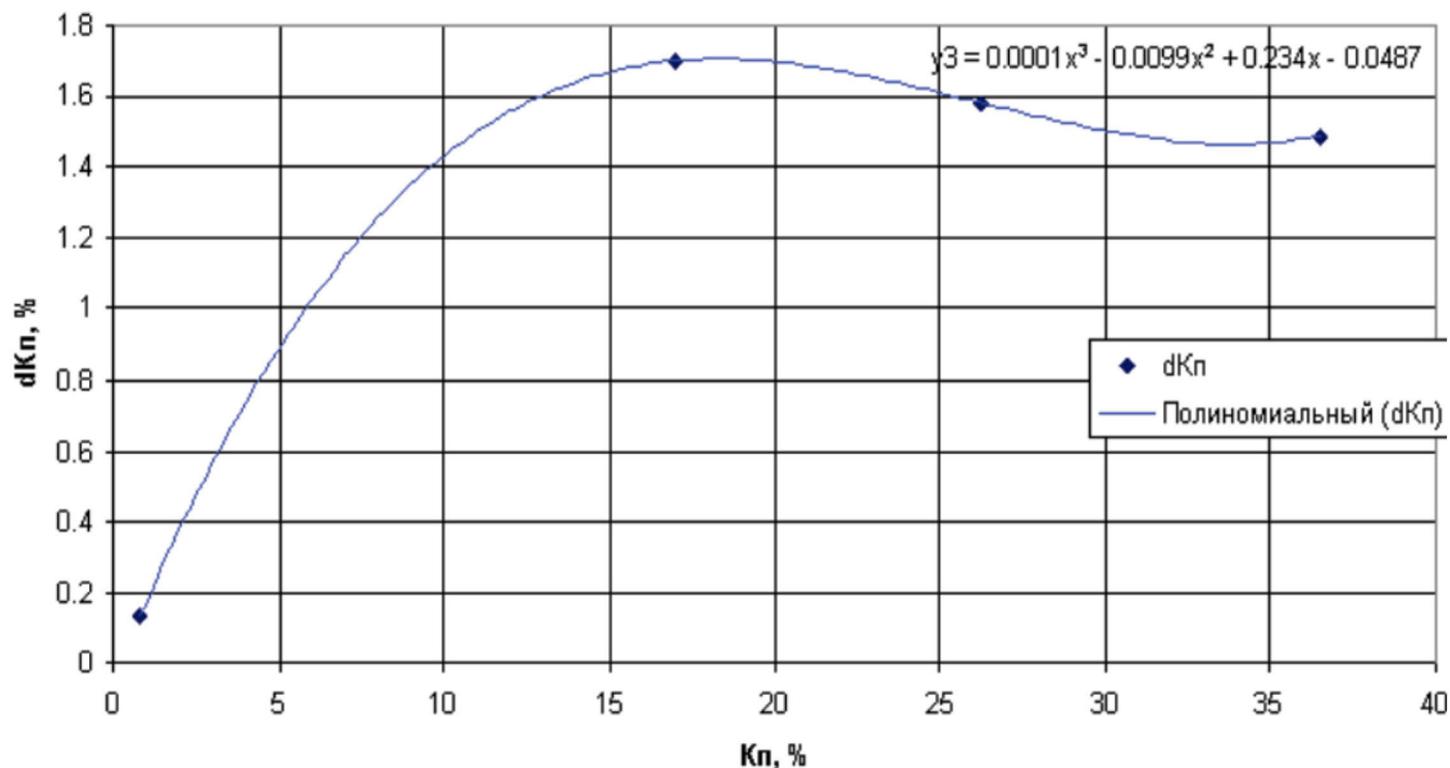


Рисунок 6. Поправочная зависимость на нестандартность условий измерений прибором ПРКЛ-73

На рисунке 7 приводится пример с результатами градуировки прибора нейтронного гамма-каротажа ПРКЛ-73А (НГК) (стандартные условия). Здесь выборка была представлена только из 3-х приборов. Градуировочная зависимость прибора следующая:

$$WHGK = 5,2265 \cdot A^2 + 46,523 \cdot A - 8,3088, \quad (2)$$

где $A = 1/J_{HГK}$.

Зависимость Кп от 1/J_{НГК} (ПРКЛ-73А, модели «ЦМиС» г. Раменское)

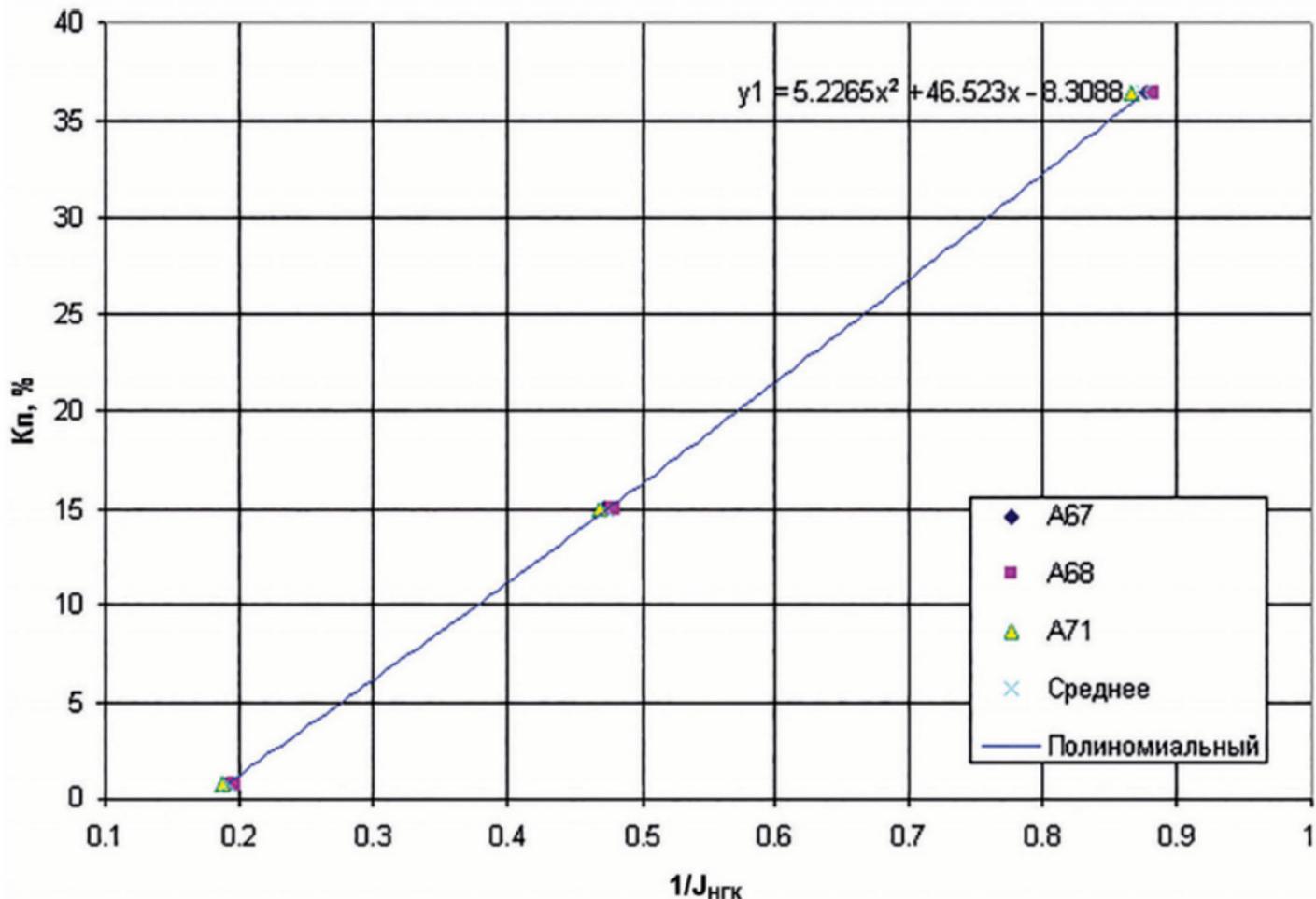


Рисунок 7. Градуировочная (палеточная) зависимость прибора ПРКЛ-73А (НГК), условия измерений – стандартные

На рисунке 8 приводится пример с результатами градуировки прибора нейтронного гамма-каротажа ПРКЛ-73А при нестандартных по диаметру скважины условиях измерений. Полученная зависимость:

$$WHGK = 16,959 \cdot A2 + 34,775 \cdot A - 6,9225,$$

также отличается от зависимости для стандартных условий.

Зависимость Кп от 1/Jнгк (ПРКЛ-73А, модели МЦНПФ «Геофизика»)

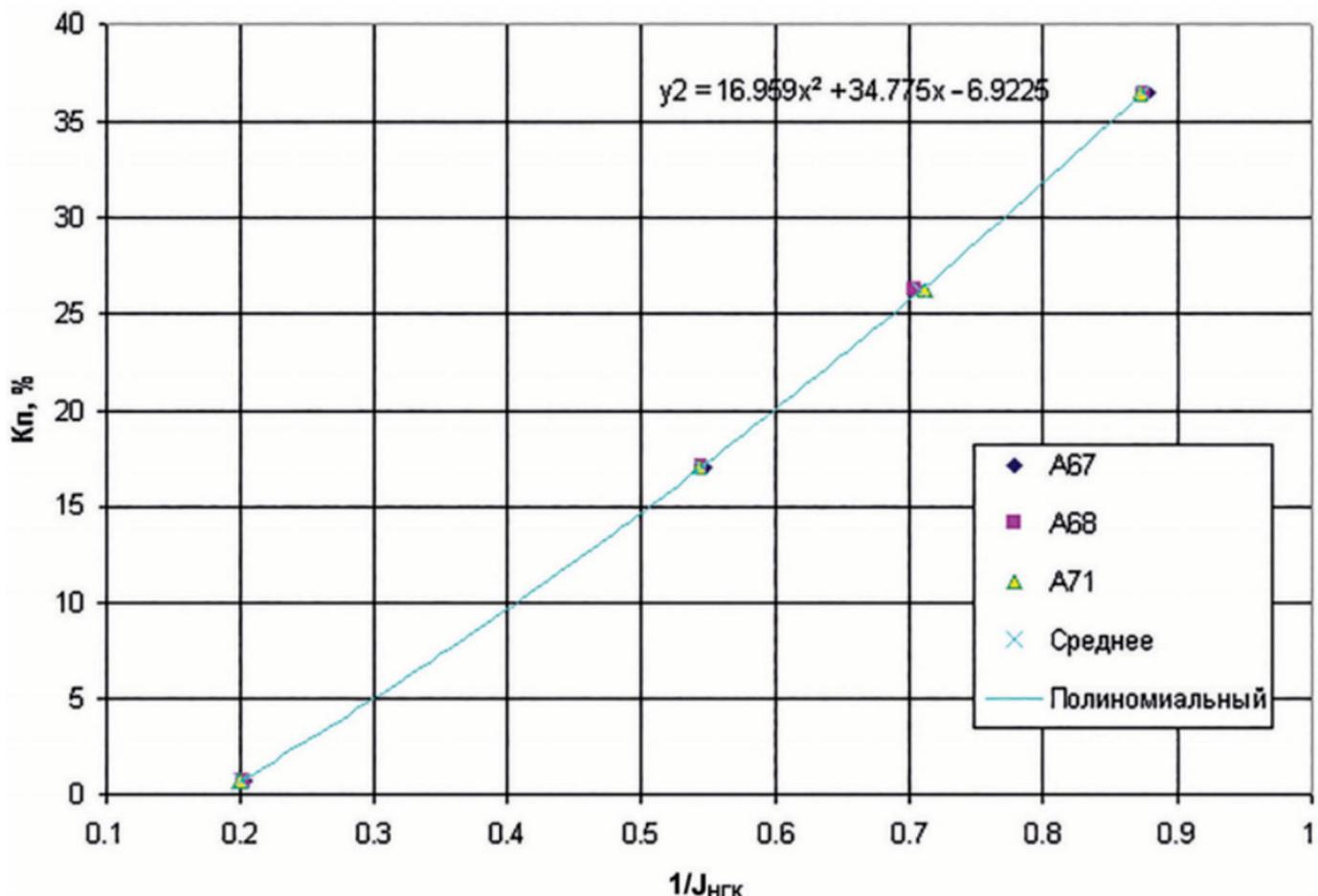


Рисунок 8. Градуировочная зависимость прибора ПРКЛ-73А (НГК), условия измерений по диаметру скважины не стандартные – 216 мм

На рисунке 9 приводится поправочная зависимость для прибора ПРКЛ-73А на нестандартность средств, на которых проводились измерения при градуировке прибора. Она также не линейна:

$$dWHGK = 0,00007 \cdot (WHGK)^3 - 0,008 \cdot (WHGK)^2 + 0,1863 \cdot WHHK + 0,356.$$

Зависимость dK_p от K_p

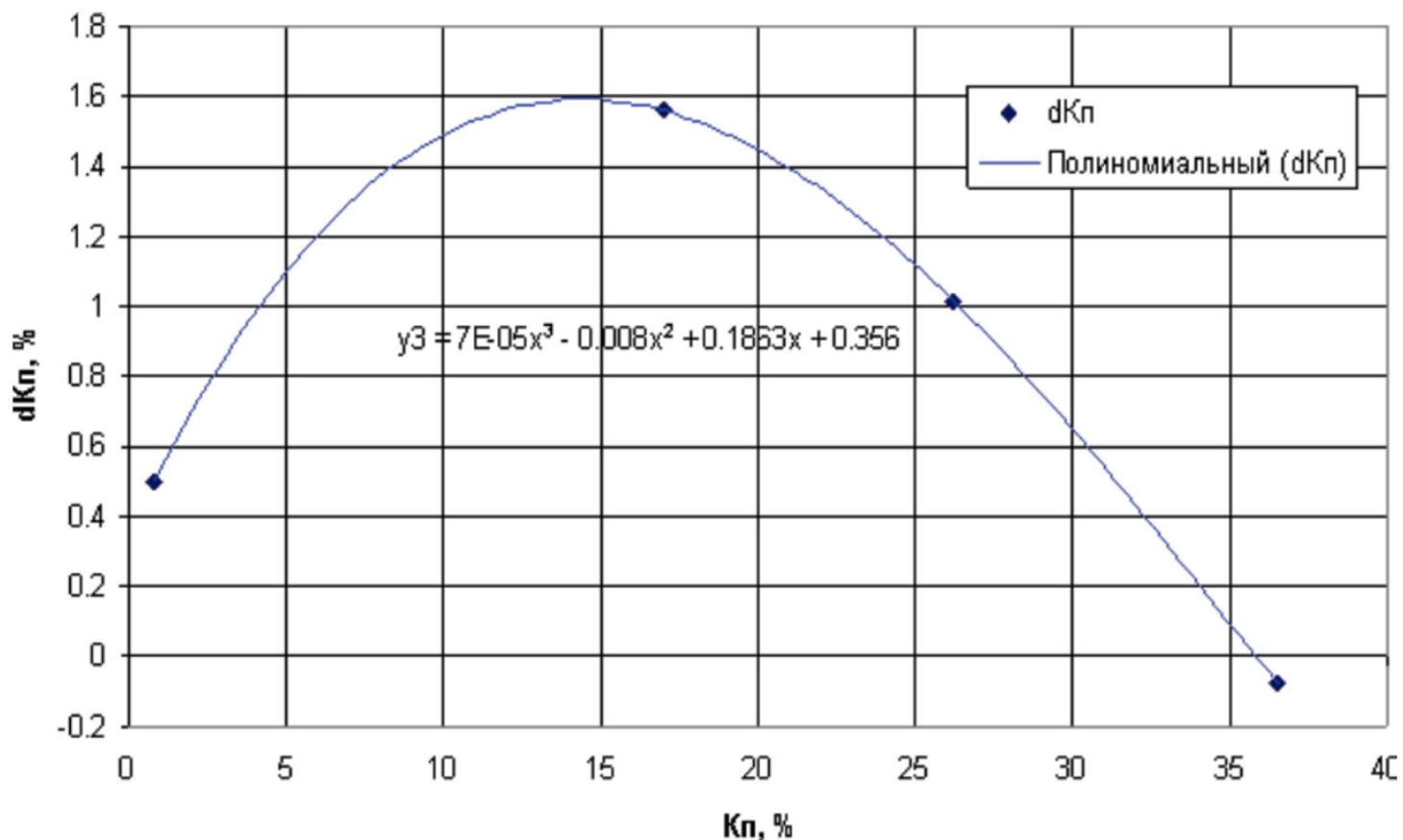


Рисунок 9. Поправочная зависимость на нестандартность условий измерений прибором ПРКЛ-73А

Расхождение аттестованных значений K_p в моделях пластов по результатам измерений градуированными в моделях «ЦМиС» приборами приведены в таблице 1.

Приведенные в таблице данные показывают, что несоблюдение требований стандартности при строительстве моделей пластов приводит к существенным погрешностям измерений коэффициента кажущейся водонасыщенной пористости пластов-коллекторов по нейтронным методам каротажа, выполняемых аттестованными на основе измерений в разных моделях пластов приборами.

Таблица 1. Сопоставление результатов градуировки аппаратуры НК
в моделях пластов различных организаций

Аттестованные значения Кп, %	Кп по градуированному в «ЦмиС» прибору, %		$\Delta\text{Кп, \%}$	
	ПРКЛ-73А (НГК)	ПРКЛ-73 (2ННК-Т)	ПРКЛ-73А (НГК)	ПРКЛ-73 (2ННК-Т)
Модели НПФ «Геофизика»				
СО-КВ-0,8	0,93	0,39	0,13	-0,41
СО-КВ-17,0	18,6	18,25	1,6	1,25
СО-КВ-26,2	27,8	27,48	1,6	1,48
СО-КВ-36,5	38,5	38,1	2,0	1,6
Модели ГУП «Урал-Гео»				
СО-0,8	2,3		1,5	
СО-16,4	16,86		0,46	
СО-35,4	35,73		0,33	
Модели ОАО «ТНГ-Групп»				
СО-0,8	1,58	0,534	0,78	-0,27
СО-15,6	13,91	14,78	-1,69	-0,82
СО-22,17	24,14	27,47	1,97	5,3
СО-32,23	31,91	37,88	-0,32	5,65

На рисунке 10 приведено сопоставление диаграмм нейтронного каротажа, полученных отградуированными в различных моделях пластов, а также диаграмм общей пористости по результатам обработки материалов скважинных измерений по методикам: с учетом влияния полного комплекса факторов ГТУ (по программе KpNGK) и двух опорных пластов. Значимые расхождения показаний наблюдаются в интервалах с повышенным коэффициентом пористости пласта.

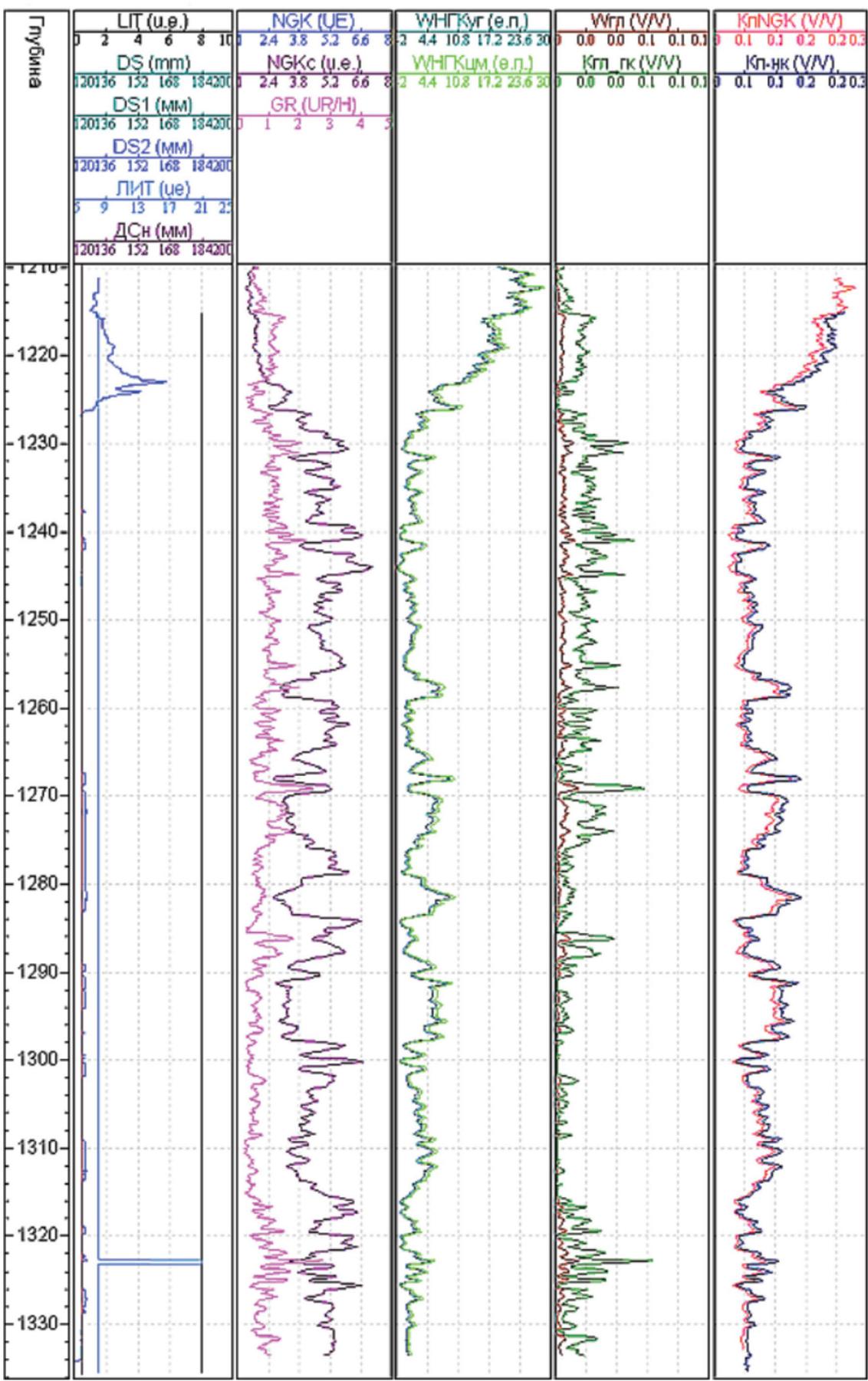


Рисунок 10. Сопоставление диаграмм $WH\Gamma K$, полученных градуированными в моделях пластов со стандартными и не стандартными условиями приборами, и диаграмм $KнNGK$, полученных с учетом влияния факторов ГТУ (по программе $KрNGK$) и без учета (по методике двух опорных пластов)

Обозначения диаграмм:

LIT – обобщенная (по скелету породы) литология;

DS – диаметр скважины по минимальным показаниям каверномера (с учетом положения прибора в скважине в процессе каротажа);

NGK_c – диаграмма НГК, корректированная на влияние естественного гамма-излучения пород и промывочной жидкости;

WHГK_{уг} и WHГK_{ум} – кажущаяся водонасыщенная пористость по градировке в моделях НПФ «Геофизика» и «ЦМиС», соответственно;

KnNGK и Kn_нк – коэффициенты общей пористости по программе обработки данных скважинных измерений KPNGK и методике двух опорных пластов, соответственно.

9. Обработка результатов скважинных измерений, определение пористости коллекторов по 2ННКт

Условия в реальных скважинах отличаются от условий градуировки скважинных приборов по многим параметрам. При том еще влияние этих параметров на показания прибора часто взаимозависимы, т. е. влияние каждого параметра зависит не только от самого параметра, но и от других. Например, поправка на глинистую корку зависит не только от ее толщины, но и от пористости пласта в рассматриваемом интервале разреза. Поэтому алгоритмы учета влияющих факторов скважинных условий на показания прибора достаточно сложны для ручной обработки и трудоемки. А сами алгоритмы создаются на основе математического моделирования, например, методом Монте-Карло с привязкой к данным измерений на физических моделях пластов [4, 8]. В связи с этим специально для каждой модификации аппаратуры создаются программы измерений и обработки результатов [4, 6].

Рассмотрим, для примера, адаптированную к обработке результатов измерений аппаратурой ПРКЛ-73 программу **KP2NNK** [1], изображение панели которой приведена на рисунке 11.

Для работы программы необходимы следующие входные данные:

1. Материалы скважинных измерений – увязанные по глубине диаграммы (в las-формате):

NNKM – диаграмма ННКт по малому зонду, у.е.;

NNKB – диаграмма ННКт по большому зонду, у.е.;

DS1 – диаграмма 1 по каверномеру, мм;

DS2 – диаграмма 2 по каверномеру, мм;

Wgl – водный эквивалент глин по данным СГК или рассчитанный по ГК с учетом литологии, $Wgl = Hwgl \cdot VGL$, где $Hwgl$ – водный эквивалент различных типов глин (например, в карбонатных породах он равен 0,12–0,2, в песчаниках – 0,18–0,28, в аргиллитах – 0,36–0,42), VGL – объемная глинистость, V/V ;

T – диаграмма температуры, если имеется, °C;

P – диаграмма давления, если имеется, МПа;

DEPTv – вертикальная проекция глубины (Altitude-абсолютная глубина), м;

LIT – литологическая принадлежность скелета породы (по коду ПРАЙМ):

8 – известняк; 5 – песчаник; 9 – доломиты; 13 – ангидрит; 15 – угли; 7 – аргиллиты
(диаграмма в las-формате), у. к.

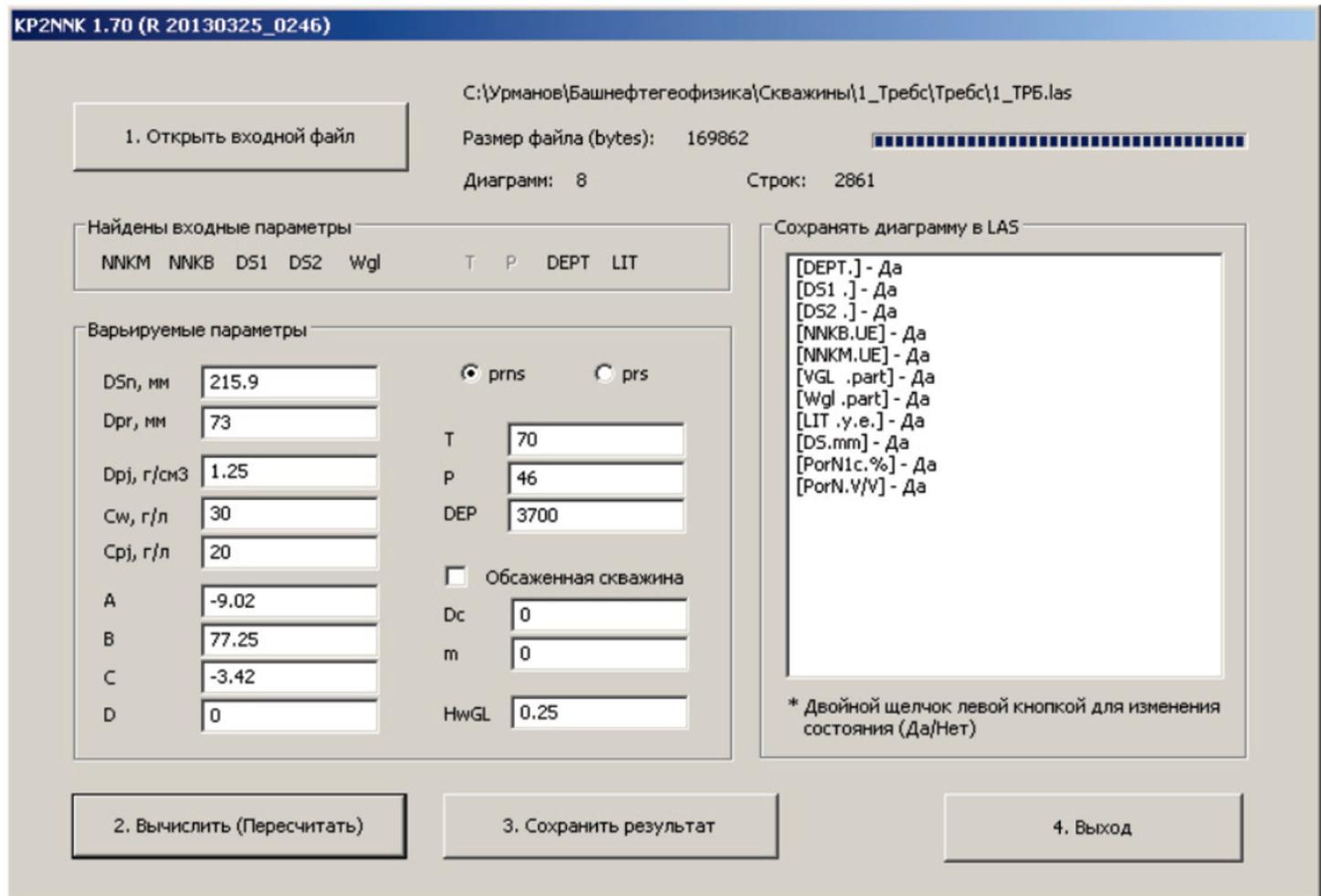


Рисунок 11. Панель автономной программы обработки данных 2HNCm

В качестве примера ниже приводятся фрагменты входного las-файла обработки данных 2HNCm:

~Curve information

DEPT.m : :

DS1 .mm : :

DS2 .mm : :

DSN .mm : :

P .MPa	:
T .град.С	:
NNKB.UE	:
NNKM.UE	:
LIT .y.e	:
WGL .V/V	:

~Other information

~ASCII Log data

1901.5 217.4 217.4	216 23.770 61.673	2.171	1.155	5	0.069
1901.6 218.8 218.8	216 23.771 61.675	2.289	1.177	5	0.067
1901.7 218.1 218.1	216 23.773 61.677	2.279	1.168	5	0.064
1901.8 218.1 218.1	216 23.774 61.677	2.159	1.159	5	0.064
1901.9 218.4 218.4	216 23.775 61.677	2.095	1.150	5	0.070
1902.0 218.1 218.1	216 23.776 61.677	2.193	1.138	5	0.078
1902.1 217.8 217.8	216 23.778 61.677	2.367	1.136	5	0.080
1902.2 219.5 219.5	216 23.779 61.675	2.512	1.151	5	0.076
1902.3 219.5 219.5	216 23.780 61.673	2.618	1.172	5	0.072
1902.4 219.5 219.5	216 23.781 61.677	2.720	1.182	5	0.071
1902.5 219.5 219.5	216 23.782 61.681	2.793	1.177	5	0.067
1902.6 220.5 220.5	216 23.784 61.681	2.729	1.166	5	0.059
1902.7 218.1 218.1	216 23.785 61.681	2.512	1.159	5	0.052
1902.8 218.1 218.1	216 23.786 61.682	2.303	1.155	5	0.050
1902.9 218.8 218.8	216 23.788 61.683	2.235	1.152	5	0.054
1903.0 217.9 217.9	216 23.789 61.684	2.221	1.152	5	0.058
1903.1 217.1 217.1	216 23.790 61.685	2.147	1.161	5	0.060
1903.2 218.8 218.8	216 23.791 61.687	2.082	1.177	5	0.059
1903.3 218.8 218.8	216 23.793 61.689	2.129	1.185	5	0.056
1903.4 218.8 218.8	216 23.794 61.691	2.281	1.175	5	0.055
1903.5 222.9 222.9	216 23.795 61.693	2.448	1.161	5	0.056
1903.6 220.8 220.8	216 23.796 61.694	2.588	1.163	5	0.059

1903.7	219.1	219.1	216	23.797	61.695	2.708	1.185	5	0.058
1903.8	219.1	219.1	216	23.799	61.696	2.837	1.213	5	0.051
1903.9	218.1	218.1	216	23.800	61.697	2.991	1.239	5	0.042
1904.0	219.1	219.1	216	23.801	61.699	3.088	1.268	5	0.035
1904.1	220.5	220.5	216	23.802	61.701	3.055	1.298	5	0.030

Примечание: Если в las-файле нет диаграмм Т, Р и DEPTv, то для всего интервала исследований через перечень варьируемых параметров на панели программы (рисунок 11) вводится одно общее значение каждого параметра.

2. Значения варьируемых входных параметров (заполняются в соответствующих окнах панели):

DSn – номинальный диаметр скважины (диаметр долота), мм;

DSm – диаметр скважины модели, где проводилась градуировка прибора;

Dpr – диаметр прибора, мм;

Условие: prs – прибор центрирован; prns – прибор не центрирован;

Dc – диаметр колонны, если измерения проводились в обсаженной скважине, мм;

tc – толщина трубы обсадной колонны, мм;

Dpj – плотность промывочной жидкости (бурового раствора), г/см³;

Cpj – минерализация (соленость) промывочной жидкости, г/л;

Cw – минерализация пластовой воды, г/л;

SIGl – сечение захвата тепловых нейтронов в матрице известняка, си;

SIGs – сечение захвата тепловых нейтронов в матрице песчаника, си;

SIGd – сечение захвата тепловых нейтронов в матрице доломита, си;

T – среднее значение температуры пластов в зоне исследований, °C;

P – среднее значение пластового давления в зоне исследований, МПа;

DEPT – средняя глубина в зоне исследований (по кабелю), м; если нет диаграммы DEPTv;

A, B, C и D – коэффициенты уравнения основной градуировочной (палеточной) зависимости используемого типа прибора (A – свободный коэф., B – при R, C – при R² и т. д., см. п. 1.4);

$A = -9,2168$; $B = 76,608$; $C = -2,2472$, если $DSm = 196$ мм;

$A = -8,1704$; $B = 66,323$; $C = 7,1493$, если $DSm = 216$ мм.

С использованием вышеприведенных данных программа рассчитывает следующие поправки на влияние ГТУ:

- номинального диаметра скважины с учетом вероятного положения прибора при перемещении по стволу скважины во время записи результатов измерений;
- толщину глинистой корки и поправку на ее влияние;

а также поправки на:

- минерализацию промывочной жидкости (ПЖ);
- плотность ПЖ;
- литологию, в том числе глинистость;
- сечение захвата тепловых нейтронов скелетом породы и глинами;
- минерализацию пластовых вод;
- пластовое давление и температуру в зоне исследований;
- элементов обсадки, если измерения проводились в обсаженной скважине.

Выходными параметрами программы по выбору могут быть все входные и расчетные или только расчетные параметры: PorN1c, % – общая пористость по шкале известняка и PorN, V/V – общая пористость по ННКт в las-файле. Кроме того, в выходном las-файле приводятся сведения об использованных при расчетах варьируемых параметрах.

Пример выходного las-файла программы приводится ниже.

~Curve information

DEPT. :

DS1 .мм :

DS2 .мм :

P .MPa :

T .град.С :

NNKB.y.e. :

NNKM.y.e. :

WGL .V/V :

VGL .V/V :

LIT .y.e. :

PorN. V/V : кажущаяся пористость, если измерения проводились в необсаженной скважине.

PorN1ck. % : кажущаяся пористость по шкале известняка, если измерения в обсаженной скважине.

PorNk. V/V : общая пористость, если измерения проводились в обсаженной скважине.

~Other information

#Выбраны вар. Парам. : прибор не центрирован.; DSn:215.900; Dpr:90.000; Dc:146.000; m:8.000; проводились при Dpj:1.250; Cpj:20.000; Cw:30.000; A:-8.200; B:75.400; C:1.250; D:0.000; HwGL:0.380; P:35.000; T:67.000; DEP:2700.000;

~ASCII Log data

1901.200 219.941 221.623 23.766 61.675 2.101 1.111 0.057 0.150 2.000 0.275
15.892 0.185

1901.300 219.941 218.917 23.767 61.673 2.074 1.158 0.062 0.162 2.000 0.294
17.267 0.201

1901.400 219.941 218.227 23.769 61.673 2.046 1.117 0.067 0.176 2.000 0.278
16.299 0.190

1901.500 220.624 218.227 23.770 61.673 2.171 1.155 0.069 0.183 2.000 0.265
15.393 0.180

1901.600 221.959 219.585 23.771 61.675 2.289 1.177 0.068 0.178 2.000 0.252
14.426 0.169

1901.700 221.278 219.585 23.773 61.677 2.279 1.168 0.064 0.169 2.000 0.254
14.588 0.171

1901.800 220.624 219.585 23.774 61.677 2.159 1.159 0.064 0.168 2.000 0.274
15.866 0.185

1901.900 222.657 218.227 23.775 61.677 2.095 1.150 0.070 0.184 2.000 0.277
16.242 0.189

1902.000	219.957	220.275	23.776	61.677	2.193	1.138	0.078	0.205	2.000	0.245
13.933	0.163									
1902.100	219.941	219.585	23.778	61.677	2.367	1.136	0.080	0.210	2.000	0.212
11.918	0.141									
1902.200	223.309	219.585	23.779	61.675	2.512	1.151	0.076	0.200	2.000	0.199
11.117	0.132									
1902.300	222.630	220.285	23.780	61.673	2.618	1.172	0.073	0.191	2.000	0.194
10.747	0.127									
1902.400	221.989	220.944	23.781	61.677	2.720	1.182	0.071	0.188	2.000	0.185
10.164	0.121									
1902.500	219.941	222.981	23.782	61.681	2.793	1.177	0.067	0.176	2.000	0.180
9.892	0.118									
1902.600	221.989	222.981	23.784	61.681	2.729	1.166	0.059	0.157	2.000	0.191
10.436	0.124									
1902.700	227.329	222.302	23.785	61.681	2.512	1.159	0.053	0.138	2.000	0.225
12.475	0.147									
1902.800	217.195	222.981	23.786	61.682	2.303	1.155	0.050	0.132	2.000	0.261
15.269	0.178									
1902.900	221.307	220.275	23.788	61.683	2.235	1.152	0.054	0.142	2.000	0.267
15.359	0.179									
1903.000	221.645	218.228	23.789	61.684	2.221	1.152	0.058	0.153	2.000	0.266
15.473	0.181									
1903.100	221.989	216.146	23.790	61.685	2.147	1.161	0.060	0.159	2.000	0.282
16.779	0.195									
1903.200	220.624	219.585	23.791	61.687	2.082	1.177	0.059	0.156	2.000	0.301
17.705	0.206									
1903.300	221.959	219.585	23.793	61.689	2.129	1.185	0.057	0.149	2.000	0.297
17.410	0.203									
1903.400	221.974	219.585	23.794	61.691	2.281	1.175	0.055	0.145	2.000	0.266
15.347	0.179									

1903.500	222.657	227.143	23.795	61.693	2.448	1.161	0.057	0.150	2.000	0.230
12.787	0.150									
1903.600	223.014	222.673	23.796	61.694	2.588	1.163	0.060	0.157	2.000	0.208
11.402	0.135									
1903.700	223.370	218.227	23.797	61.695	2.708	1.185	0.058	0.153	2.000	0.202
11.393	0.135									
1903.800	223.992	218.227	23.799	61.696	2.837	1.213	0.051	0.134	2.000	0.202
11.357	0.134									
1903.900	220.624	219.585	23.800	61.697	2.991	1.239	0.042	0.110	2.000	0.200
11.150	0.132									
1904.000	223.340	218.906	23.801	61.699	3.088	1.268	0.035	0.092	2.000	0.204
11.477	0.136									
1904.100	225.327	219.585	23.802	61.701	3.055	1.298	0.031	0.081	2.000	0.219
12.369	0.146									

На рисунке 12 приведена блок-схема программы KP2NNK.

Алгоритмы расчета поправок на влияние ГТУ и расчета общей пористости по данным 2ННКт приведены в приложении 1.

На рисунке 13 приводится сопоставление данных комплекса ГИС и результатов оценки общей пористости коллекторов по данным нейтронных методов в разрезе, представленном песчано-глинистыми и карбонатными отложениями. Сопоставление кривых пористости, полученных в результате обработки данных 2ННКт по программам в системе ПРАЙМ и KP2NNK показывает их совпадение против коллекторов и завышение против пластов глин по программе ПРАЙМ, что, по-видимому, связано с разным выбором водного эквивалента глин при учете влияния глинистости, а именно не дифференцированным выбором W_{гл} для терригенных и карбонатных отложений в системе ПРАЙМ.

Входные параметры: NNKM, NNKB,
DS1, DS2, Wgl, VGL, T, P, Hvet, LIT

Варьируемые входные параметры: DSn, Dpr, prs, Dc, m, Dpj, Cpj, Cw, WGL, A, B, C, D

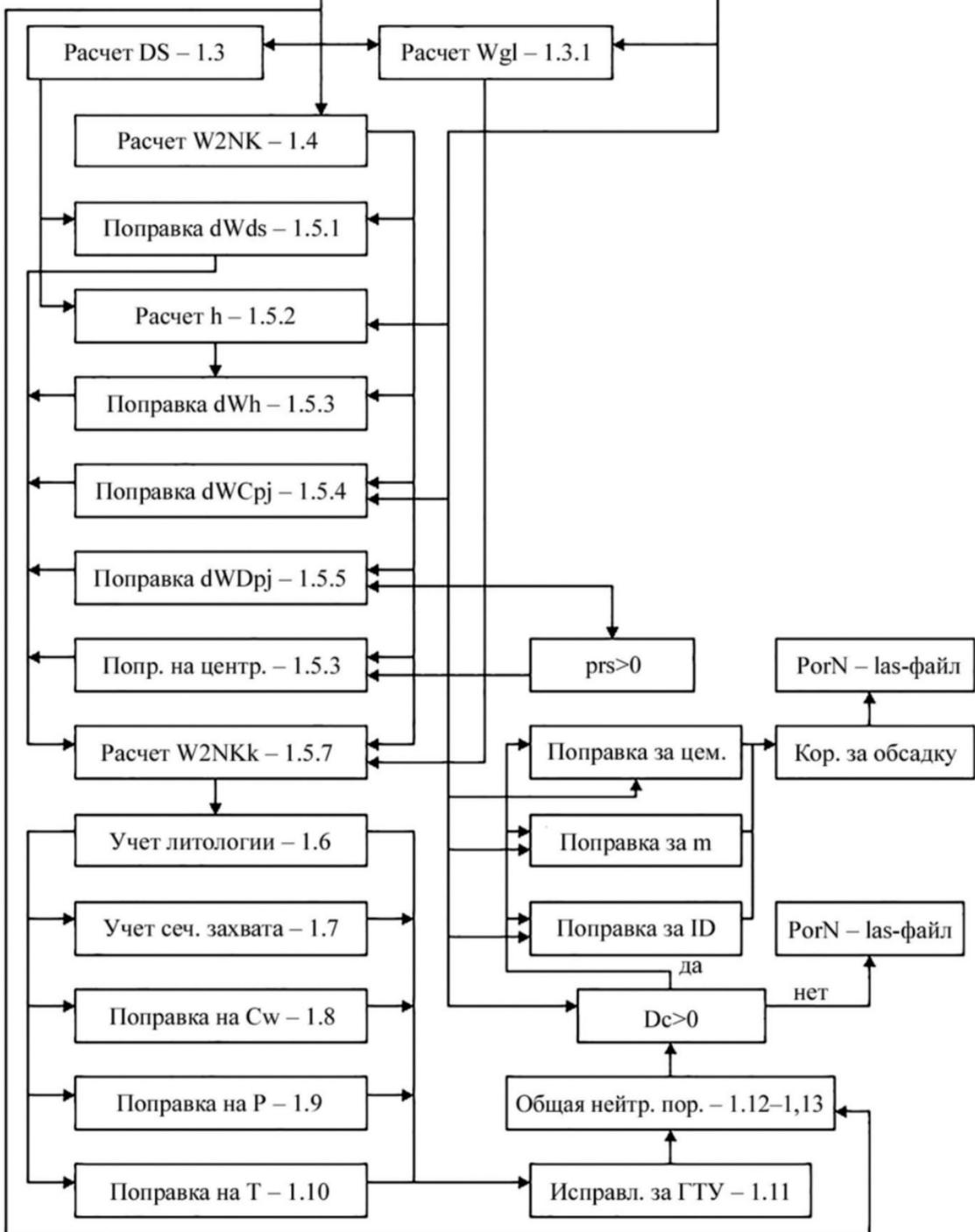


Рисунок 12. Блок-схема программы обработки данных 2ННК

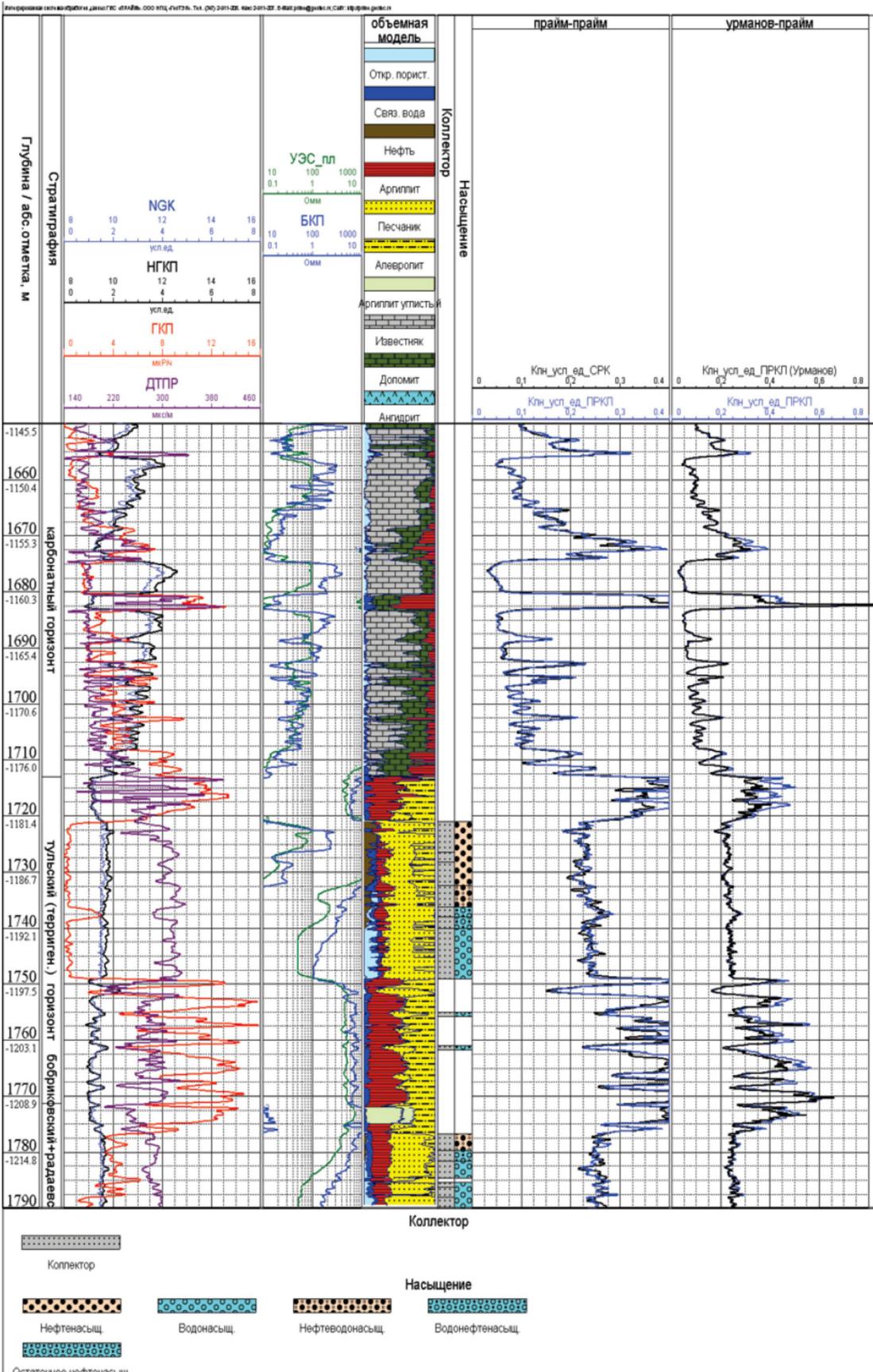


Рисунок 13. Сопоставление кривых общей пористости КнНКм, полученных в результате обработки данных ПРКЛ-73 и СРК по программам ПРАЙМ и KP2NNK

В программе KP2NNK учет сечения захвата тепловых нейтронов полимиктовых песчаников производится с использованием данных СГК (VGL, FSP) при допущении, что скелет породы представлен в основном кремнеземом и полевыми шпатами и известно соотношение содержания калиевых и натриевых полевых шпатов. Расчет сечения захвата матрицы при этом производится по формуле [13]:

$$\Sigma_{\text{ПП}} = ((1 - VGL - FS - KpHKt) \cdot \Sigma_{\text{П}} + FSP \cdot \Sigma_{\text{КПШ}} + FSN \cdot \Sigma_{\text{НПШ}}) / (1 - VGL - KpHKt), \quad (3)$$

где $\Sigma_{\text{ПП}}$ – сечение захвата тепловых нейтронов матрицы полимиктовых песчаников;

VGL – коэффициент объемной глинистости по СГК;

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

$KpHKt$ – кажущаяся водонасыщенная пористость WNK (по градуировочной зависимости аппаратуры), исправленная за скважинные условия, глинистость и литологию;

$\Sigma_{\text{П}}$, $\Sigma_{\text{КПШ}}$, $\Sigma_{\text{НПШ}}$ – сечения захвата песчаника, калиевых полевых шпатов и натриевых полевых шпатов, соответственно.

Далее расчет поправки на влияние сечения захвата тепловых нейтронов матрицы производится по следующей приближенной формуле [22]:

$$d\Sigma_{\text{ПП}} = (-45,55/\Sigma_{\text{ПП}}^2 + 48,31/\Sigma_{\text{ПП}}) - 8,83) \cdot (0,08 \cdot KpHKt \cdot \exp(-0,04KpHKt + 0,05)), \quad (4)$$

На рисунке 14 приведено сопоставление кривых пористости по Кп2ННК, рассчитанных без учета влияния полевых шпатов ($Kp2N_1$) и с учетом ($Kp2N_2$) (первая колонка справа). Видно завышение определяемой пористости без учета влияния полевых шпатов.

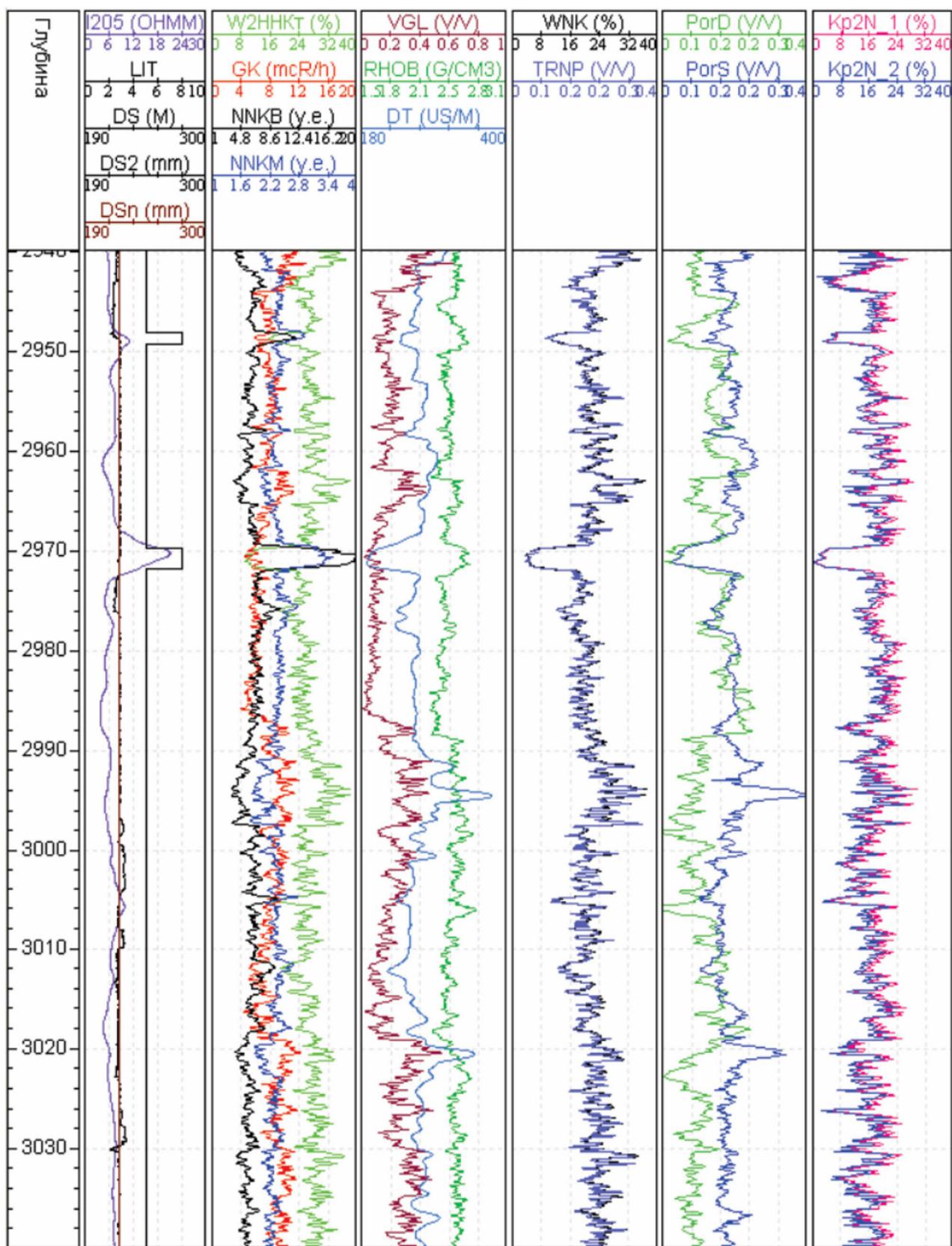


Рисунок 14. Сопоставление кривых пористости без учета влияния сечения захвата тепловых нейтронов в полимиктовых песчаниках (*Kp2N_1*) и с учетом (*Kp2N_2*)

Как показывает практика, отсутствие поправки на влияние сечения захвата тепловых нейтронов при обработке данных 2ННКт ачимовских отложений и баженовской свиты приводит к завышению КпННКт до 4-х е. п. (рисунок 15).

НЕФТЬ
ГЛИНА

ПЕСЧАНИК
ВОДА

ИЗВЕСТНИК
ВОДА СВЯЗАННАЯ

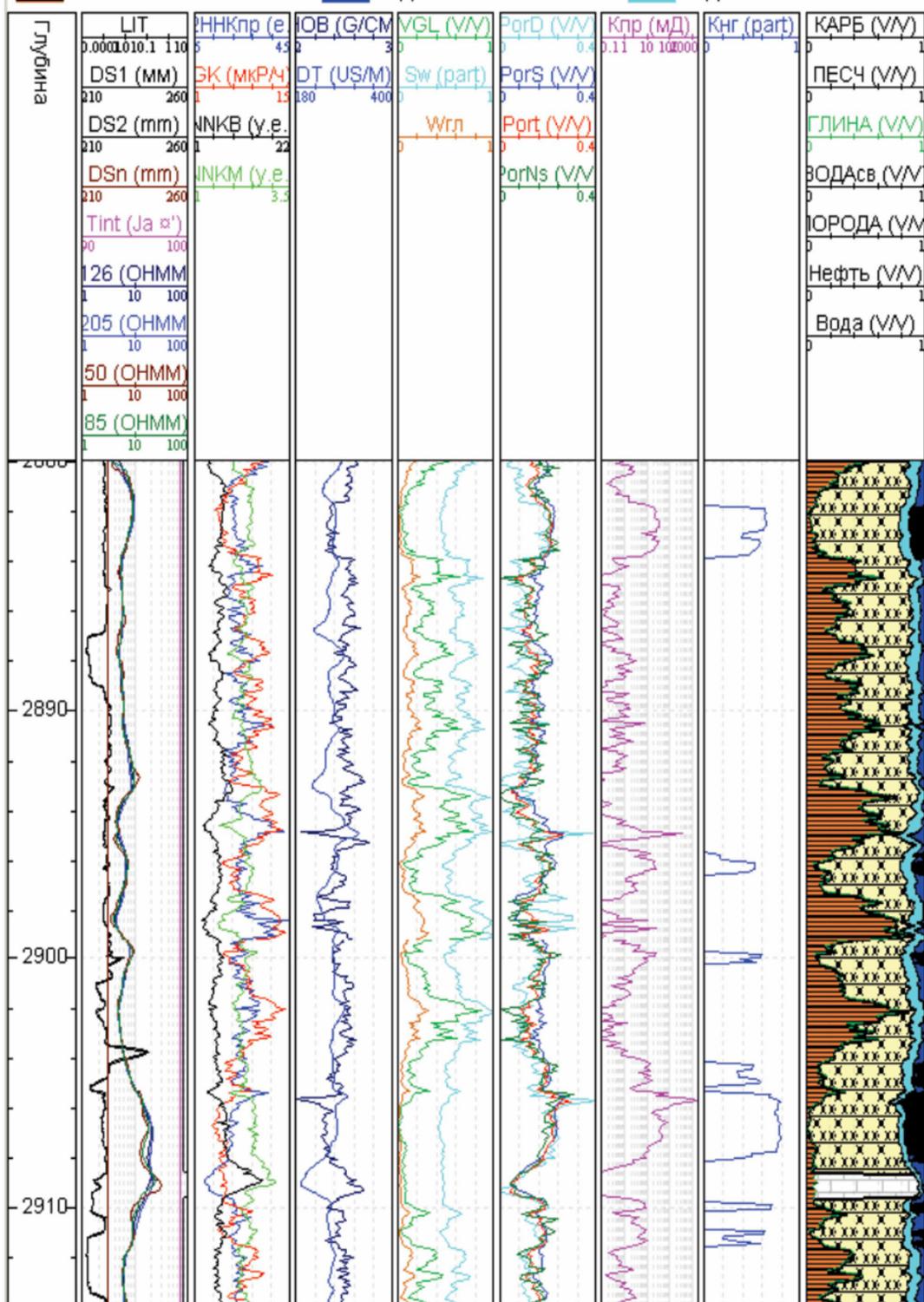


Рисунок 15. Сопоставление кривых KnHK без учета влияния Σt_a (Port) и с учетом (PorNs) (четвертая колонка справа) (ачимовские отложения)

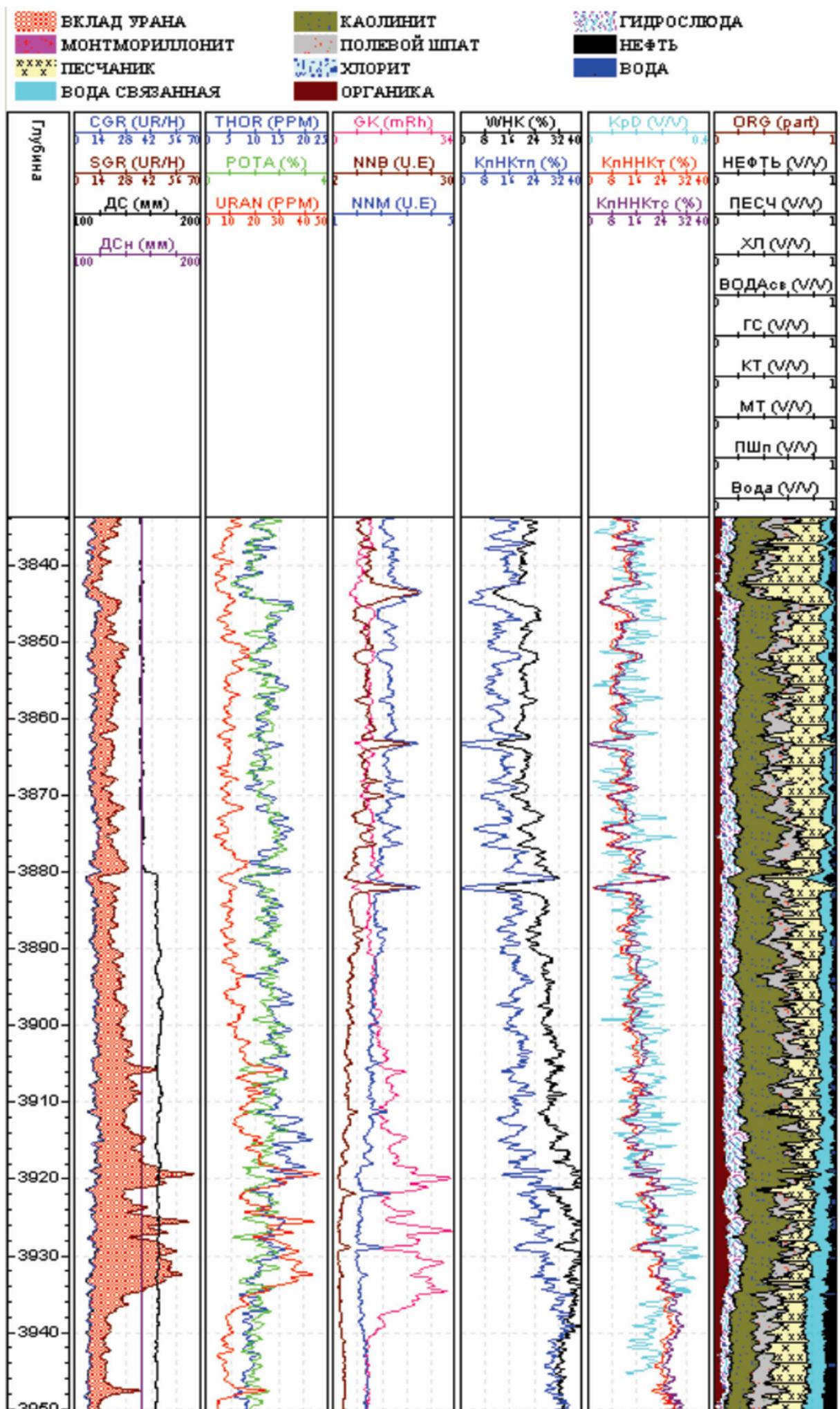


Рисунок 16. Сопоставление кривых $KnHnK$ без учета влияния Σ та ($KnHnKtс$) и с учетом ($KnHnKt$) (вторая колонка справа) (баженовская свита)

10. Обработка результатов скважинных измерений, определение пористости коллекторов по НГК

Обработка данных НГК в принципе ненамного отличается от вышеприведенной методики обработки данных ННКт, но имеются определенные особенности, связанные со спецификой метода.

На рисунке 17 приведено изображение панели автономной программы обработки данных измерений аппаратурой ПРКЛ-73А (НГК) **KPNGK**.

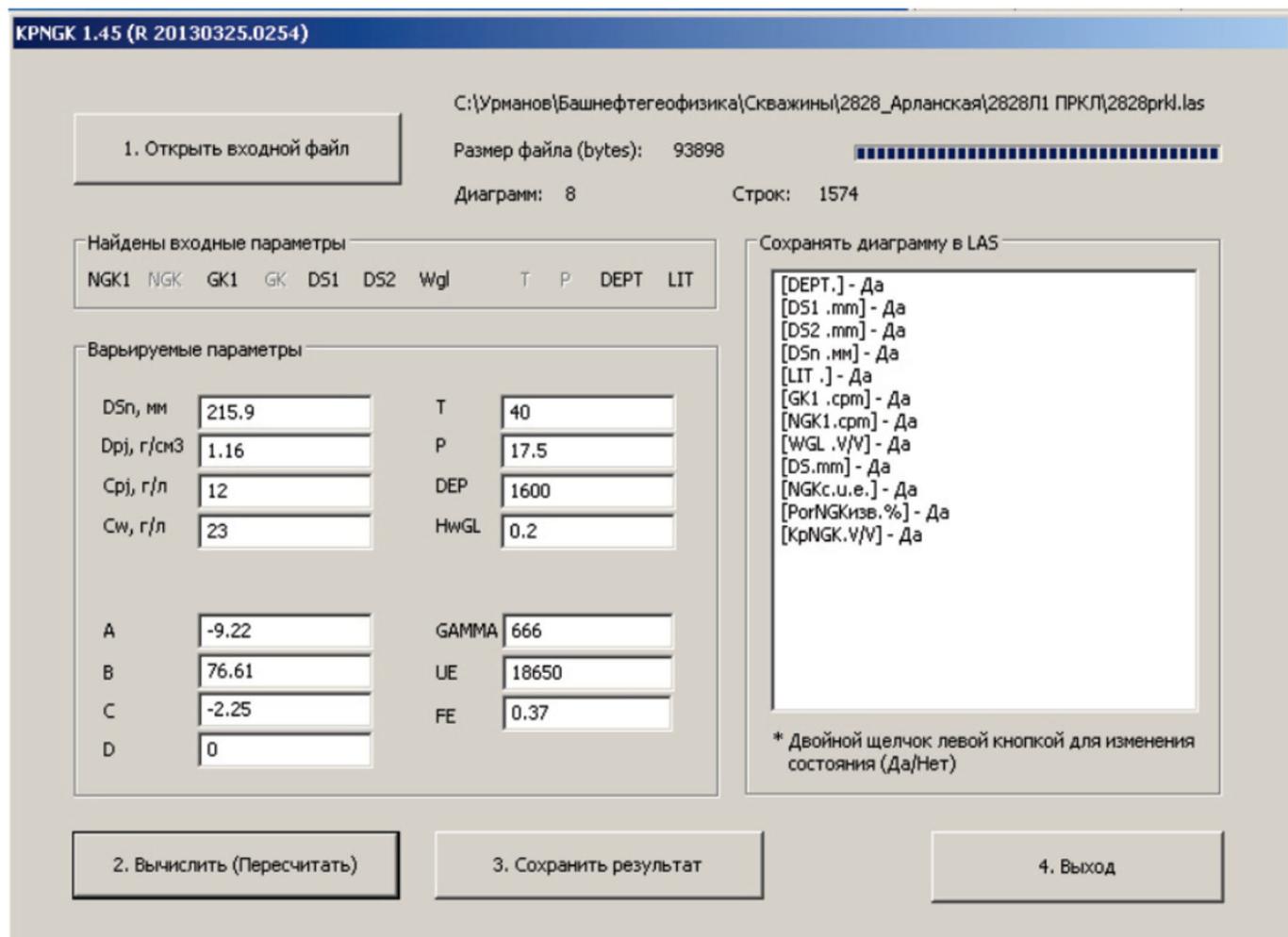


Рисунок 17. Панель автономной программы обработки данных НГК

Для работы программы необходимы следующие входные данные:

1. Материалы скважинных измерений – увязанные по глубине диаграммы (в las формате):

NGK1 – диаграмма НГК, имп/мин;

NGK – диаграмма НГК (для сравнения, может не быть), у. е.;

GK1 – диаграмма ГК, имп/мин;

GK – диаграмма ГК (для сравнения, может не быть), мкР/ч;

DS1 – диаграмма 1 по каверномеру, мм;

DS2 – диаграмма 2 по каверномеру, мм;

Wgl – диаграмма водного эквивалента глин по СГК или по ГК с учетом литологии, $Wgl = Hwgl \cdot VGL$, где $Hwgl$ – водный эквивалент глин (например, в карбонатных породах 0,12–0,2, в песчаниках – 0,18–0,28, в аргиллитах – 0,36–0,42), VGL – объемная глинистость, V/V;

T – диаграмма температуры, если имеется, °C;

P – диаграмма давления, если имеется, МПа;

DEPTv – вертикальная проекция глубины (Alt-абсолютная глубина), м;

LIT – диаграмма литологического расчленения разреза (скелета породы) по коду ПРАЙМ: 8 – известняк; 5 – песчаник; 9 – доломиты; 7 – аргиллиты; 13 – ангидриты; 15 – угли (диаграмма в las-формате), условный код (у. к.).

Примечание: если в las-файле нет диаграмм T, P и DEPTv, то для всего интервала исследований через перечень варьируемых параметров вводится одно общее значение каждого параметра.

2. Варьируемые входные параметры:

DSn – номинальный диаметр скважины (диаметр долота), мм;

DSm – диаметр скважины модели, где проводилась градуировка прибора;

Dpj – плотность промывочной жидкости (бурового раствора), г/см³;

Cpj – минерализация (соленость) промывочной жидкости, г/л;

Cw – минерализация пластовой воды, г/л;

T – среднее значение температуры в зоне исследований, °C;

P – среднее значение пластового давления (в зоне исследований), МПа;

DEPTv – Alt-средняя абсолютная глубина в зоне исследований, м;

HwGL – водный эквивалент глин, V/V, (от 0,1 до 0,45 в зависимости от типа глин);

GAMMA – цена 1 мкР/ч, имп/мин;

UE – цена условной единицы зонда НГК, имп/мин;

$FE = NGK/GK$ – соотношение эффективности счетчиков канала НГК и ГК, измеренное прибором в воздухе без источника нейтронов в зонде НГК, безразмерная величина.

A, B, C и D – коэффициенты уравнения основной градуировочной (параметической) зависимости используемого типа прибора (A – свободный коэф., B – при x , C – при x^2 и т. д., $x = 1/NGKc$ (см. п. 2.4. приложения 2):

$$A = -8,3088; B = 46,523; C = 5,2265, \text{ если } DS_m = 196 \text{ мм};$$

$$A = -6,9225; B = 34,775; C = 16,959, \text{ если } DS_m = 216 \text{ мм}.$$

Выходными параметрами программы по выбору, как и в программе KP2NNK, могут быть все входные и расчетные или только расчетные параметры: PorNGKизв, % – общая пористость по шкале известняка и KpNGK, V/V – общая пористость по НГК в las-файле.

Алгоритмы расчета поправок на ГТУ и расчета общей пористости по данным НГК приведены в приложении 2.

На рисунке 18 приведено сопоставление диаграмм КпНГК, полученных по методике двух опорных пластов (Кпн_оп_пл) и программе **KPNGK** без учета литологии (PorNGKизв) и с учетом литологии (KpNGK). Видно, что по методике опорных пластов литология не учитывается и против пластов песчаника ($LIT = 5$) пористость занижается. Кроме того, из-за недифференцированного выбора водного эквивалента глин и DS_{min} определяемый коэффициент пористости по этой методике дополнительно занижается.

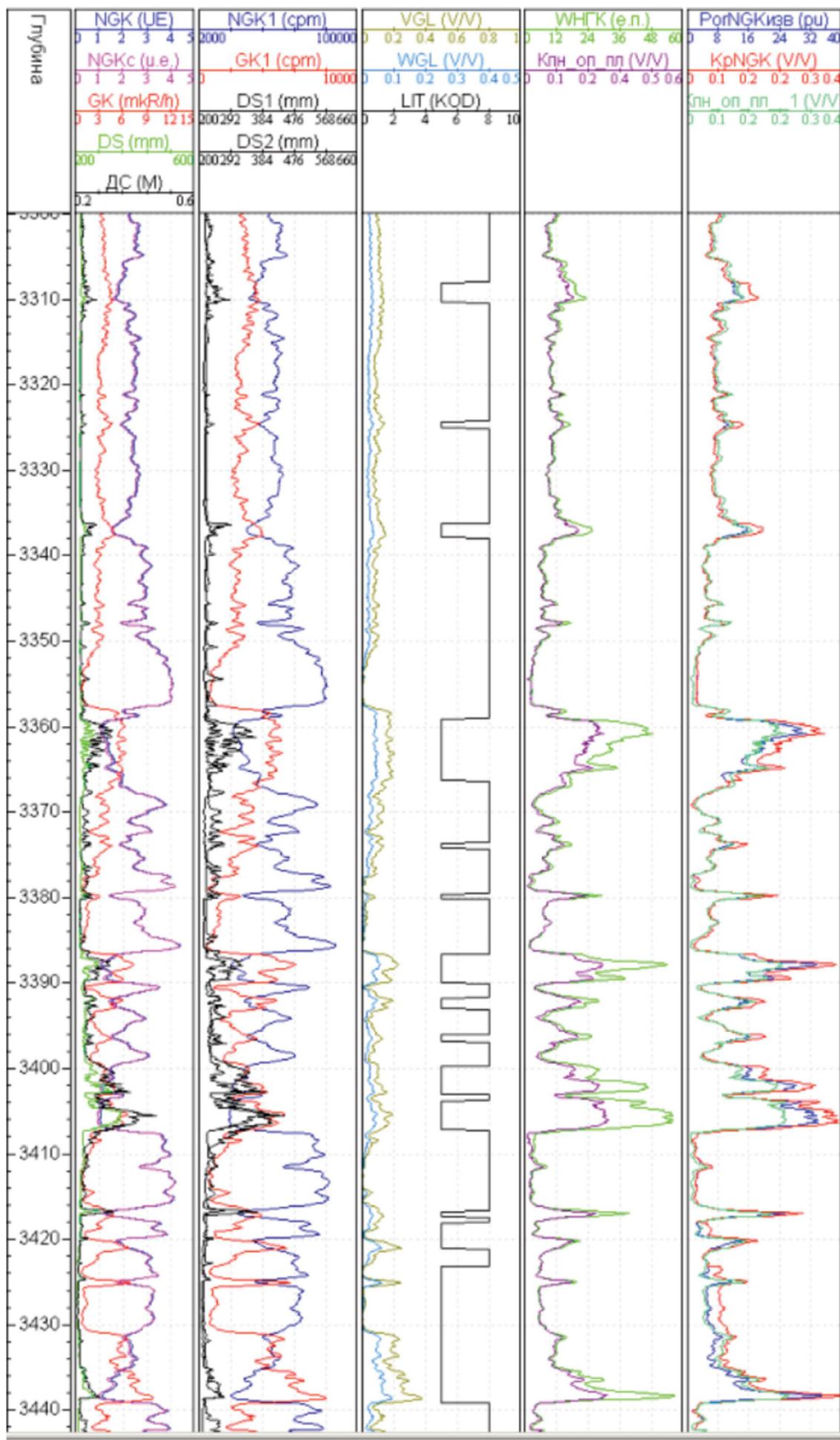


Рисунок 18. Сопоставление диаграмм КнГК, полученных по методике двух опорных пластов (Клн_оп_пл) и программе KPNGK без учета литологии (PorNGKизв) и с учетом литологии

На рисунке 19 приводится сопоставление результатов обработки данных СРК, ПРКЛ-73 и ПРКЛ-73А по программам обработки KP2NNK и KPNGK (ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем») и усовершенствованного модуля обработки данных 2ННКт и НГК в системе ПРАЙМ. Видно, что результаты обработки данных 2ННКт (ПРКЛ-73) по обеим программам совпадают, результаты НГК (ПРКЛ-73А) против коллекторов расходятся в сторону завышения при обработке по методике двух опорных пластов, что, по-видимому, связано с отсутствием учета влияния ГТУ в этой методике обработки, отсутствием учета глинистости в данном конкретном случае. Расхождение результатов обработки данных аппаратуры СРК, по-видимому, связано с применением разных палеточных зависимостей в программах обработки или с изменением ГТУ, поскольку замеры проводились в разное время в разных этапах вскрытия пластов.

На рисунке 20 приведено сопоставление результатов оперативной интерпретации данных НГК (Кп_нк) по методике двух опорных пластов и по программе KPNGK (КпНГК). В результирующей колонке (первая справа) видна существенная разница Кп против пластов песчаников ($LIT = 5$).

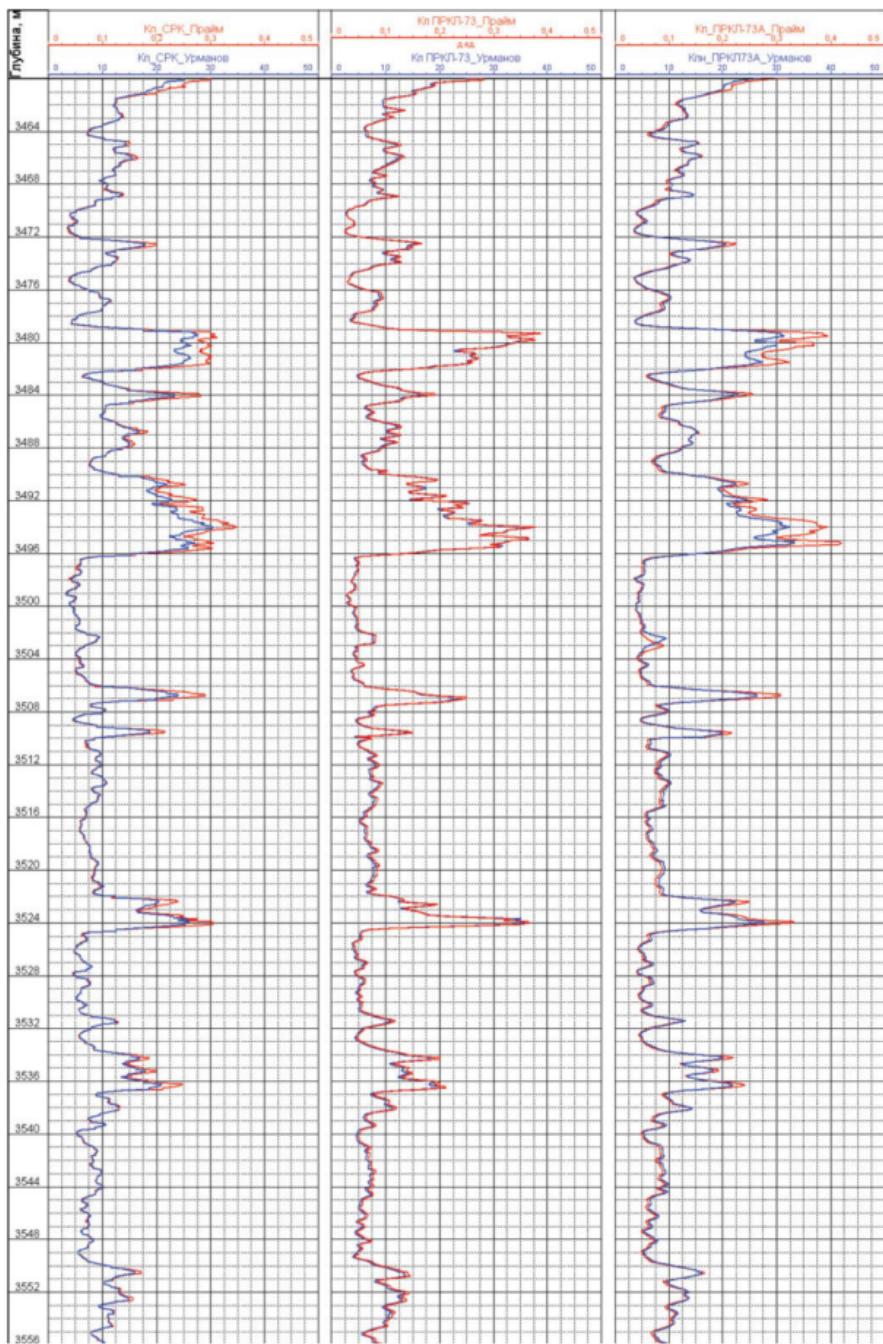


Рисунок 19. Сопоставление результатов обработки данных 2ННКт и НГК по программам KP2NNK и модулю НГК в системе «ПРАЙМ»

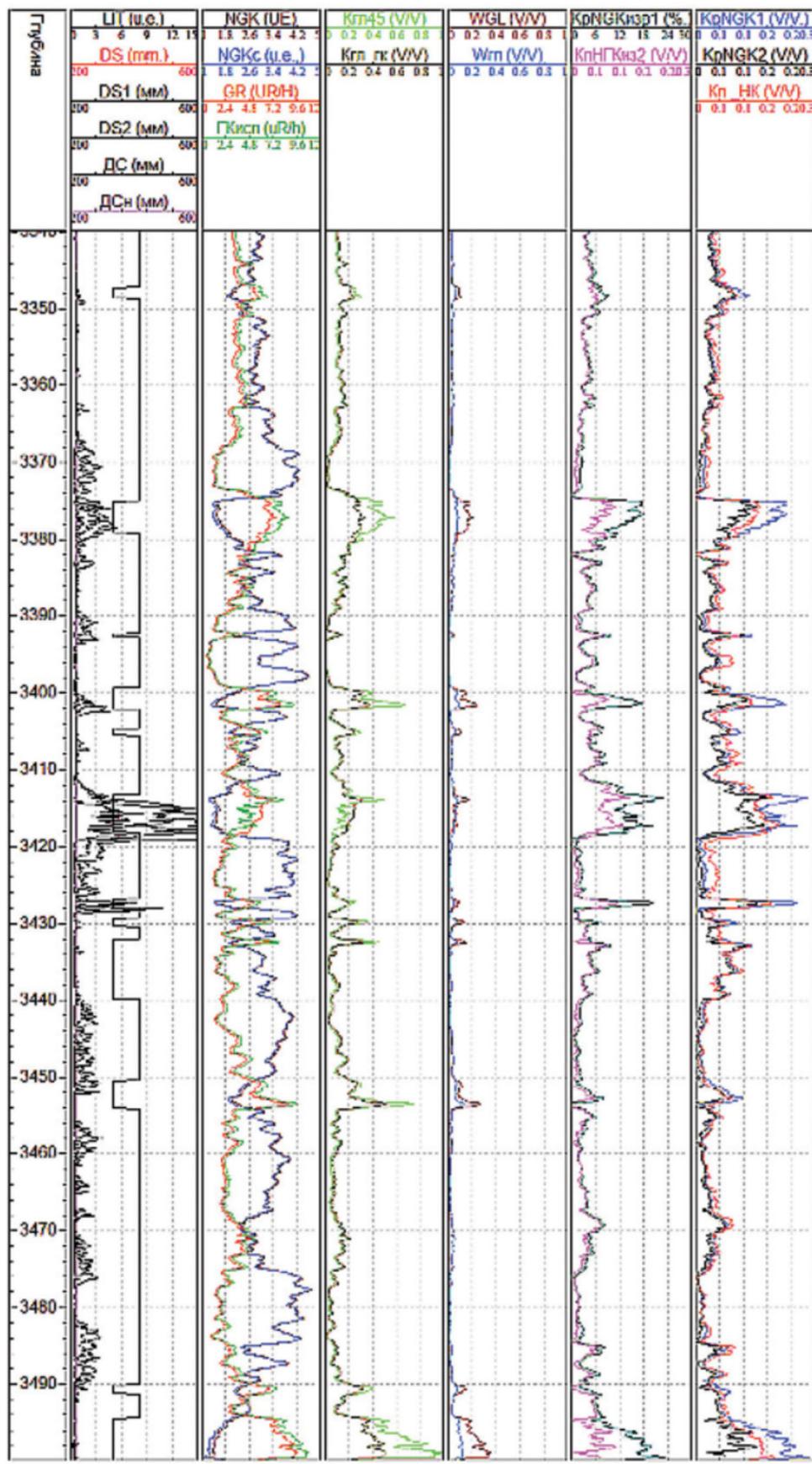


Рисунок 20. Сопоставление результатов оперативной интерпретации данных НГК по программе KPNKG. Кривая ДС – по минимальным показаниям каверномера; NGKc – исправлена на влияние естественного гамма-излучения; ГКисп исправлена на влияние скважинных условий; Кгл45 – по зависимости из Руководства по подсчету запасов; KpNGK1 и KpNGK2 – общая пористость по НГК с использованием Wgl и WGL, соответственно

11. О месте нейтронного каротажа в комплексе методов ГИС при изучении разрезов нефтяных и газовых скважин

Согласно РД 153-39.0-0.72-0.1 [10], нейтронный и гамма-каротаж входят в комплекс исследований всех категорий нефтяных и газовых скважин. Данные НК и ГК используются для решения широкого круга задач: корреляция разреза, выделение коллекторов и оценка их свойств, определение характера насыщения пластов при благоприятных условиях и других, специальных задач. Однако их индивидуальные возможности при изучении сложно-построенных разрезов и со сложным характером насыщения, как и других методов каротажа, ограничены. Но в комплексе ГИС они дополняют друг друга и помогают решению задачи. Так, например, данные ни одного метода ГИС, в том числе и НК, по отдельности не позволяют определять пористость коллекторов при их газонасыщенности, а в комплексе ННК и ГГКп или ННК и АК (ΔT) и даже ННК и НГК позволяют определить не только пористость газонасыщенных коллекторов, но и коэффициент их газонасыщенности [15]. Также, данные комплекса ГК, ННК, ГГКп и ИНК (Σa) позволяют выделить продуктивные пластины в подсолевых отложениях в условиях засалонения их порового пространства [17].

Следует также отметить, что в огромном количестве эксплуатационных скважин нейтронный каротаж был выполнен в модификации НГК и он в этой категории скважин остается единственным методом определения пористости коллекторов. В них часто проводятся дополнительные исследования, например, методами импульсного нейтронного каротажа, в целях дразведки выше-залегающих от эксплуатационного объекта отложений или при возврате к вышележащим пластам-коллекторам при обводнении эксплуатируемых. В таких случаях для уточнения коллекторских свойств, в том числе начального и текущего характера насыщения выделяемых пластов, приходится переоформлять

вать материалы ГИС, в том числе НГК и ГК, с использованием новых методик и программных средств [18].

Модификация нейтронного каротажа 2НГК обычно применяется для выделения газонасыщенных пластов, особенно при исследовании скважин подземного хранения газа (ПХГ). На рисунке 21 приведен пример выделения газонасыщенного пласта по данным 2НГК в сравнении с данными ИНГК и результатами количественной интерпретации данных ГИС с целью определения коэффициента текущей газонасыщенности эксплуатируемого пласта – объекта хранения газа.

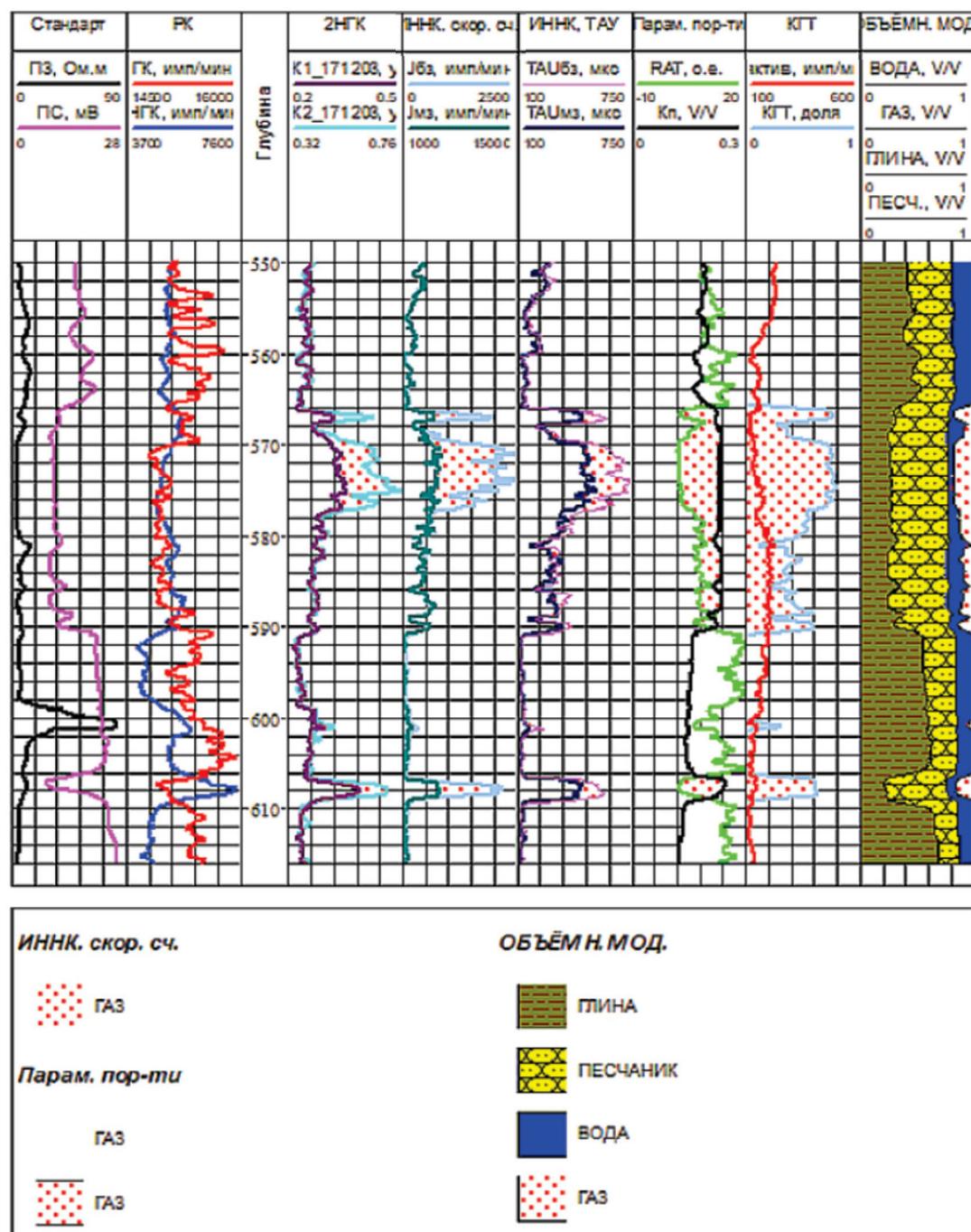


Рисунок 21. Сопоставление данных 2НГК и 2ИНГК по выделению газонасыщенных пластов в разрезе скважины ПХГ

12. Обработка данных ГК с учетом влияния скважинных условий, определение глинистости коллекторов

Как известно, существуют две методики градуировки и калибровки зонда ГК аппаратуры радиоактивного каротажа: на установке УПГК в поле точечного источника гамма-излучения ^{226}Ra с известной активностью и находящегося на известном расстоянии от прибора и в объемной модели гамма-излучения с аттестованной в установленном порядке активностью. В качестве объемной модели обычно используется ГСО-У или полевое калибровочное устройство урана (ПКУ-У) из комплекта ПКУ-ЕРЭ, поскольку энергетические спектры гамма-излучения ^{226}Ra и ^{238}U идентичны. Как показывает практика и результаты статистического моделирования [3], методика градуировки (калибровки) прибора ГК, основанная на применении объемных эталонов гамма-активности имеет существенное преимущество по сравнению с традиционной, использующей поле точечного источника, как по точности градуировки прибора ГК, так и по трудоемкости и безопасности работ.

В программе обработки данных ГК в системе WelLog [19] предусмотрено внесение поправки на влияние диаметра скважины (ДС) и плотности промывочной жидкости (блж) на показания ГК с учетом методики градуировки прибора:

1.1. Если прибор калиброван на УПГК с источником Ra-226, то:

$$\Gamma\text{K}_{\text{исп}} = \Gamma\text{K}_{\text{изм}} \cdot \exp[-0,0023773 \cdot (\text{ДС} - \text{Д}_{\text{пр}}) + 0,0000126 \cdot (\text{ДС} - \text{Д}_{\text{пр}})^2 + 0,04062 \cdot \delta_{\text{блж}} + 0,05469 \cdot \delta_{\text{блж}}^2]; \quad (5)$$

1.2. Если прибор калибровался в модели пласта в стандартных условиях – скважина диаметром 200 мм, заполнена пресной водой, прибор находится у стенки ствола скважины, то:

$$\Gamma\text{K}_{\text{исп}} = \Gamma\text{K}_{\text{изм}} \cdot \exp[0,0018 \cdot (\text{ДС} - 200) - 0,00001 \cdot (\text{ДС} - 200)^2 + 0,57 \cdot (\delta_{\text{блж}} - 1) - 0,31 \cdot (\delta_{\text{блж}} - 1)^2]. \quad (6)$$

2. Учет влияния собственного гамма излучения промывочной жидкости производится расчетным путем по формуле:

$$\Gamma K_{\text{кор}} = \Gamma K_{\text{исп}} - 20,43 \cdot [(\Delta S - \Delta_{\text{пр}})/\Delta S] \cdot [(\delta_{\text{пж}} - 1)/\delta_{\text{пж}}], \quad (7)$$

или по результатам прямых измерений фона промывочной жидкости на буровой (скважине).

Для прямых измерений прибор помещают в сосуд (наклонную трубу с одним заглушенным концом) с диаметром близким к номинальному диаметру скважины, и проводят измерения при заполнении сосуда пресной водой ($J_{\text{вода}}$), затем – промывочной жидкостью ($J_{\text{пж}}$). Влияние собственного излучения ПЖ определяется как:

$$\Gamma K_{\text{пж}} = J_{\text{пж}} - J_{\text{вода}} \cdot \exp(0,3011 \cdot (1 - \delta_{\text{пж}})). \quad (8)$$

Тогда корректировка ГК на влияние скважинных условий производится:

$$\Gamma K_{\text{кор}} = \Gamma K_{\text{исп}} - \Gamma K_{\text{пж}}. \quad (9)$$

Учет влияния добавки KCl в ПЖ производится по обобщенной зависимости:

$$\Gamma K_{\text{кор}} = \Gamma K_{\text{исп}} - 0,0415 \cdot K \cdot [1 - \exp(1,0764 - 0,00815 \cdot \Delta S)], \quad (10)$$

где K – содержание KCl в ПЖ в г/кг.

В случае, если измерения проводились в обсаженных скважинах, показания ГК исправляются на ослабление потока гамма-излучения элементами обсадки – колонной трубы и цементным камнем между трубой и породой. При этом используется экспериментальная зависимость (для аппаратуры типа СРК):

$$\Gamma K_{\text{исп}} = \Gamma K_{\text{изм}} \cdot B_S \cdot [1 + K_{\text{пж}} \cdot (\delta_{\text{пж}} - 1)], \quad (11)$$

где B_s – коэффициент учета ослабления потока гамма-излучения элементами обсадки, который для диаметра колонны 146 мм и толщины трубы 8 мм принимается равным 1,25, для диаметра 245 мм и толщины трубы 10 мм – 1,31;

$K_{\text{пж}}$ – коэффициент ослабления потока гамма-излучения промывочной жидкостью в стволе скважины. Для диаметра колонны 146 мм он равен 0,3, для диаметра 245 мм – 0,35;

Обычно это $\delta_{\text{пж}}$ – плотность промывочной жидкости в [г/см³].

Однако при этом необходимо помнить, что в эксплуатационных, особенно нефтяных, скважинах изменение (повышение) показаний ГК может быть результатом радио-геохимического эффекта при подходе фронта обводнения пласта к скважине. Поэтому данные ГК для количественных определений пластовых параметров, например, глинистости, следует пользоваться только данными открытого ствола до начала обводнения вскрываемых пластов.

Пример исправления показаний ГК на влияние скважинных условий по описанной выше методике приведен на рисунке 20.

Данные ГК при обработке материалов комплекса ГИС используются для определения глинистости и учета ее влияния на показания других методов ГИС. При этом для определения глинистости используется так называемый «двойной разностный параметр» – максимальные и минимальные показания ГК ($dJ_{\text{ГК}} = J_{\text{ГKmax}} - J_{\text{ГKmin}}$) против пласта не размытых массивных глин и плотных пород. Обычно это выдержаные по известным отложениям известняки. Как видно, выбор показаний ГК для расчета двойного разностного параметра довольно условен. Это первое допущение. Затем, с использованием этого параметра по установленным (принятым) для каждого типа отложений зависимостям рассчитывают коэффициент глинистости. Обобщенные для типовых отложений зависимости приведены в [9]. Это уже второе допущение. И третье допущение – это принятие глин как мономинеральная порода, т. е. отсутствие учета минерального состава глин, а глинистые минералы характеризуются довольно большим разбросом водного эквивалента, используемого при корректировке данных НК на глинистость при определении КпНК, а также при определении коэффициен-

та текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов [18]. Таким образом, методика определения глинистости по данным ГК обладает невысокой точностью, чем данные СГК [12], однако она до недавнего времени была единственной при определении водного эквивалента глин для корректировки материалов НК [7] и, следовательно, при определении КпНК и Кнгт.

13. О терминологии

Поскольку градуировка аппаратуры НК производится на основе измерений в бассейне (баке) с водой и в водонасыщенных моделях пластов известняка с известной пористостью, измеряемым параметром аппаратуры нейтронных методов каротажа является коэффициент кажущейся водонасыщенной пористости, а не водородосодержание, как ошибочно называют этот параметр в литературе, а определяемым параметром – коэффициент общей пористости, а не открытой пористости, как иногда, также ошибочно, его называют, поскольку нейтронный метод одинаково реагирует как на связанную воду, так и на свободный флюид.

Слово «кажущееся» определяет вклад водного эквивалента различных минералов. Термин «водный эквивалент», в отличие от введенного в обиход «водородного индекса», очевидно, более точно отражает суть предмета обсуждения, так как градуировочные (палеточные) зависимости приборов НК строятся по водонасыщенным пластам, а не водородонасыщенным и условная единица показаний зондов также определяется по измерениям в воде, а не в водороде.

Важную роль в обеспечении единства измерений играет и правильная терминология в обозначениях процедур метрологического обеспечения. В последней Технической инструкции по ГИС все операции метрологического обеспечения названы термином калибровка – «первая калибровка», «базовая калибровка», «полевая калибровка». На самом же деле метрологическое обеспечение измерений в скважинах складывается из нескольких, отличающихся как по назначению, так и по процедуре, операций – **градуировки** аппаратуры с целью получения основной палеточной зависимости; периодической **проверки (поверки)** характеристик для оценки ее пригодности для эксплуатации на основании оценки погрешности измерений во всем диапазоне измерений; **калибровки** перед проведением скважинных измерений путем оценки погрешности измерения хотя бы на одной, характерной, точке диапазона измерений и **эталонировки** с целью получения цены условной единицы измерения. При этом, следует отметить, так называемая «полевая калибровка» аппаратуры непосредственно на скважи-

не может быть проведена вследствие отсутствия условий для эталонировки аппаратуры, элемента, входящего во все процедуры метрологического обеспечения, в том числе калибровки. Поэтому калибровку аппаратуры нейтронных методов каротажа следует проводить непосредственно перед выездом на скважину с использованием одного и того же источника нейtronов как при калибровочных, так и скважинных измерениях.

Также необходимо определиться с терминами метрологического обеспечения ГК. Поскольку путем измерений на линейной установке или в объемной модели гамма-активности определяем цену $1 \text{ мкР/ч} = N \text{ имп/мин}$, то эту процедуру необходимо считать градуировкой канала ГК прибора, а не калибровкой.

Есть еще одно замечание по вопросу о терминологии. В настоящее время в литературе касательно минерального состава пород часто встречаем выражение «минералогический состав», что кем-то было сказано (написано) кажется для красоты, на его взгляд, выражения, но является в принципе неправильным, т. к. минералогия – это изучение свойств минерала, а не состава.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Для обеспечения единства измерений нейтронными методами каротажа нефтегазовых скважин необходимо увязать параметры всех построенных в различных организациях моделей пластов между собой, взяв за основу те модели, которые обеспечивают стандартные условия измерений. Модели, не соответствующие условиям стандартности, нужно использовать только для проверки стабильности и стандартности показаний приборов нейтронного каротажа или вводить соответствующие поправки за нестандартность образца.

2. Необходимо отказаться от тех методик обработки результатов каротажа нейтронными и гамма методами, которые не обеспечивают учет всего комплекса геолого-технических факторов скважины, влияющих на показания прибора в процессе каротажа. В частности, от методики опорных пластов, которая разрабатывалась как вынужденная мера при отсутствии или недостаточности средств метрологического и программно-методического обеспечения учета влияния полного комплекса геолого-технических факторов.

3. Следует принять единство обозначений процедур метрологического обеспечения, а также в терминологии и обозначении измеряемых и определяемых параметров по данным нейтронных методов каротажа.

**Алгоритмы расчета поправок на влияние ГТУ
и расчета общей пористости по данным 2ННКт**

1.1. Расчет диаметра скважины с учетом реальной траектории прохождения прибора по стволу скважины:

$DS = DS_1$, если $DS_1 \leq DS_2$,

$DS = DS_2$, если $DS_2 \leq DS_1$,

$DS = 300$, если $DS \geq 300$.

1.1.1. Расчет $P = (D_{pj} \cdot DEPH_v)/100$, если имеется DEPTv, а диаграммы Р нет;

Расчет $P = (D_{pj} \cdot DEPT)/100$, если нет диаграмм DEPTv и Р.

1.2. Расчет кажущейся водонасыщенной пористости:

$$W_{2NK} = A + B \cdot (NNKM/NNKB) + C \cdot (NNKM/NNKB)^2 + D \cdot (NNKM/NNKB)^3, \% \text{ (е. п.)}.$$

1.3. Корректировка за нестандартность диаметра скважины в моделях:

$W_{2NKc} = W_{2NK}$, %, если $DS_m = 196$ мм,

$W_{2NKc} = 0.0001 \cdot W_{2NK}^3 - 0.0099 \cdot W_{2NK}^2 + 1.234 \cdot W_{2NK} - 0.0487$, %, если $DS_m = 216$ мм.

1.4. Поправка на влияние скважинных условий (не обсаженная скважина):

1.4.1. Поправка на диаметр скважины:

$$dW_{ds} = (0.000009 \cdot W_{2NKc}^3 - 0.0026 \cdot W_{2NKc}^2 + 0.0973 \cdot W_{2NKc} + 0.9771) \cdot (-0.00008 \cdot DS^2 + 0.0157 \cdot DS + 0.0378), \%$$

1.4.2. Расчет толщины глинистой корки:

$h = (DS_n - DS)/2$, мм, если $DS < DS_n$,

$h = 0$, если $DS \geq DS_n$;

1.4.3. Поправка на глинистую корку:

$$\begin{aligned} dWh &= (-0.0004 \cdot (W2NKc)^3 + 0.0354 \cdot (W2NKc)^2 - 0.509 \cdot W2NKc + 0.845) \cdot \\ &\cdot (0.00003 \cdot h^3 - 0.0008 \cdot h^2 - 0.0027 \cdot h), \% \text{, если } DSn = 146 \text{ мм,} \\ dWh &= (0.0001 \cdot (W2NKc)^3 - 0.0097 \cdot (W2NKc)^2 + 0.197 \cdot W2NKc + 1.0755) \cdot \\ &\cdot (0.0002 \cdot h^3 - 0.0075 \cdot h^2 + 0.0083 \cdot h), \% \text{, если } DSn = 196 \text{ мм,} \\ dWh &= (0.0002 \cdot (W2NKc)^3 - 0.0111 \cdot (W2NKc)^2 + 0.2175 \cdot W2NKc + 1.067) \cdot \\ &\cdot (0.0006 \cdot h^2 - 0.0567 \cdot h + 0.0325), \% \text{, если } DSn = 216 \text{ мм,} \\ dWh &= (0.0002 \cdot (W2NKc)^3 - 0.012 \cdot (W2NKc)^2 + 0.2476 \cdot W2NKc + 1.093) \cdot \\ &\cdot (-0.0015 \cdot h^2 - 0.089 \cdot h + 0.01), \% \text{, если } DSn = 244 \text{ мм;} \end{aligned}$$

1.4.4. Поправка на соленость (минерализацию) промывочной жидкости (ПЖ):

$$\begin{aligned} dWCpj &= (-0.00007 \cdot (W2NKc)^3 + 0.0107 \cdot (W2NKc)^2 - 0.33759 \cdot W2NKc + 1.076) \cdot \\ &\cdot (-0.00001 \cdot (Cpj)^2 + 0.0104 \cdot Cpj + 0.0166), \% \text{, если } DSn = 146 \text{ мм,} \\ dWCpj &= (-0.00005 \cdot (W2NKc)^3 + 0.0088 \cdot (W2NKc)^2 - 0.324 \cdot W2NKc + 1.0202) \cdot \\ &\cdot (-0.00002 \cdot (Cpj)^2 + 0.0088 \cdot Cpj - 0.0017), \% \text{, если } DSn = 196 \text{ мм,} \\ dWCpj &= (-0.00004 \cdot (W2NKc)^3 + 0.0095 \cdot (W2NKc)^2 - 0.3698 \cdot W2NKc + 1.0639) \cdot \\ &\cdot (-0.00002 \cdot (Cpj)^2 + 0.0083 \cdot Cpj + 0.0083), \% \text{, если } DSn = 216 \text{ мм,} \\ dWCpj &= (-0.00005 \cdot (W2NKc)^3 + 0.0099 \cdot (W2NKc)^2 - 0.3849 \cdot W2NKc + 1.1139) \cdot \\ &\cdot (-0.00002 \cdot (Cpj)^2 + 0.009 \cdot Cpj), \% \text{, если } DSn = 244 \text{ мм;} \end{aligned}$$

1.4.5. Поправка на плотность промывочной жидкости (ПЖ):

$$\begin{aligned} dWDpj &= (0.0011 \cdot W2NKc^2 + 0.0483 \cdot W2NKc + 1.0956) \cdot (-0.284 \cdot (Dpj)^2 + 2.175 \cdot Dpj - \\ &- 1.8936), \% \text{, если } DSn = 146 \text{ мм и обычный глинистый раствор } (Dpj < 1.8 \text{ г/см}^3), \\ dWDpj &= (0.00003 \cdot W2NKc^3 - 0.0012 \cdot W2NKc^2 + 0.0858 \cdot W2NKc + 1.0209) \cdot \\ &\cdot (-0.2841 \cdot (Dpj)^2 + 2.675 \cdot Dpj - 2.3936), \% \text{, если } DSn = 196 \text{ мм и обычный глини-} \\ &\text{стый раствор } (Dpj < 1.8 \text{ г/см}^3), \\ dWDpj &= (0.0011 \cdot W2NKc^2 + 0.0999 \cdot W2NKc + 1.1158) \cdot (-0.3409 \cdot (Dpj)^2 + 2.74 \cdot Dpj - \\ &- 2.3564), \% \text{, если } DSn = 216 \text{ мм и обычный глинистый раствор } (Dpj < 1.8 \text{ г/см}^3), \\ dWDpj &= (0.0011 \cdot W2NKc^2 + 0.1 \cdot W2NKc + 1.1158) \cdot (-0.6818 \cdot (Dpj)^2 + 3.4 \cdot Dpj - \\ &- 2.7127), \% \text{, если } DSn = 244 \text{ мм и обычный глинистый раствор } (Dpj < 1.8 \text{ г/см}^3), \\ dWDpj &= (-0.01838 + 0.08797 \cdot (W2NKc) - 0.00023 \cdot (W2NKc)^2) \cdot (-1.85403 + 2.25401 \cdot \\ &\cdot Dpj - 0.42311 \cdot (Dpj)^2), \% \text{, если ПЖ с добавлениями утяжелителей } (Dpj \geq 1.8 \text{ г/см}^3); \end{aligned}$$

1.4.6. Поправка на положение прибора в скважине:

$$dW4 = fppr \cdot f2w \cdot (DS^3/33560705 + DS^2/165161 + DS/406.4),$$

где $f2w = -0.0005 \cdot (W2NKc)^2 + 0.034 \cdot W2NKc + 0.6,$

$fppr = 0.8 \cdot s^2 - 4.4 \cdot s$ – функция положения прибора,

$s = 0.019685 \cdot (DS - Dpr) / (0.00684698 \cdot DS - 0.3913)$, если прибор центрирован – prs;

$s = 0$, если прибор не центрирован (у стенки скважины) – prns;

$$REM (k = (DS/25.4 - 2.25)/5.75 = 0.00684698 \cdot DS - 0.3913);$$

1.4.7. Кажущаяся водонасыщенная пористость, исправленная на влияние скважинных условий:

$$W2NKK = W2NKc + dWds + dWh + dWCpj + dWDpj + dW4.$$

1.5. Учет литологии:

1.5.1. Пористость по шкале известняка с поправкой на влияние глинистости:

$PorN1 = W2NKK - Wgl \cdot 100$, %. Если были данные Wgl по СГК, то приоритетдается этому параметру, а не расчетному по п. 1.3.1;

1.5.2. Пористость по шкале песчаника:

$$PorN2 = 0.00007 \cdot PorN1^3 - 0.0096 \cdot PorN1^2 + 1.3736 \cdot PorN1 + 2.4693, %;$$

1.5.3. Пористость по шкале доломита:

$$PorN3 = -0.00002 \cdot PorN1^3 + 0.002 \cdot PorN1^2 + 0.9536 \cdot PorN1 - 0.8066, %;$$

1.5.4. Пористость по шкале ангидрита:

$$PorN4 = -0.00002 \cdot PorN1^3 - 0.0006 \cdot PorN1^2 + 1.0725 \cdot PorN1 + 0.4103, %;$$

1.5.6. Пористость по шкале углей:

$$PorN5 = 0, \text{ если } PorN1 \geq 45, %;$$

1.5.7. Пористость по шкале гипса:

$$PorN6 = -0.0002 \cdot PorN1^3 + 0.0242 \cdot PorN1^2 + 0.2446 \cdot PorN1 - 2.7954, %.$$

1.6. Поправка на минерализацию пластовых вод:

1.6.1. Поправка к пористости известняка:

$$dW1Cw = (-0.00005 \cdot PorN1^3 + 0.0088 \cdot PorN1^2 - 0.324 \cdot PorN1 + 1.0202) \cdot (-0.00002 \cdot (Cw)^2 + 0.0088 \cdot Cw - 0.0017), \%$$

1.6.2. Поправка к пористости песчаника:

$$dW2Cw = (-0.00005 \cdot PorN2^3 + 0.0088 \cdot PorN2^2 - 0.324 \cdot PorN2 + 1.0202) \cdot (-0.00002 \cdot (Cw)^2 + 0.0088 \cdot Cw - 0.0017), \%$$

1.6.3. Поправка к пористости доломита:

$$dW3Cw = (-0.00005 \cdot PorN3^3 + 0.0088 \cdot PorN3^2 - 0.324 \cdot PorN3 + 1.0202) \cdot (-0.00002 \cdot (Cw)^2 + 0.0088 \cdot Cw - 0.0017), \%$$

1.6.4. Поправка к пористости ангидрита:

$$dW4Cw = (-0.00005 \cdot PorN4^3 + 0.0088 \cdot PorN4^2 - 0.324 \cdot PorN4 + 1.0202) \cdot (-0.00002 \cdot (Cw)^2 + 0.0088 \cdot Cw - 0.0017), \%$$

1.6.5. Поправка к пористости углей:

$$dW5Cw = (-0.00005 \cdot PorN5^3 + 0.0088 \cdot PorN5^2 - 0.324 \cdot PorN5 + 1.0202) \cdot (-0.00002 \cdot (Cw)^2 + 0.0088 \cdot Cw - 0.0017), \%$$

1.6.6. Поправка к пористости гипса:

$$dW6Cw = (-0.00005 \cdot PorN6^3 + 0.0088 \cdot PorN6^2 - 0.324 \cdot PorN6 + 1.0202) \cdot (-0.00002 \cdot (Cw)^2 + 0.0088 \cdot Cw - 0.0017), \%$$

1.7. Учет сечения захвата тепловых нейтронов [13] (производится в том случае, если нет данных о SIGma):

1.7.1. Поправка для известняка:

$$dS1 = (-69.062/SIGl^2 + 62.338/SIGl - 7.41) \cdot (0.08 \cdot PorN1 \cdot \exp(-0.045 \cdot PorN1) + 0.25), \%$$

1.7.2. Поправка для песчаника:

$$dS2 = (-45.55/SIGs^2 + 48.31/SIGs - 8.83) \cdot (0.08 \cdot PorN2 \cdot \exp(-0.04 \cdot PorN2) + 0.05), \%$$

1.7.3. Поправка для доломита:

$$dS3 = (-156.62/SIGd^2 + 79.8/SIGd - 9.89) \cdot (0.11 \cdot PorN3 \cdot \exp(-0.06 \cdot PorN3) + 0.2), \%$$

где SIGl – сечение в известняке; SIGs – в песчанике; SIGd – в доломите;

1.7.4. Если SIGma известна или была определена, например, с учетом данных СГК [12], тогда поправка на влияние сечения захвата тепловых нейтронов матрицы рассчитывается по модифицированной формуле [13]:

$$dSma = (-45,55/SIGma^2 + 48,31/SIGma) - 8,83 \cdot (0,08 \cdot PorN2 \cdot \exp(-0,04 \cdot PorN2 + 0,05)), \%$$

1.8. Поправка на пластовое давление:

1.8.1. Поправка к пористости известняка:

$$dW1P = (0,02 - 0,004 \cdot PorN1) \cdot P, \%$$

1.8.2. Поправка к пористости песчаника:

$$dW2P = (0,02 - 0,004 \cdot PorN2) \cdot P, \%$$

1.8.3. Поправка к пористости доломита:

$$dW3P = (0,02 - 0,004 \cdot PorN3) \cdot P, \%$$

1.8.4. Поправка к пористости ангидрита:

$$dW4P = (0,02 - 0,004 \cdot PorN4) \cdot P, \%$$

1.8.5. Поправка к пористости углей:

$$dW5P = (0,02 - 0,004 \cdot PorN5) \cdot P, \%$$

1.9. Поправка на температуру:

1.9.1. Поправка к пористости известняка:

$$dW1T = (0,0007 \cdot PorN1 + 0,001) \cdot (1,8 \cdot T - 36), \%$$

1.9.2. Поправка к пористости песчаника:

$$dW2T = (0,0007 \cdot PorN2 + 0,001) \cdot (1,8 \cdot T - 36), \%$$

1.9.3. Поправка к пористости доломита:

$$dW3T = (0,0007 \cdot PorN3 + 0,001) \cdot (1,8 \cdot T - 36), \%$$

1.9.4. Поправка к пористости ангидрита:

$$dW4T = (0,0007 \cdot PorN4 + 0,001) \cdot (1,8 \cdot T - 36), \%$$

1.9.5. Поправка к пористости углей:

$$dW5T = (0,0007 \cdot PorN5 + 0,001) \cdot (1,8 \cdot T - 36), \%$$

1.10. Исправленные на влияние ГТУ пористости:

1.10.1. Пористость известняка:

$$\text{PorN1c} = \text{PorN1} + dS1 + dW1Cw + dW1P + dW1T, \%;$$

1.10.2. Пористость песчаника:

$$\text{PorN2c} = \text{PorN2} + dS2 + dW2Cw + dW2P + dW2T, \%;$$

или $\text{PorN2c} = \text{PorN2} + dSma + dW2Cw + dW2P + dW2T, \%$, если известна SIGma;

1.10.3. Пористость доломита:

$$\text{PorN3c} = \text{PorN3} + dS3 + dW3Cw + dW3P + dW3T, \%;$$

1.10.4. Пористость ангидрита:

$$\text{PorN4c} = \text{PorN4} + 0 + dW4Cw + dW4P + dW4T, \%;$$

1.10.5. Пористость углей:

$$\text{PorN5c} = \text{PorN5} + 0 + dW5Cw + dW5P + dW5T, \%.$$

1.11. Сортировка по литологической колонке:

если LIT = 8, то $\text{PorN1a} = \text{PorN1c}$, а $\text{PorN2a} = \text{PorN3a} = \text{PorN4a} = \text{PorN5a} = 0$;

если LIT = 5, то $\text{PorN2a} = \text{PorN2c}$, а $\text{PorN1a} = \text{PorN3a} = \text{PorN4a} = \text{PorN5a} = 0$;

если LIT = 9, то $\text{PorN3a} = \text{PorN3c}$, а $\text{PorN1a} = \text{PorN2a} = \text{PorN4a} = \text{PorN5a} = 0$;

если LIT = 13, то $\text{PorN4a} = \text{PorN4}$, а $\text{PorN1a} = \text{PorN2a} = \text{PorN3a} = \text{PorN5a} = 0$;

если LIT = 15, то $\text{PorN5a} = \text{PorN5}$, а $\text{PorN1a} = \text{PorN2a} = \text{PorN3a} = \text{PorN4a} = 0$.

1.12. Общая нейтронная пористость:

$$Kp2N = \text{PorN1a} + \text{PorN2a} + \text{PorN3a} + \text{PorN4a} + \text{PorN5a}, \%.$$

1.13. Выходные параметры (в las-формате):

PorN1 = PorN1c/100 – пористость по 2ННКт по шкале известняка, V/V;

PorN = Kp2N/100 – общая пористость по 2ННКт, V/V.

1.14. Поправка на влияние элементов обсадки, если измерения проводились в обсаженной скважине:

1.14.1. Поправка за диаметр обсаженной скважины:

$$dW1c = (0.0000027 \cdot (\text{PorN1c})^3 - 0.00137 \cdot (\text{PorN1c})^2 + 0.1484 \cdot (\text{PorN1c}) + 1.6) \cdot (-0.00017 \cdot (0.03937 \cdot (Dc - 2 \cdot tc) - 8))^3 + 0.0131 \cdot (0.03937 \cdot (Dc - 2 \cdot tc) - 8)^2 - 0.232 \cdot (0.03937 \cdot (Dc - 2 \cdot tc) - 8)), \%$$

$$dW1 = (0.0000027 \cdot (\text{PorN})^3 - 0.00137 \cdot (\text{PorN})^2 + 0.1484 \cdot (\text{PorN}) + 1.6) \cdot (-0.00017 \cdot (0.03937 \cdot (Dc - 2 \cdot tc) - 8))^3 + 0.0131 \cdot (0.03937 \cdot (Dc - 2 \cdot tc) - 8)^2 - 0.232 \cdot (0.03937 \cdot (Dc - 2 \cdot tc) - 8)), \%$$

1.14.2. Поправка на толщину колонны:

$$dW2c = (0.00004 \cdot (\text{PorN1c})^3 - 0.0135 \cdot (\text{PorN1c})^2 + 1.0877 \cdot \text{PorN1c}) \cdot (0.59 \cdot (0.03937 \cdot tc)^3 - 0.235 \cdot (0.03937 \cdot tc)^2 - 0.0295275 \cdot tc), \%$$

$$dW2 = (0.00004 \cdot (\text{PorN})^3 - 0.0135 \cdot (\text{PorN})^2 + 1.0837 \cdot \text{PorN}) \cdot (0.59 \cdot (0.03937 \cdot tc)^3 - 0.235 \cdot (0.03937 \cdot tc)^2 - 0.0295275 \cdot tc), \%$$

1.14.3. Поправка на толщину цемента за колонной:

$$dW3c = (-0.0009 \cdot (\text{PorN1c})^2 + 0.13 \cdot (\text{PorN1c}) + 0.05) \cdot (0.087 \cdot ((DS - Dc) \cdot 0.019685)^3 - 0.33 \cdot ((DS - Dc) \cdot 0.019685)^2 - 0.0295275 \cdot (DS - Dc)), \%$$

$$dW3 = (-0.0009 \cdot (\text{PorN})^2 + 0.13 \cdot (\text{PorN}) + 0.05) \cdot (0.087 \cdot ((DS - Dc) \cdot 0.019685)^3 - 0.33 \cdot ((DS - Dc) \cdot 0.019685)^2 - 0.0295275 \cdot (DS - Dc)), \%$$

1.14.4. Производится коррекция выходных параметров на влияние обсадки:

$$\text{PorN1ck} = \text{PorN1c} + dW1c + dW2c + dW3c, \%$$

$$\text{PorNk} = \text{PorN} + dW1 + dW2 + dW3, \%$$

1.14.5. Выходные параметры (в las-формате):

$$\text{PorN1} = \text{PorN1ck}/100, \text{V/V};$$

$$\text{PorN} = \text{PorNk}/100, \text{V/V}.$$

Алгоритмы расчета поправок на влияние ГТУ и расчета общей пористости по данным НГК

2.1. Предварительные расчеты:

2.1.1. Расчет диаметра скважины с учетом реальной траектории прохождения прибора по стволу скважины:

$DS = DS_1$, если $DS_1 \leq DS_2$,

$DS = DS_2$, если $DS_2 \leq DS_1$,

$DS = 350$, если $DS \geq 350$;

2.1.2. Расчет $P = (D_{pj} \cdot DEPTv)/100$, если имеется DEPTv, а диаграммы P нет;

2.1.3. Расчет $P = (D_{pj} \cdot DEPTH)/100$, если нет диаграмм DEPTv и не известно P;

2.1.4. Исправление данных НГК на влияние естественного гамма-излучения среды (пород):

$$NGK_c = (NGK_1 - FE \cdot GK_1) / UE, \text{ у. е.}$$

2.2. Расчет кажущейся водонасыщенной пористости:

$$WNGK = A + B \cdot (1/NGK_c) + C \cdot (1/NGK_c)^2 + D \cdot (1/NGK_c)^3, \% \text{ (е. п.)}.$$

2.3. Корректировка за нестандартность диаметра скважины в моделях:

$$WNGK_c = WNGK, \% \text{, если } DS_m = 196 \text{ мм;}$$

$$WNGK_c = 0.00007 \cdot WNGK^3 - 0.008 \cdot WNGK^2 + 1.1863 \cdot WNGK + 0.356, \% \text{, если } DS_m = 216 \text{ мм.}$$

2.4. Исправление на влияние скважинных условий (не обсаженная скважина):

2.4.1. Поправка на диаметр скважины:

$$dWds = (0.99106 + 0.008 \cdot (WNGK_c) + 0.00001 \cdot (WNGK_c)^2) \cdot (9.41681 - 0.05219 \cdot DS + 0.00002 \cdot (DS)^2), \%;$$

2.4.2. Расчет толщины глинистой корки:

$$h = (DSn - DS)/2, \text{ мм, если } DS < DSn,$$

$$h = 0, \text{ если } DS \geq DSn;$$

2.4.3. Поправка на глинистую корку:

$$dWh = (0.98494 + 0.12127 \cdot (WNGKc) - 0.0025 \cdot (WNGKc)^2) \cdot 0.056 \cdot h, \%$$

$$dWh = 0, \text{ если } h \leq 0;$$

2.4.4. Поправка на соленость (минерализацию) промывочной жидкости (ПЖ):

$$dWCpj = (0.0009 \cdot WHGKc^3 - 0.0676 \cdot WHGKc^2 + 0.845 \cdot WHGKc - 0.0081) \cdot (0.00002 \cdot Cpj^2 - 0.0047 \cdot Cpj + 0.5) - 0.025 \cdot (DS - 200), \%$$

2.4.5. Поправка на плотность промывочной жидкости (ПЖ):

$$dWDpj = (0.03814 - 0.15986 \cdot (WNGKc) + 0.00159 \cdot (WNGKc)^2) \cdot (6.33291 - 10.18053 \cdot Dpj + 3.86462 \cdot (Dpj)^2), \%$$

2.4.6. Кажущаяся водонасыщенная пористость, исправленная на влияние скважинных условий:

$$WNGKk = WNGKc + dWds + dWh + dWCpj + dWDpj.$$

2.5. Поправка на литологию:

2.5.1. Пористость по шкале известняка:

$$PorNG1 = WNGKk - Wgl \cdot 100, \%$$

2.5.2. Пористость по шкале песчаника:

$$PorNG2 = 0.00004 \cdot (PorNG1)^3 - 0.005 \cdot (PorNG1)^2 + 1.2129 \cdot PorNG1 + 3.5087, \%$$

2.5.3. Пористость по шкале доломита:

$$PorNG3 = 0.00008 \cdot (PorNG1)^3 - 0.0027 \cdot (PorNG1)^2 + 0.786 \cdot PorNG1 + 0.7373, \%$$

2.5.4. Пористость по шкале ангидрита:

$$PorNG4 = 0.00002 \cdot (PorNG1)^3 + 0.001 \cdot (PorNG1)^2 + 0.8368 \cdot PorNG1 + 0.7278, \%$$

2.5.5. Пористость по шкале углей:

$$PorNG5 = 0, \text{ если } PorNG1 \geq 45 \, \%$$

2.6. Поправка на минерализацию пластовых вод:

2.6.1. Поправка к пористости известняка:

$$dW1Cw = (-0.01346 + 0.20571 \cdot (\text{PorNG1}) - 0.00027 \cdot (\text{PorNG1})^2) \cdot (-0.00988 - 0.00611 \cdot Cw + 0.00001 \cdot Cw^2), \%$$

2.6.2. Поправка к пористости песчаника:

$$dW2Cw = (-0.01346 + 0.20571 \cdot (\text{PorNG2}) - 0.00027 \cdot (\text{PorNG2})^2) \cdot (-0.00988 - 0.00611 \cdot Cw + 0.00001 \cdot Cw^2), \%$$

2.6.3. Поправка к пористости доломита:

$$dW3Cw = (-0.01346 + 0.20571 \cdot (\text{PorNG3}) - 0.00027 \cdot (\text{PorNG3})^2) \cdot (-0.00988 - 0.00611 \cdot Cw + 0.00001 \cdot Cw^2), \%$$

2.6.4. Поправка к пористости ангидрита:

$$dW3Cw = (-0.01346 + 0.20571 \cdot (\text{PorNG4}) - 0.00027 \cdot (\text{PorNG4})^2) \cdot (-0.00988 - 0.00611 \cdot Cw + 0.00001 \cdot Cw^2), \%$$

2.7. Поправка на пластовое давление:

2.7.1. Поправка к пористости известняка:

$$dW1P = (0.02 - 0.004 \cdot \text{PorNG1}) \cdot P, \%$$

2.7.2. Поправка к пористости песчаника:

$$dW2P = (0.02 - 0.004 \cdot \text{PorNG2}) \cdot P, \%$$

2.7.3. Поправка к пористости доломита:

$$dW3P = (0.02 - 0.004 \cdot \text{PorNG3}) \cdot P, \%$$

2.7.4. Поправка к пористости ангидрита:

$$dW4P = (0.02 - 0.004 \cdot \text{PorNG4}) \cdot P, \%$$

2.8. Поправка на температуру:

2.8.1. Поправка к пористости известняка:

$$dW1T = (0.0007 \cdot \text{PorNG1} + 0.001) \cdot (1.8 \cdot T - 36), \%$$

2.8.2. Поправка к пористости песчаника:

$$dW2T = (0.0007 \cdot \text{PorNG2} + 0.001) \cdot (1.8 \cdot T - 36), \%$$

2.8.3. Поправка к пористости доломита:

$$dW3T = (0.0007 \cdot PorNG3 + 0.001) \cdot (1.8 \cdot T - 36), \%$$

2.8.4. Поправка к пористости ангидрита:

$$dW3T = (0.0007 \cdot PorNG4 + 0.001) \cdot (1.8 \cdot T - 36), \%$$

2.9. Исправленные на влияние ГТУ пористости:

2.9.1. Пористость известняка:

$$PorNG1c = PorNG1 + dW1Cw + dW1P + dW1T, \%$$

2.9.2. Пористость песчаника:

$$PorNG2c = PorNG2 + dW2Cw + dW2P + dW2T, \%$$

2.9.3. Пористость доломита:

$$PorNG3c = PorNG3 + dW3Cw + dW3P + dW3T, \%$$

2.9.4. Пористость ангидрита:

$$PorNG3c = PorNG4 + dW4Cw + dW4P + dW4T, \%$$

2.10. Сортировка по литологической колонке:

если LIT = 8, то $PorNG1a = PorNG1c$, а $PorNG2a = PorNG3a = PorNG4a = PorNG5a = 0$;

если LIT = 5, то $PorNG2a = PorNG2c$, а $PorNG1a = PorNG3a = PorNG4a = PorNG5a = 0$;

если LIT = 9, то $PorNG3a = PorNG3c$, а $PorNG1a = PorNG2a = PorNG4a = PorNG5a = 0$;

если LIT = 13, то $PorNG4a = PorNG4$, а $PorNG1a = PorNG2a = PorNG3a = PorNG5a = 0$;

если LIT = 15, то $PorNG5a = PorNG5$, а $PorNG1a = PorNG2a = PorNG3a = PorNG4a = 0$.

2.11. Общая нейтронная пористость:

$$KpNG = (PorNG1a + PorNG2a + PorNG3a + PorNG4a + PorNG5a) / 100, V/V$$

2.12. Выходной файл в las-формате: KpNGc = PorNG1c – пористость по НГК по шкале известняка, % и KpNG – общая пористость по НГК, V/V:

Выходные расчетные параметры в las-файле:

DEPTH, m;

DS, mm – учитываемый при обработке данных НГК диаметр скважины;

NGKc, и. е. – скорректированные на влияние естественного гамма-излучения данные НГК;

PorNGKизв = PorNG1c/100, V/V – пористость по шкале известняка (для комплексной интерпретации с данными АК и ГГКп);

KpNGK = KpNG, V/V – общая пористость по НГК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автономная программа обработки результатов измерений двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейtronам KP2NNK // Москва: ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем», 2012 /Авторы: Урманов Э. Г., Мельчук А. Б.
2. Автономная программа обработки результатов измерений двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейtronам KPNGK // Москва: ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем», 2012 /Авторы: Урманов Э. Г., Мельчук А. Б.
3. Блюменцев А. М., Цибульников В. П. Анализ системы метрологического обеспечения интегрального гамма-каротажа // Тезисы докладов научно-практического семинара «Состояние и перспективы метрологического обеспечения ядерно-геофизических методов и технологий в нефтегазовой и рудной геофизике» / Ядерно-геофизическое общество, М.: ГНЦ РФ ВНИИгеосистем, 1–2 июля 2008 г.
4. Инструкция по проведению нейтронного и гамма-каротажа аппаратурой СРК-76 и обработке результатов измерений. МИ 41-17-1400-04 // Тверь: ООО «Нефтегазгеофизика», 2004. – 52 с.
5. Мануэль Абоуд, Роб Бедри и др. Спектрометрия высокого разрешения определения сложного минералогического состава // Нефтегазовое обозрение, том 26, № 1 (весна, 2014), Хьюстон, США.
6. Методические рекомендации по проведению измерений и обработке результатов комплексным прибором нейтрон-нейтронного и гамма каротажа и локации муфтовых соединений ПРКЛ-73 // НПФ «Геофизика», Уфа, 2013 (Авторы: А. А. Беляев, В. А. Богдан, У. Ш. Султанов, Т. А. Гильманшин, (ОАО НПФ «Геофизика»), Э. Г. Урманов (ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем»)).
7. Методические рекомендации по проведению измерений и обработке результатов комплексным прибором нейтронного-гамма и гамма каротажа и локации муфтовых соединений ПРКЛ-73А // НПФ «Геофизика», Уфа, 2013 / Авторы: А. А. Беляев, В. А. Богдан, У. Ш. Султанов, Т. А. Гильманшин, (ОАО НПФ «Геофизика»), Э. Г. Урманов (ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем»)).

8. Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений // Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1989. – 81 с.
9. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, Москва – Тверь, 2003 г.
10. РД 153-39.0-0.72-0.1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.
11. Урманов Э. Г. Спектрометрический гамма-каротаж нефтегазовых скважин // М., «ВНИИгеосистем», 2-е издание, переработанное и дополненное 2010. – 161 с.
12. Урманов Э. Г. Обеспечение эффективности спектрометрического гамма-каротажа при исследовании разрезов нефтегазовых скважин // Москва – Вологда, изд. «Инфра-Инженерия», 2023. – 133 с.
13. Урманов Э. Г. Учет сечения захвата тепловых нейтронов матрицы при определении пористости полимиктовых песчаников по данным нейtron-нейtronного каротажа // НТВ «Каротажник», вып. 1 (247), 2015. – С. 35–43.
14. Урманов Э. Г. Проблемы качества материалов радиоактивного каротажа // Тезисы докладов научно-практического семинара «Состояние и перспективы метрологического обеспечения ядерно-геофизических методов и технологий в нефтегазовой и рудной геофизике / М.: ЯГО, 1–2 июля 2008 г.
15. Урманов Э. Г. Одновременная оценка коэффициентов пористости и газонасыщенности коллекторов по данным комплекса нейtron-нейtronного, гамма-гамма-плотностного и акустического каротажа // НТВ «Каротажник», вып. 2 (260), Тверь, 2016 г.
16. Урманов Э. Г., Беляев А. А. Проблемы обеспечения единства измерений при нейtronном каротаже нефтегазовых скважин // НТВ «Каротажник», вып. 2 (236), 2014. – С. 84–96.
17. Урманов Э. Г., Боголюбов Е. П., Зинюков М. П., Ревякин М. В. Методика определения коэффициентов текущей нефте- и газонасыщенности кол-

лекторов на основе импульсного нейтрон-нейтронного каротажа обсаженных скважин // Москва – Вологда, изд. «Инфра-Инженерия», 2022. – 159 с.

18. Урманов Э. Г., Боголюбов Е. П., Зинюков М. П., Ревякин М. В. Результаты опробования методики определения коэффициентов текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов на основе данных импульсного нейтронного каротажа обсаженных скважин аппаратурными комплексами АИНК-43-50 и АИНК-43П // НТВ «Каротажник», вып. 3 (309), 2021 г. – С. 3–33.

19. Урманов Э. Г., Громобоев Ю. В. Учет влияния геолого-технических условий измерений методами радиоактивного каротажа в комплексе программ WelLog // НТВ «Каротажник», вып. 4 (157), 2007 г. – С. 74–82.

20. 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), 2006 г. – С. 259–267.

21. Allen L. S., Tittle C. W., Mills W. R. and Caldwell R. L., «Dualspaced neutron logging for porosity», Geophysics, v. 32, no. 1, p. 6O68, 1967.

22. Log Interpretation Charts Compact Tool Series, Baker Hughes, 2006.

23. Truman R. B., Alger R. P., Connel I. G., Smith R. L. Progress report on interpretation of the dualspacing neutron Log (CNL) in the U.S.A. SPWLA Thirteenth annual Logging Symposium, May 7–10, 1972.

24. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009) СанПиН 2.6.1.2523-2009.

25. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Термины и определения	5
Перечень сокращений и обозначений	7
1. Источники нейтронов, применяемые при каротаже нефтегазовых скважин	9
2. Взаимодействие нейтронов с веществом	11
3. Модификации нейtronного каротажа, их особенности	12
4. Аппаратура нейtronных методов каротажа	14
5. Регистрируемые и измеряемые параметры нейtronного каротажа.....	16
6. Метрологическое обеспечение аппаратуры нейtronных методов каротажа ...	17
7. Средства метрологического обеспечения аппаратуры нейtronных методов каротажа.....	21
8. О стандартных образцах метрологического обеспечения НК [16].....	22
9. Обработка результатов скважинных измерений, определение пористости коллекторов по 2ННКт	32
10. Обработка результатов скважинных измерений, определение пористости коллекторов по НГК	46
11. О месте нейtronного каротажа в комплексе методов ГИС при изучении разрезов нефтяных и газовых скважин	53
12. Обработка данных ГК с учетом влияния скважинных условий, определение глинистости коллекторов.....	55
13. О терминологии	59
Заключение.....	61
Приложение 1. Алгоритмы расчета поправок на влияние ГТУ и расчета общей пористости по данным 2ННКт	62
Приложение 2. Алгоритмы расчета поправок на влияние ГТУ и расчета общей пористости по данным НГК	69
Список литературы	74

Книги почтой

Заказ можно сделать на сайте издательства

www.infra-e.ru

№ п/п	Наименование книги
1	Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ
2	Автоматизация технологических процессов в нефтегазовой отрасли
3	Анализ нефти и нефтепродуктов
4	Антикоррозионная защита нефтегазового оборудования и сооружений
5	Безопасность и долговечность трубопроводных конструкций
6	Биотехнология нефтедобычи. Принципы и применение
7	Бурение горизонтальных стволов скважин в сложных карбонатных коллекторах с низкими градиентами пластового давления углеводородных систем
8	Бурение скважин. Геолого-технологические исследования. Забойные телеметрические системы
9	Буровая гидравлика
10	Буровые растворы
11	Вскрытие продуктивных песчаников в нефтяных и газовых скважинах на юге Сибирской платформы
12	Выбор и расчет оборудования для добычи нефти
13	Географические, геологические и экологические критерии генерации, поисков, эксплуатации и переработки
14	Геологическая разведка Арктики
15	Геологическое многомерное цифровое моделирование месторождений
16	Геология нефти и газа
17	Геоморфологические исследования в нефтегазовой отрасли
18	Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин
19	Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях
20	Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике
21	Геохимические методы прогноза и поисков месторождений нефти и газа
22	Геохимические технологии поисков, разведки, разработки, добычи и переработки нефти и газа
23	Геохимия нефти и газа
24	Гидрогенизационная переработка нефтяных фракций
25	Гидрокавитационные вибротехнологии в нефтегазовой отрасли
26	Датчики систем управления строительством нефтегазовых скважин
27	Дефекты скважинных установок электроцентробежного насоса
28	Деформационные и фильтрационные процессы в нефтегазонасыщенных пластах
29	Дистанционные методы в нефтегазовой геологии
30	Дистанционные методы поисков месторождений нефти и газа на морских акваториях
31	Заключительные работы при строительстве продуктивной скважины
32	Защита нефтегазопроводов от коррозии. Защитные покрытия
33	Инженерные расчеты при бурении
34	Интеллектуальная диагностика систем электрооборудования и связи магистральных трубопроводов
35	История нефтегазового дела
36	Кислородсодержащие соединения в нефтях и битумах
37	Ключи для ручных и механизированных операций с нефтегазопромысловыми трубами и насосными штангами
38	Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление
39	Коррозия и защита наружной поверхности стальных трубопроводов в природных средах
40	Критерии усталостной и длительной прочности энергетического оборудования и трубопроводов

41	Методика определения коэффициентов текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов на основе импульсного нейтрон-нейтронного каротажа обсаженных скважин
42	Методы дистанционного зондирования при разведке и разработке месторождений нефти и газа
43	Методы и технологии поддержания пластового давления
44	Механизация строительных и ремонтных работ в трубопроводном транспорте углеводородов
45	Надежность нефтегазовых объектов в арктических условиях
46	Надежность оборудования в морской нефтедобыче
47	Насосно-компрессорные трубы. Конструкция, эксплуатация, дефекты, ремонт
48	Насосное оборудование системы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: конструкция, эксплуатация и расчет
49	Нефтегазовая геомеханика
50	Нефтегазовая инженерия при освоении скважин
51	Нефтегазовое дело. Полный курс. Комплект в двух томах
52	Нефтегазовое дело. Полный курс. Том 2
53	Нефтегазовое технологическое оборудование. Справочник ремонтника
54	Нефтегазопромысловое оборудование
55	Нефтяная промышленность Предуралья: Удмуртская Республика и Пермский край
56	Нефтяные алкилароматические углеводороды
57	Новые технологии и оборудование в производстве базовых масел и парафинов
58	Обеспечение эффективности спектрометрического гамма-каротажа при исследовании разрезов нефтегазовых скважин
59	Оборудование для бурения скважин
60	Оборудование и технологии текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин: теория и расчет
61	Оборудование нефтегазопереработки, химических и нефтехимических производств. Книга 1
62	Оборудование нефтегазопереработки, химических и нефтехимических производств. Книга 2
63	Оборудование нефтегазопереработки, химических и нефтехимических производств. Издание 2-е
64	Общая геохимия. Издание 2-е, перераб. и доп.
65	Освоение и глущение нефтяных скважин
66	Основные процессы и аппараты химической технологии
67	Основы геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин. Издание 2-е, доп.
68	Основы сооружения объектов трубопроводного транспорта и хранения углеводородов
69	Основы строительства нефтяных и газовых скважин
70	Основы техники, технологии и безопасности буровых работ
71	Основы технической диагностики и оценки надежности нефтегазопроводов
72	Особенности эксплуатации газовозов
73	Перспективные материалы и технологии для повышения долговечности оборудования и конструкций нефтегаз
74	Повышение скоростей бурения и дебитов нефтегазовых скважин
75	Повышение энергоэффективности синхронного электропривода газоперекачивающих станций в постфорсировочных режимах работы
76	Подготовка и переработка нефти
77	Полимерные армированные трубопроводы в современных гидравлических системах
78	Практическая геохимия
79	Приоритетные направления энергосбережения в трубопроводном транспорте нефти
80	Проектирование автоматизированных технологических комплексов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств
81	Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС
82	Проектирование и эксплуатация систем электрического обогрева в нефтегазовой отрасли

Учебное издание

Урманов Энгель Габдрауфович

**НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН
ЕГО МОДИФИКАЦИИ, ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ**

Учебно-методическое пособие

ISBN 978-5-9729-1215-5



9 785972 912155

Подписано в печать 29.07.2022
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