

# Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж: оценка характера насыщения коллекторов при неоднородном заполнении ствола газовых скважин в условиях Ямбургского НГКМ

О.Б. Арно<sup>1</sup>

А.В. Меркулов<sup>1</sup>

Е.И. Филобоков<sup>1</sup>

И.А. Зинченко<sup>2</sup>

С.А. Кирсанов<sup>2</sup>

С.А. Егурцов<sup>3</sup>

Ю.В. Иванов<sup>3</sup>

А.И. Лысенков<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпром добыча Ямбург»

<sup>2</sup>ПАО «Газпром»

<sup>3</sup>ООО «ИНГТ»

**Рассмотрены результаты исследований скважин Ямбургского НГКМ по оценке газонасыщенности порового пространства коллекторов при неоднородном заполнении ствола скважин комплексами нейтронных методов СНГК+2ННКт, СНГК+2ННКт, 2ИННКт.**

**По результатам анализа вычисления относительных и объемных значений газонасыщенности рекомендованы комплексы нейтронных методов, сводящие к минимуму влияние заполнения ствола скважины на определяемые значения газонасыщенности порового пространства коллектора.**

**Ключевые слова**

нефтегазоконденсатное месторождение, комплексы нейтронных методов, обсаженные скважины, неоднородное заполнение ствола скважины, оценка газонасыщенности

В период эксплуатации флюидозаполнение ствола обсаженных скважин, заполняющие обсаженные скважины, и насыщение порового пространства прискважинной зоны коллекторов изменяются как в пространстве, так и во времени. На начальной стадии эксплуатации, при высоком качестве цементирования эксплуатационной колонны, скважина заполнена углеводородной продукцией. Фазовое состояние и свойства углеводородов в пластовых условиях и после притока их в ствол скважины могут существенно меняться вследствие динамики термобарических условий по стволу скважины. В обсаженной части скважины, находящейся ниже интервала перфорации (зумпф скважины), как правило, находятся остатки технологической жидкости от освоения скважины и продукты более сложного физико-химического состава, которые образовались в процессе техногенных воздействий на интервал перфорации при геолого-технических мероприятиях, направленных на интенсификацию притока.

На поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных залежей неоднородность заполнения ствола скважины усиливается в связи с выносом пластовой воды, увеличением содержания конденсата в продукции и более неравномерным их распределением по стволу скважины.

Нейтронные методы исследований обсаженных скважин являются одними из основных при контроле за разработкой нефтегазоконденсатных месторождений (далее — НГКМ). При определении насыщения порового пространства коллектора углеводородными флюидами перечисленные выше особенности заполнения ствола эксплуатационных скважин оказывают существенное влияние на показания нейтронных методов в зависимости от их модификации, размеров зондов, регистрируемого излучения и его спектрального состава, применяемого типа источника нейтронного излучения импульсного или стационарного и методик геолого-геофизической интерпретации.

Наиболее широко применяемыми модификациями импульсного нейтронного каротажа (далее — ИНК) для исследований обсаженных скважин НГКМ являются двухзондовый импульсный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (далее — 2ИННКт), в меньшей степени двухзондовый импульсный нейтронный гамма-каротаж (далее — 2ИНГК). Вычисляемыми нейтронными

параметрами импульсных нейтронных методов для оценки насыщения порового пространства коллекторов при этом являются среднее время жизни потока тепловых нейтронов или средней декремент их затухания и функция пористости  $R(F(Kp))$  по методике многозондового нейтронного каротажа (далее — МНК), представляющая собой отношение интегральных интенсивностей потоков нейтронов, малого зонда к большому.

В последней модификации аппаратуры импульсного нейтронного каротажа АИНК-43-600 реализована возможность регистрации временного спада потока нейтронов на ранних задержках, что позволяет вычислять потоки надтепловых нейтронов. Отметим, что интенсивности потоков надтепловых нейтронов более тесно связаны с нефтегазонасыщенностью порового пространства коллекторов через дефицит плотности и водородосодержания коллекторов, содержащих углеводородные флюиды относительно водонасыщенных коллекторов той же пористости. Они свободны от влияния химических элементов с аномальными поглощающими нейтронными свойствами, находящимися во флюидах, заполняющих скважину, а также поровое пространство коллектора и скелета породы.

Обработка результатов измерений потоков нейтронов на более поздних задержках позволяет получить информацию о периоде жизни тепловых нейтронов, которая тесно связана с дефицитом хлора в нефтегазонасыщенных коллекторах, относительно водонасыщенных коллекторов с высокой минерализацией пластовых вод. Интенсивности потоков тепловых нейтронов здесь более тесно связаны с насыщением порового пространства коллекторов углеводородными флюидами, а также зависят от содержания химических элементов с аномальными поглощающими нейтронными свойствами, находящимися в скелете породы, которые осложняют связь между вычисляемыми значениями насыщения коллектора и истинными значениями.

Существенным преимуществом современной модификации импульсных нейтронных методов является то, что в процессе обработки исходной информации по временным распределениям смешанного потока тепловых и надтепловых нейтронов появляется возможность разделить потоки тепловых и надтепловых нейтронов, что позволяет учитывать влияние

неоднородного заполнения скважины на вычисляемые значения насыщения коллектора углеводородными флюидами.

Применение нейтронных генераторов с постоянным выходом нейтронов позволяет напрямую использовать методические рекомендации по определению газонасыщенности порового пространства коллекторов в газовых скважинах [1], и существенно расширяет диапазон геолого-технических условий применения за счет большей глубинности исследований.

Классические подходы к определению насыщения порового пространства коллекторов по 2ИННК уверенно работают в условиях выдержанного литологического состава горных пород и литологического состава насыщающих флюидов (нефть-минерализованная пластовая вода, газ-нефть, газ-низко или минерализованная пластовая вода).

В случае сложного минералогического состава горных пород учет его влияния (минералогического состава) на вычисляемые геологические параметры насыщения коллектора производится путем построения литологической модели по комплексу ГИС с определением его нейтронных параметров с последующим использованием этих параметров при определении насыщения коллектора.

Такой подход не всегда бывает успешным, так как на набор геофизических параметров горных пород, полученных по ГИС, можно подобрать много геологических эквивалентов литологии горных пород и при этом не учитывается наличие в горных породах и насыщающих их флюидах химических элементов с аномальными нейтронными свойствами. Влияние заполнения скважины жидкими флюидами практически не сказывается на вычисляемый параметр среднего времени жизни или на декремент затухания потока тепловых нейтронов, но существенное влияние оказывает наличие в горных породах и насыщающих их флюидах химических элементов с аномальными нейтронными свойствами.

Основными принципиальными отличиями методики мультиметодного МНК на основе методов ЗСНГК+2ННКт перед методикой ИНК для оценки насыщения прискважинной зоны коллекторов являются:

- одновременное использование при геолого-геофизической интерпретации двух независимых аналитических параметров (функционалов) нейтронных методов, связанных с характером насыщения порового пространства через дефицит плотности и водородосодержания углеводородных флюидов относительно водонасыщенных, а также дефицит содержания хлора в нефтегазонасыщенных коллекторах относительно водонасыщенных с высокой минерализацией пластовых вод;
- возможность оценки фазового состояния углеводородных флюидов в поровом пространстве коллектора;
- возможность зондирования прискважинной зоны коллектора с определением насыщения прискважинной зоны коллекторов на разном удалении от стенки скважины (колонны);
- величина и распределение вычисленных

значений насыщения порового пространства углеводородными флюидами служит основой геолого-геофизической интерпретации. В качестве истинного характера насыщения коллектора принимаются значения в дальней зоне коллектора;

- возможность оценки относительных и абсолютных значений насыщения порового пространства коллектора углеводородными флюидами и на этой основе — прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Методика МНК на базе методов ЗСНГК+2ННКт рекомендована к применению ЭТС ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» [1].

В результате применения методики МНК подтверждена высокая информативность комплекса нейтронных методов 2ННКт+ЗСНГК при решении различных задач на всех этапах жизни скважин НГКМ, а также выявлены некоторые ограничения применения комплекса.

Одним из основных осложняющих факторов является неоднородное заполнение ствола скважины, которое слабо контролируется по стволу скважины и особенно в зумпфе скважины.

По нашему мнению, включение в комплекс МНК метода 2ННКт вместо малого и среднего зондов спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (далее — СНГК (2ННКт+2ННКт+СНГК)) позволяет расширить функциональные возможности нейтронных методов по решению задач, связанных с определением насыщения порового пространства коллекторов углеводородными флюидами в условиях неоднородного заполнения ствола скважины. Комплекс реализует практически все основные виды взаимодействий нейтронов с породой и насыщающими ее флюидами, связанных процессами замедления (рассеивания) надтепловых нейтронов (2ННКт), поглощения тепловых нейтронов (2ННКт) и гамма-излучением радиационного захвата тепловых нейтронов (СНГК).

Для определения геологической информативности с целью оценки газонасыщенности коллекторов различными модификациями нейтронных методов была разработана и полностью выполнена программа сравнительных испытаний различных нейтронных комплексов на объектах ООО «Газпром добыча Ямбург». В соответствии с программой, на скважинах Ямбургского НГКМ были выполнены сравнительные исследования тремя типами аппаратуры разработки ООО «ИНГТ»: прибором КСПРК-Ш, включающим методы ЗСНГК+2ННКт; АИНК-43-600, включающим метод 2ИННК; КНПЗ-48-3, включающим методы СНГК+2ННКт.

В исследованных скважинах с выдержанным и однородным заполнением ствола были получены практически одинаковые результаты по оценке газонасыщенности коллекторов по всем комплексам нейтронных методов.

В скважинах с существенно неоднородным заполнением ствола получены существенные расхождения по оценке газонасыщенности, особенно в зоне зумпфа. Неоднородность заполнения подтверждается результатами термометрии и

вычисленными значениями плотности флюида по результатам обработки барометрии.

Оценка геологической информативности по определению газонасыщенности коллектора производилась путем составления результатов вычисленных значений относительных значений газонасыщенности коэффициента газонасыщенности  $K_g$  и объемных (абсолютных) значений газонасыщенности  $K_g$ - $K_p$  на основе комплекса СНГК+2ННКт, реализованного в аппаратуре КСПРК-Ш, и комплекса СНГК+2ННКт, реализованного в образце аппаратуры КНПЗ-48-3. Обработка и интерпретация результатов измерений комплексов нейтронных методов СНГК+2ННКт и СНГК+2ННКт с оценкой газонасыщенности порового пространства коллектора производилась по трем зонам с удалением от стенки скважины: 10–15 см (ближняя зона), 15–30 см (средняя зона) 30–50 см (дальняя зона) в соответствии с методическими рекомендациями [1].

Обработка результатов измерений комплекса 2ИННК производилась нами с использованием методических рекомендаций [1], где в качестве аналитических параметров нейтронных методов использовались время жизни тепловых нейтронов по малому зонду и функция пористости. По результатам обработки измерений вычисляли осредненное значение газонасыщенности прискважинной зоны коллектора.

Вычисление геологических параметров насыщения производилось на основе использования кросс-плотного анализа распределения точек, соответствующих определенной глубине интервала исследований продуктивных отложений с использованием декартовой системы координат, где по оси X откладывались значения функции пористости  $F(K_p)$ , а по оси Y — функции насыщения  $F(n)$  для «ближней», «средней» и «дальней» зон в независимости от используемых комплексов СНГК+2ННКт или СНГК+2ННКт. В случае интерпретации метода 2ИННК по оси Y откладывалось время жизни тепловых нейтронов. Аппроксимирующие линии, соответствующие водонасыщенным пластам или глинам, проводились по крайним нижним точкам, газонасыщенным по крайним левым точкам кросс-плотного распределения перпендикулярно оси X. Уравнения аппроксимирующих линий вносились в программу обработки для последующего вычисления  $K_g$  и  $K_p$ - $K_g$ .

На рис. 1 приведены результаты кросс-плотного анализа распределения точек в продуктивных отложениях по комплексам СНГК+2ННКт и СНГК+2ННКт и комплексу 2ИННК. На кросс-плотах нанесены точки, соответствующие газонасыщенным коллекторам, выделенным по комплексу ГИС открытого ствола, нанесены аппроксимирующие линии, соответствующие водонасыщенным и газонасыщенным коллекторам и приведены уравнения зависимостей. На кросс-плоте комплекса СНГК+2ННКт выделена область кросс-плота, находящаяся в интервале глубин зумпфа скважины.

Анализ кросс-плотных распределений свидетельствует:

- распределения точек на кросс-плоте для комплексов СНГК+2ННКт и 2ИННКт

близки к друг другу и практически не зависят от неоднородностей заполнения ствола скважины;

- на распределение точек на кросс-плоте комплекса СНГК+2ННКт существенно влияет заполнение неоднородностей заполнения ствола скважины.

На рис. 2 приведены результаты обработки и интерпретации комплексов нейтронных методов СНГК+2ННКт, СНГК+2ННКт и 2ИННК.

Вычисляемые значения объемной газонасыщенности Кп-Кг здесь приведены

в процентах. Для определения истинных значений надо полученные значения умножить на максимальные значения Кп-Кг по результатам анализа керна.

Анализ результатов обработки и интерпретации комплексов СНГК+2ННКт, СНГК+2ННКт и 2ИННК свидетельствует:

- вычисленные значения газонасыщенности Кг и Кп-Кг хорошо совпадают для дальней зоны СНГК+2ННКт с результатами 2ИННКт. Небольшие расхождения можно объяснить тем, что комплекс 2ИННКт дает осредненную характеристику

насыщения прискважинной зоны;

- на основе анализа распределения величин газонасыщенности в радиальном направлении по комплексу СНГК+2ННКт однозначно дополнительно выделены коллектора насыщенные газом и газом с конденсатом, не выделенные ранее по комплексу ГИС;
- комплекс СНГК+2ННКт частично отражает истинную газонасыщенность порового пространства коллектора из-за существенного влияния заполнения неоднородностей заполнения ствола скважины.

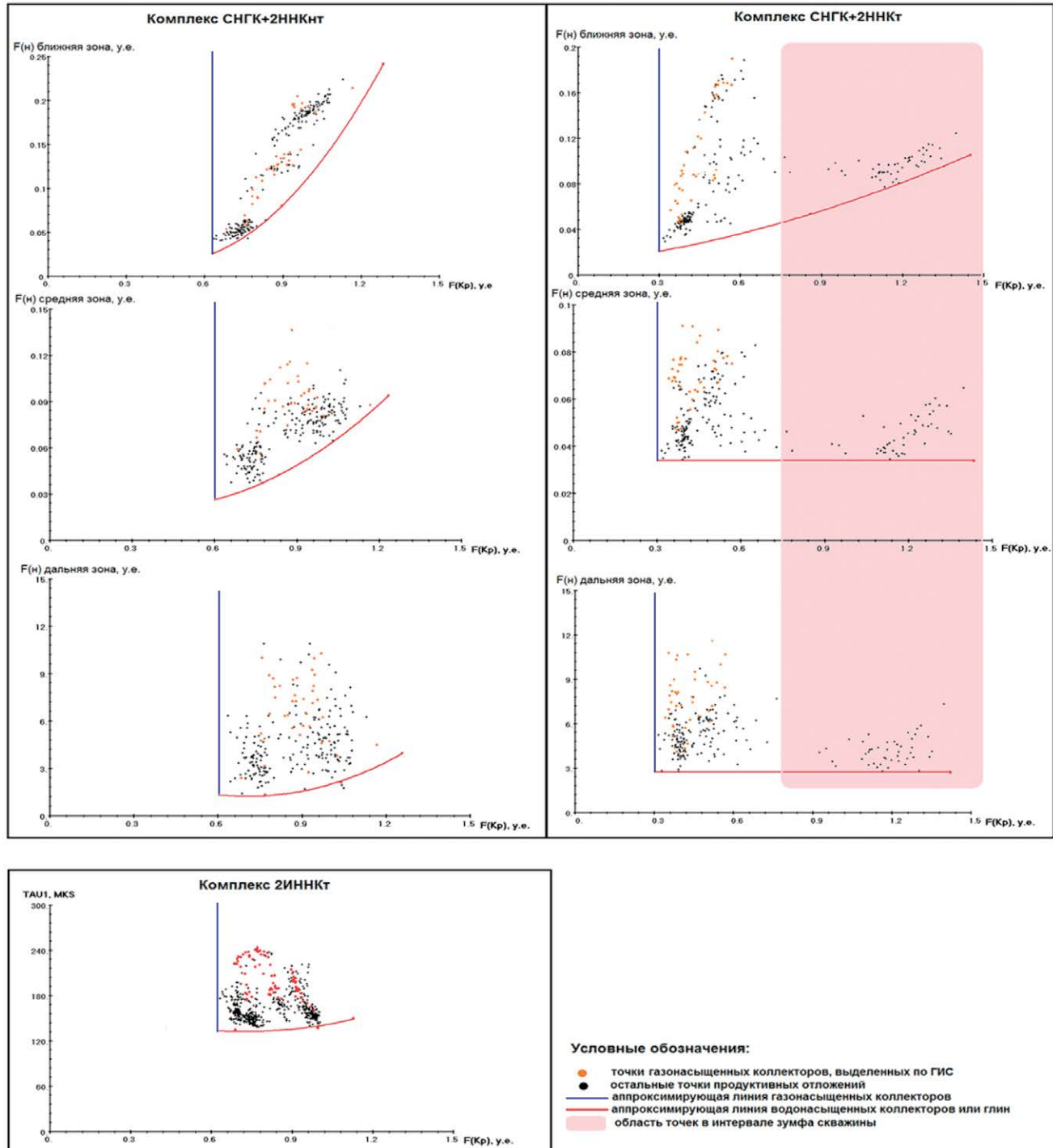


Рис. 1 – Кросс-плотный анализ распределения точек в продуктивных отложениях по комплексам СНГК+2ННКт и СНГК+2ННКт и 2ИННКт

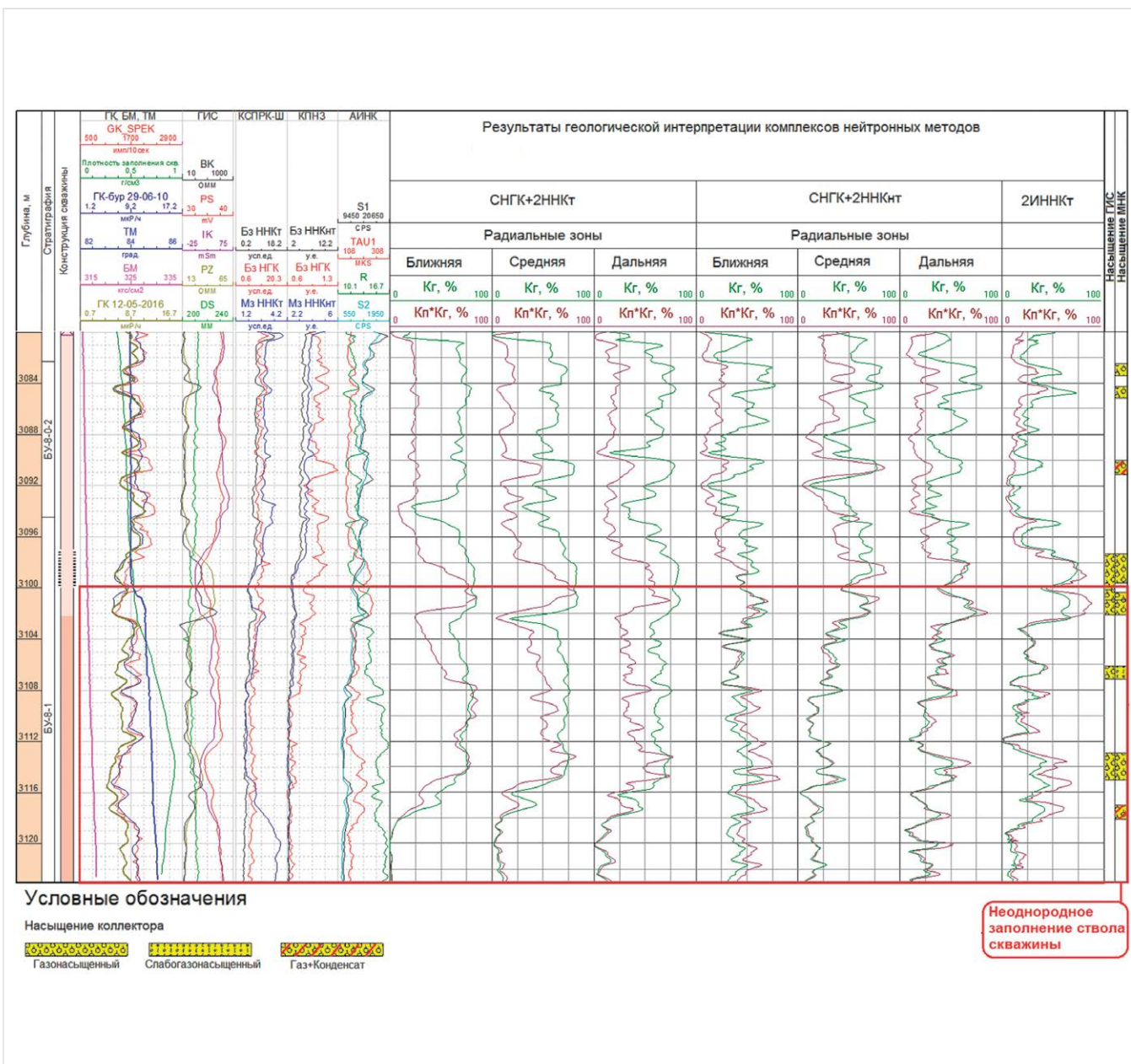


Рис. 2 — Результаты обработки и интерпретации комплексов нейтронных методов СНГК+2ННКт, СНГК+2ННКт и 2ИННКт

Вычисленные значения Кп-Кг для дальней зоны в большинстве случаев совпадают с вычисленными по комплексам СНГК+2ННКт и 2ИННКт.

#### Выводы

- реализована программа геофизических исследований различными модификациями многозондовой аппаратуры нейтронных методов с целью оценки возможностей определения газонасыщенности коллекторов в газовых скважинах ООО «Газпром добыча Ямбург» ПАО «Газпром»;
- классические подходы к определению насыщения порового пространства коллекторов по 2ИННК уверенно работают в условиях выдержанного литологического состава горных пород и двух компонентного состава насыщающих флюидов (нефть-минерализованная пластовая

вода, газ-нефть, газ-низко или минерализованная пластовая вода);

- в случае сложного минералогического состава горных пород учет его влияния (минералогического состава) на вычисляемые геологические параметры насыщения коллектора может производиться путем построения литологической модели по комплексу ГИС с определением его нейтронных параметров с последующим использованием этих параметров при определении насыщения коллектора 2ИННК;
- применение нейтронных генераторов с постоянным выходом нейтронов позволяет напрямую использовать методические рекомендации [1] и существенно расширяет диапазон геолого-технических условий применения за счет большей глубинности исследований;
- вычисляемые аналитические нейтронные параметры комплекса СНГК+2ННКт

имеют чувствительность к газонасыщенности порового пространства коллектора в 1,5–2 раза выше, чем аналитические параметры комплекса СНГК+2ННКт;

- влияние неоднородностей заполнения ствола скважины на вычисляемые аналитические нейтронные параметры комплекса СНГК+2ННКт значительно меньше, чем аналитические параметры комплекса СНГК+2ННКт.

#### Список литературы

1. Методические рекомендации по применению многозондового нейтронного каротажа для оценки характера насыщения и коэффициента газонасыщенности коллекторов в обсаженных газовых скважинах. Москва–Тверь: Полипресс, 2016.