

УДК 550.832.54(470.57)

## Опыт применения методов импульсного нейтронного каротажа при оценке текущей нефтенасыщенности в скважинах на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча»

Experience of Neutron Lifetime Log in The Estimating of Current Oil Saturation in Wells at Deposits of OOO Bashneft-Dobycha

**К.А. Машкин**  
**А.Г. Коротченко**  
**В.Л. Глухов**  
**И.Х. Шабиев**  
**Р.Г. Гайнетдинов**  
**В.М. Романов**  
**А.Н. Огнев**

**А.Ф. Камалтдинов**  
/ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»,  
г. Октябрьский, Республика Башкортостан  
Тел. (34767) 5-23-46  
ingeo41@mail.ru/

уч. степени авторов, если есть

**К.А. Mashkin**  
**A.G. Korotchenko**  
**V.L. Glukhov**  
**I.Kh. Shabiev**  
**R.G. Gainetdinov**  
**V.M. Romanov**  
**A.N. Ognev**

**A.F. Kamaltdinov**  
/PAO NPP VNIIGIS, OOO NPP INGEO,  
Oktyabrskiy, Bashkortostan/



К.А. Машкин



А.Г. Коротченко



В.Л. Глухов



И.Х. Шабиев



Р.Г. Гайнетдинов



В.М. Романов



А.Н. Огнев



А.Ф. Камалтдинов

Одной из основных задач геофизических исследований скважин (ГИС) на нефтяных месторождениях является оценка коэффициента нефтенасыщенности пластов-коллекторов. В открытом стволе скважин задача успешно решается электрическими методами каротажа. В эксплуатационных скважинах, обсаженных стальной колонной, для определения текущей нефтенасыщенности разрабатываемых пластов в зависимости от конкретных геолого-технических условий применяются спектрометрические и интегральные, импульсные (ИНГК-С, С/О-каротаж, ИННК/ИНГК) и стационарные (СНГК, ННК/НГК) нейтронные методы каротажа. В настоящей статье показан опыт применения импульсных модификаций нейтронных методов в скважинах нефтяных месторождений на территории Республики Башкортостан.

**Ключевые слова:** нефтяная скважина, коэффициент нефтенасыщенности, С/О-каротаж, импульсный нейтронный каротаж.

*One of the main tasks of geophysical well logging (GIS) in oil fields is to estimate the oil saturation factor of reservoir formations. In an open hole, the problem is successfully solved by electrical logging methods. In production wells cased with a steel column, spectrometric and integral, pulsed (INGL-S, C/O-logging, INNLI / INGL) and stationary (SINGL, NNLI) neutron logging methods are used to determine the current oil saturation of the reservoirs under development, depending on the specific geological and technical conditions. This article shows the experience of using pulsed modifications of neutron methods in wells of oil fields in the territory of the Republic of Bashkortostan.*

**Key words:** oil well, oil saturation factor, C/O logging, pulsed neutron logging.

**В** настоящее время основным методом оценки текущей нефтенасыщенности в эксплуатационных скважинах является углеродно-кислородный каротаж (или С/О-каротаж). Результаты оценки напрямую зависят от содержания в пластовом флюиде углерода и кислорода, по соотношению которых можно количественно рассчитать коэффициент нефтенасыщенности исследуемого пласта. Осложняющим фактором при этом является изменчивость карбонатности пород, вносящая свой вклад в общее содержание углерода в горных породах, слагающих разрез скважин. Минерализация пластовых вод для метода С/О-каротажа не играет определяющей роли, как в случае использования интегральных импульсных методов нейтронного каротажа (ИННК/ИНГК), эффективность которых зависит от различия содержания хлора в пластовых водах и в нефти. Поэтому на сегодняшний день С/О-каротаж является наиболее универсальным методом и применим в разрезах как с минерализованными пластовыми флюидами, так и с пресными.

Для выполнения С/О-каротажа в ПАО НПП «ВНИИГИС» и ООО НПП «ИНГЕО» разработана аппаратура ЦСП-С/О-90, успешно используемая на нефтяных месторождениях России и Казахстана в разнообразных геолого-технических условиях. В процессе обработки и интерпретации результатов С/О-каротажа накоплен значительный опыт, который позволил выйти на оценку количественных характеристик текущей нефтенасыщенности. В основе предлагаемого подхода лежат теоретические исследования, результаты анализа и обобщения зарубежных и российских публикаций, а также реально полученные результаты исследований в скважинах и в моделях с известными геолого-техническими характеристиками.

Подход к качественной оценке наличия нефтенасыщения пласта традиционен и заключается в нормализации кривых соотношений С/О и Ca/Si в водоносном пласте, после чего по превышению кривой С/О над кривой Ca/Si судят о нефтенасыщенности пластов, причем рост степени превышения указывает на увеличение нефтенасыщенности. Для чистых нефтенасыщенных песчаников характерны максимальные показания параметра С/О (много углерода за счет нефти и мало кислорода, так как мало воды) и минимальные показания Ca/Si, так как пласт представлен песчаником ( $\text{SiO}_2$ ), а это значит, что в горных породах много кремния (Si) и мало кальция (Ca). Карбонатные пласты выделяются максимальными показаниями как параметра С/О (повышение содержания углерода за счет его присутствия в составе скелета карбонатных пород), так и параметра Ca/Si (также за счет содержания кальция в составе скелета известняка).

При количественной оценке коэффициента нефтенасыщенности совместно рассматриваются три фактора, определяющие соотношение параметров С/О и Ca/Si: нефтенасыщенность пластов, их пористость и карбонатность. Для учета их взаимного влияния и нахождения количественных взаимосвязей, отражающих нефтенасыщенность пластов с различной пористостью и карбонатностью, проводится расчет показаний С/О и Ca/Si, полученных в моделях, представленных терригенными и карбонатными пластами с известной пористостью и насыщенностью. С использованием полученных результатов для количественной оценки текущей нефтенасыщенности рассматриваются измеренная кривая С/О, которую принято обозначать COR, и теоретические кривые CORw и CORn, соответствующие полностью водонасыщенному и нефтенасыщенному пласту и скомпенсиро-

ванные благодаря влиянию общей пористости и карбонатности пород. Кривые COR и CORw при этом нормализуются по водонасыщенным пластам, за счет чего учитывается влияние скважинных условий. Затем по соотношению совместно рассматриваемых кривых COR, CORw и CORn рассчитывается коэффициент нефтенасыщенности пластов по разрезу скважины. Для выполнения расчетов требуются общая и эффективная пористости пластов, которые предварительно оцениваются по результатам исследования открытого ствола скважины [1].

В регионах, где минерализация пластовых вод достаточно высока, в частности на месторождениях Башкортостана, более широкое применение имеет метод импульсного нейтронного каротажа в интегральной модификации (ИННК/ИНГК). Основным интерпретационным параметром является макроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов  $\Sigma$ , которое зависит от нейтронных характеристик среды. Обычно макроскопическое сечение захвата  $\Sigma$  выражают в «единицах захвата», и тогда  $\Sigma_a$  (с.у.) =  $4550/\tau$  (мкс), где  $\tau$  – это время жизни тепловых нейтронов. Оценка нефтенасыщенности основана на контрастности в сечениях поглощения нефти и пластовой воды. Для нефти этот параметр составляет 21,3 с.у., а для пластовой воды – 27,2 с.у. (при минерализации 15 г/л, характерной, например, для месторождений Западной Сибири). При минерализации пластовой воды более 50 г/л возможна количественная оценка коэффициента нефтенасыщенности пласта с использованием данных объемной модели, построенной по результатам каротажа открытого ствола. Такая технология оценки текущей нефтенасыщенности достаточно надежно работает в терригенных пластах и только при отсутствии обводнения пресными водами.

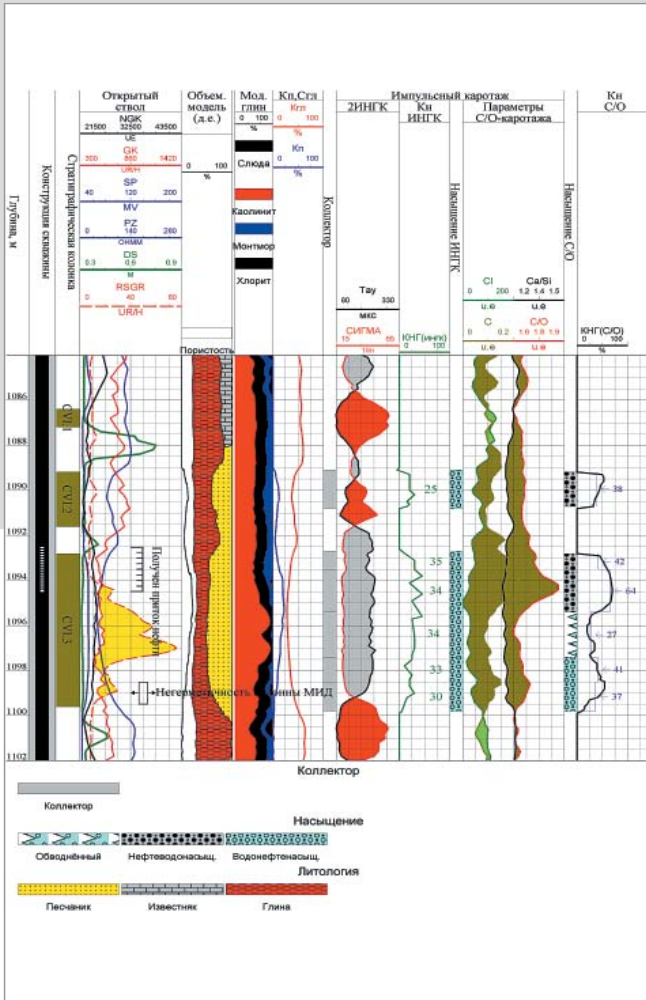


Рис. 1. Результаты определения текущей нефтенасыщенности в скважине Туймазинского месторождения

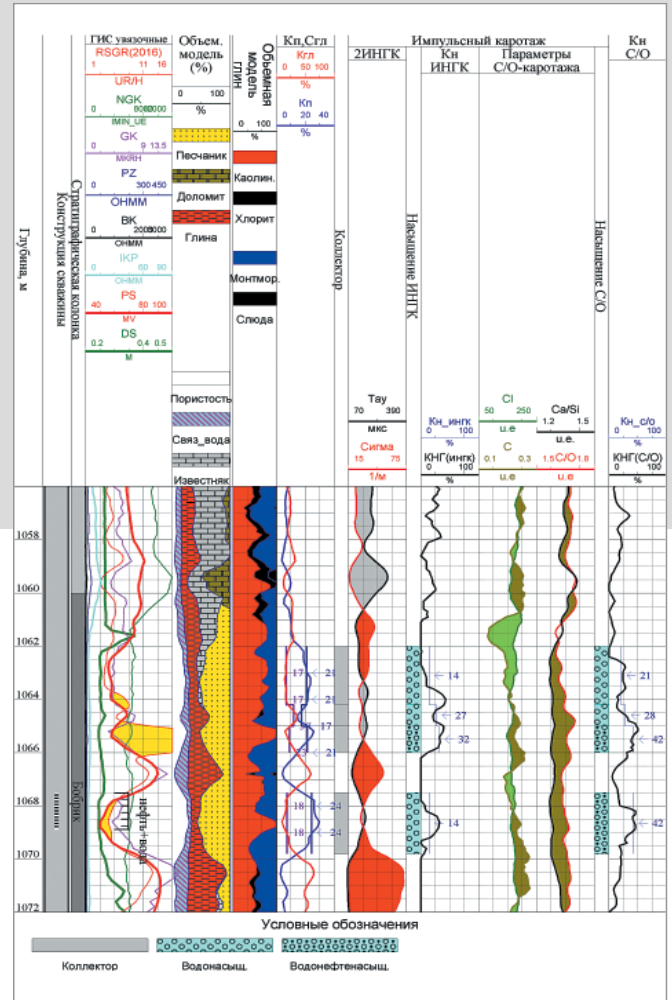


Рис. 2. Результаты исследований на Туймазинском месторождении

Ограничения методов С/О-каротажа и ИННК/ИНГК в первую очередь связаны с небольшой глубиной и, как следствие, с наличием кавернзности, глубокой зоны проникновения бурового раствора. Средняя глубинность методов оценивается в пределах 20–30 см. Методы теряют информативность при наличии каверн или зоны проникновения бурового раствора более 300 мм по диаметру скважины. Кроме того, информативность методов значительно снижается при пористости исследуемых коллекторов менее 5 %.

Комплекс ГИС, проведенный ПАО НПП «ВНИИГИС» в нескольких скважинах старого фонда нефтяных месторождений, эксплуатируемых ООО «Башнефть-Добыча»,

включал методы С/О-каротажа (аппаратура ЦСП-С/О-90), ИНГК (аппаратура ЦСП-2ИНГК-43М), СГК (аппаратура ЦСП-ГК-С-90) и спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (комплексная аппаратура КСПРК-Ш-90). Впервые комплекс импульсных и стационарных нейтронных методов был дополнен исследованиями технического состояния скважин методом сканирующей магнитно-импульсной дефектоскопии (аппаратура МИД-С).

Результаты проведенных работ показали, что задача оценки характера насыщения коллекторов и определения коэффициента нефтенасыщенности рассматриваемыми методами (С/О-каротаж, ИННК/ИНГК, КСПРК-Ш) решается в соответствии с их особенностями

и глубиной исследований и не противоречит результатам опробования пластов. Сопоставление заключений по определению текущего насыщения коллекторов различными методами выявило хорошую сходимость результатов [2].

Ниже приведен анализ результатов использования для оценки нефтенасыщенности только методов импульсного нейтронного каротажа (С/О-каротажа и ИНГК/ИННК).

На рис. 1 представлены результаты исследований в скважине Туймазинского месторождения. Диаметр скважины в интервале исследуемых пластов, по данным кавернометрии, составляет около 280 мм. В подошве исследуемого пласта, согласно исследованиям

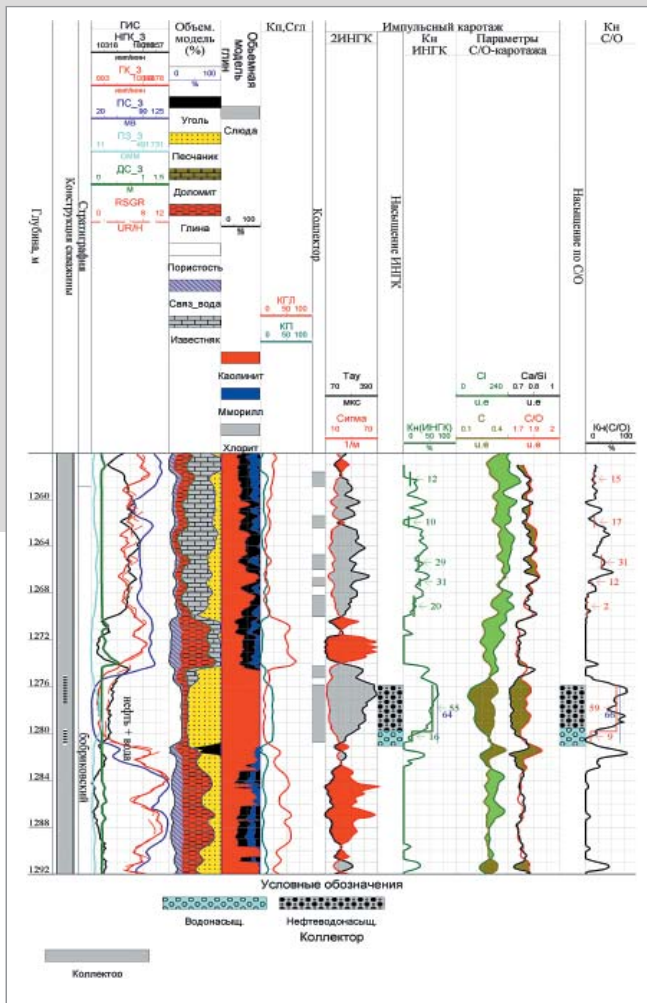


Рис. 3. Результаты исследований на Манчаровском месторождении

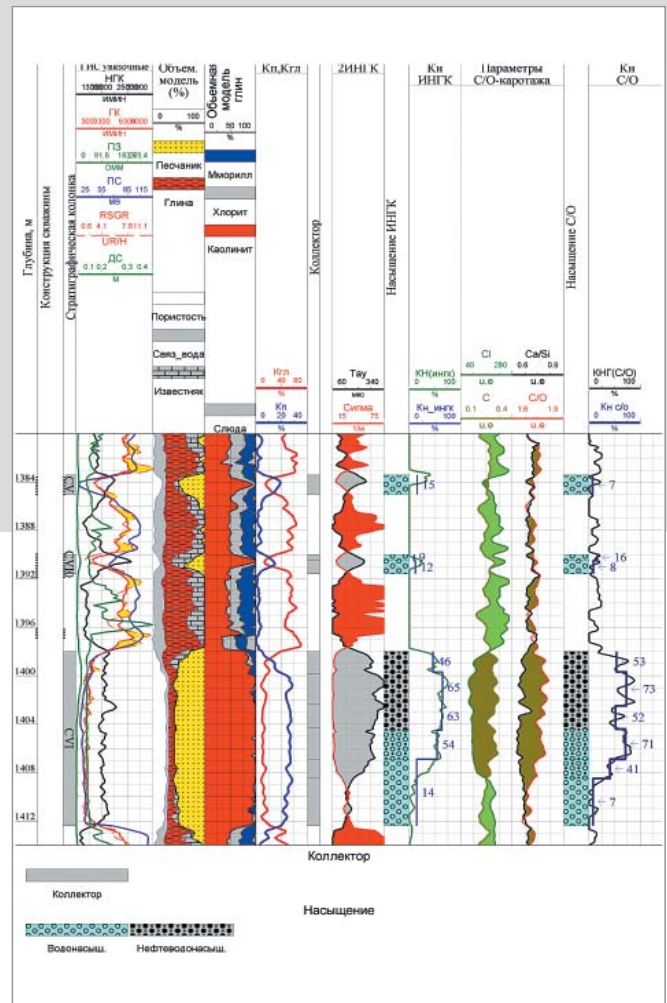


Рис. 4. Результаты исследований на Игровском месторождении

методом спектрометрического гамма-каротажа (СГК), выявлена радиогеохимическая аномалия (РГХА), а по данным электромагнитной дефектоскопии определяется негерметичность эксплуатационной колонны. Данные факторы вызывают обводнение нижней части исследуемого пласта. После ликвидации негерметичности при освоении скважины получена нефть. Из результатов ГИС видно, что метод С/О-каротажа более точно отражает картину насыщения на момент исследования по сравнению с методом ИНГК. Это может быть связано как с недостаточной глубиной метода ИНГК, так и с наличием пресного обводнения нижней части исследуемого пласта.

На рис. 2 показаны результаты исследований в другой скважине Туймазинского месторождения. Диаметр этой скважины, по данным кавернометрии, составляет 280–290 мм. По результатам освоения в исследуемом пласте получен приток нефти с водой. По данным ИНГК характер насыщения – вода, по данным С/О-каротажа – вода с нефтью. По всей видимости, глубинности исследования в этом случае не хватило обоим методам, но результаты С/О-каротажа ближе к результатам освоения.

На рис. 3 представлены данные исследований текущей нефтенасыщенности на Манчаровском месторождении. Диаметр этой скважины составляет около

200 мм. Из рисунка видно, что оба метода, как С/О-каротаж, так и ИНГК, показывают практически одинаковые количественные результаты и по характеру насыщения совпадают с результатами освоения.

Аналогичная картина наблюдается по скважине Игровского месторождения, данные исследования которой представлены на рис. 4. Диаметр этой скважины также порядка 200 мм и методы работают одинаково эффективно.

При исследовании карбонатной части разреза (рис. 5) количественная интерпретация как ИНГК, так и С/О-каротажа представляет собой более сложную задачу. Вместе с тем возможности метода С/О-каротажа

по определению вклада различных элементов непосредственно из регистрируемых спектров позволяют решать задачу количественного определения коэффициента нефтенасыщенности более надежно, чем метод ИНГК.

В целом исходя из проведенного анализа можно сказать, что метод импульсного нейтронного каротажа (ИНГК или ИННК) достаточно надежно, в том числе при количественных определениях коэффициента текущей нефтенасыщенности, работает в терригенной части разреза при диаметре скважин не более 243 мм и при отсутствии пресных обводнений. В осложненных геолого-технических условиях более информативным является метод С/О-каротажа.

В настоящее время в ООО НПП «ИНГЕО» разработана новая модификация аппаратуры – малогабаритный скважинный прибор импульсной многоканальной спектроскопии ЦСП-2ИМКС-73. Он позволяет одновременно по двум зондам реализовать методы ИНГК-С, в т.ч. С/О-каротажа, 2ИНГК и СГК, т.е. дает возможность за одну спускоподъемную операцию получить содержание значительного числа химических элементов, спектральные отношения С/О-каротажа и параметры ИНГК и СГК. Новая 2-зондовая аппаратура контролирует вклад ближней зоны скважины, не связанной непосредственно с исследуемым пластом, что особенно важно при исследованиях скважин с большим диаметром бурения.

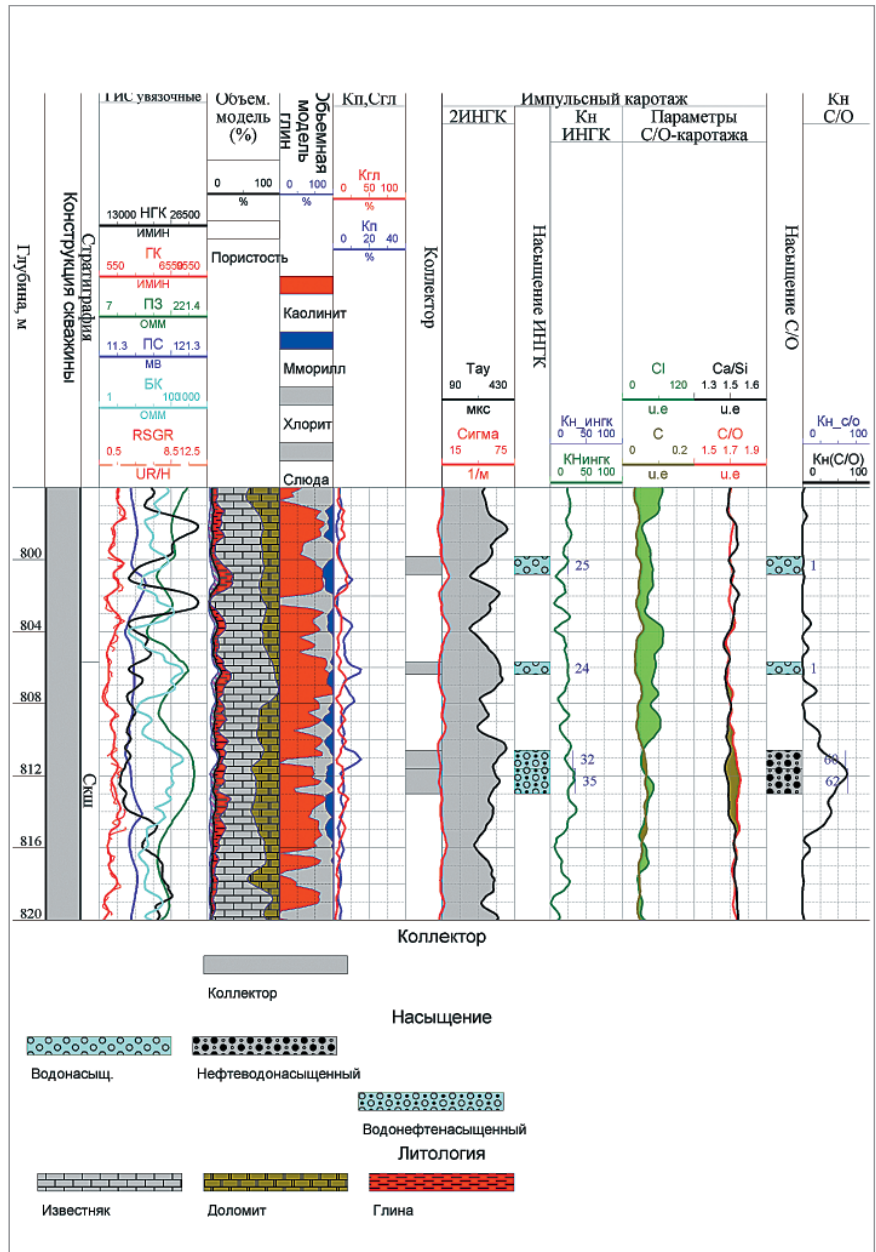


Рис. 5. Результаты исследований на Манчаровском месторождении (карбонатный разрез)

**Литература**

1. Применение комплекса методов ядерной геофизики для контроля разработки месторождений нефти и газа / О.Е. Рыскаль, А.Г. Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов и др. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2011. – Вып. 5 (203). – С. 145–169.

2. Габбасова А.О., Мишанов М.М., Судничникова Е.В. Опыт применения многозондовых нейтронных методов каротажа в обсаженных скважинах // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2018. – Вып. 8 (290). – С. 32–38.