

РАЗДЕЛ 4.
ГЕОМОРФОЛОГИЯ И ЭВОЛЮЦИОННАЯ ГЕОГРАФИЯ.
ОБЩАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ.
ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 550.832.542

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ МЕЖФЛЮИДНЫХ КОНТАКТОВ
В НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТАХ НА ПРИМЕРЕ IV-ГО ГОРИЗОНТА
АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Захарченко Е.И.¹, Коноплев Ю.В.²

¹ *ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», г. Краснодар, Российская Федерация*

² *ООО «Нефтегазовая производственная экспедиция», г. Краснодар, Российская Федерация
E-mail: evgenia-zax@yandex.ru, npe@mail.ru*

Работа посвящена обоснованию геофизических критериев оценки межфлюидных контактов в нефтегазовых пластах на примере IV-го горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. С целью снижения рисков в оценке текущего положения газонефтяного контакта проведены расчеты нейтронных параметров пластов и предложена технология повышения точности выделения газовых пластов от жидкостных на основе нейтронных параметров пластов. Рассмотрены условия выделения разнофазных пластов путем определения критериев, т.е. некоторых количественных характеристик изучаемого разреза в зоне перемещения воды, нефти и газа.

Ключевые слова: нейтронные параметры, импульсный нейтронный каротаж, выделение разнофазных пластов, геофизические критерии, IV-го горизонт Анастасиевско-Троицкого месторождения, среднее время жизни тепловых нейтронов, коэффициент диффузии.

ВВЕДЕНИЕ

Анастасиевско-Троицкое месторождения является крупнейшим объектом нефтегазодобычи на юге России, оно по величине запасов нефти и газа относится к категории крупных, а по условиям их залегания – к уникальным нефтегазовым месторождениям России.

Анастасиевско-Троицкое месторождение открыто в 1952 году, расположено в западной части Краснодарского края. Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с отложениями киммерийского, понтического и меотического ярусов, при этом при распределении газа и нефти по разрезу, наблюдается следующая закономерность: в киммерийских и понтических отложениях имеются только чисто газовые залежи (I горизонт – киммерийский, II и III – понтические горизонты), в верхней части меотического яруса находится газонефтяная залежь IV горизонта, нижняя часть меотических отложений содержит только нефтяные залежи (IV-а, V, VI, VI-а, VII горизонты). Из отложений нижнего сармата, карагана и чокрака были получены небольшие притоки нефти с водой, но

промышленные объекты не установлены.

Все залежи нефти и газа на Анастасиевско-Троицком месторождении приурочены к песчано-алевритовым коллекторам. Условия залегания нефти и газа контролируются сводом складки, характером распространения коллекторов и в ряде случаев, разрывными нарушениями и диапировым ядром.

Уникальность месторождения – в приуроченности его основной залежи в IV горизонте верхнеюрских отложений к высокопроницаемым коллекторам небольшой мощности, ограниченным обширной газовой шапкой и активной подошвенной водой, содержащим крупные запасы нефти ценного качества. Основные запасы Анастасиевско-Троицкого месторождения содержатся в залежи IV горизонта.

По своей характеристике разрез IV горизонта состоит из двух частей: верхней песчано-глинистой части (ВПГЧ) и основной песчаной части (ОПЧ), которые отличаются не только толщинами, но, в основном, литологическим составом коллекторов и их физическими свойствами.

Коллекторы ОПЧ могут расчленяться и переходить в состав верхней песчано-глинистой части и наоборот, коллекторы ВПГЧ, сливаясь, переходят в основную песчаную часть. Некоторые глинистые разделы имеют значительное площадное распространение и играют роль местных изолирующих экранов при разработке нефтяного слоя в ВПГЧ.

По данным исследования кернов и промыслово-геофизическим материалам верхняя песчано-глинистая часть представлена чередованием глинистых алевролитов, алевритов и песков с глинами.

Коллекторы основной песчаной части – это, главным образом, пески рыхлые, в основном кварцевые, мелкозернистые и тонкозернистые, иногда крупнозернистые, с прослоями алевритов. Пески и алевриты почти полностью слагают основную песчаную часть. Прослой глини и крепких карбонатных песчаников (толщиной 15–20 см с содержанием карбонатного цемента до 35%) имеют небольшие ареалы распространения. Пористость уплотненных пород из основной части IV горизонта составляет в среднем 30,7 %. Проницаемость коллекторов основной песчаной части горизонта колеблется от 2,2 до 3999,8 мкм²·10⁻³.

В процессе разработки этого горизонта происходит обводнение пластов и вытеснение газа нефтью. Наличие газа в пластах приводит к его возможному прорыву при перфорации, причиной этого является неоднородное выделение газовых пластов стандартными нейтронными методами, в том числе из-за отсутствия стандартизации аппаратуры.

В связи с неоднозначностью выделения текущего положения газонасыщенных пластов в нефтегазовом разрезе методом нейтронного гамма-каротажа (НГК), представляется целесообразным изучить возможность разделения разнофазных пластовых флюидов другими способами. Настоящая работа связана с решением этой задачи путем обоснования двух нейтронных параметров, регистрируемых методом импульсного нейтронного каротажа (ИНК).

1. ОЦЕНКА МЕЖФЛОИДНЫХ КОНТАКТОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТАХ

Основными особенностями разработки IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения являются:

- многофазность (одновременная фильтрация нефти, газа и воды);
- низкая минерализация пластовых вод;
- взаимное проникновение газа в нефть, нефти в газ;
- необходимость одновременной оценки в разрезе положения водоносных, нефтяных и газовых пластов.

В процессе разработки IV горизонта, помимо интенсивного обводнения пластов, происходит вытеснение газа нефтью и необходимость выделения невыработанных пластов толщиной 1,5–2 м. Наличие газа в пластах приводит к его возможному прорыву при перфорации, причиной этого является неточное выделение газовых пластов стандартными нейтронными методами, в том числе из-за отсутствия стандартизации применяемой аппаратуры.

На рис. 1 в качестве примера представлены диаграммы временных измерений в скважине №368 Анастасиевско-Троицкого месторождения одной и той же аппаратурой НГК, но с разными скоростями подъема прибора (100 м/ч и 400 м/ч).

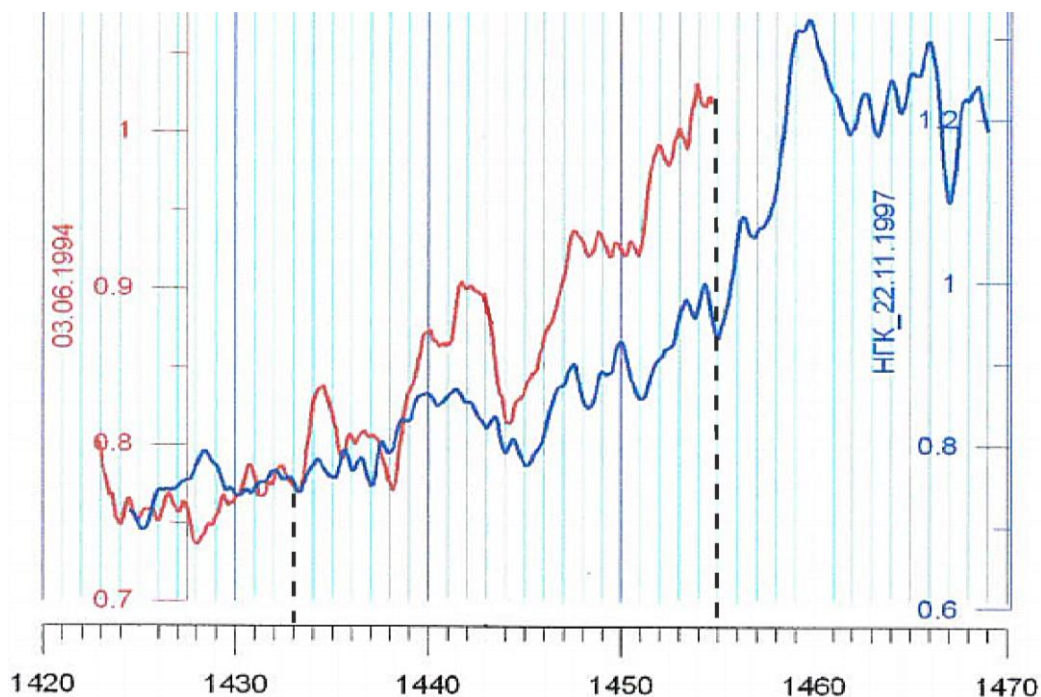


Рис.1. Диаграммы временных измерений НГК в скважине №368 Анастасиевско-Троицкого месторождения.

В табл. 1 представлены технологические параметры по скважине №368.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ МЕЖФЛЮИДЕЫХ
КОНТАКТОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТАХ...

Таблица 1

Технологические параметры по скважине №368
Анастасиевско-Троицкого месторождения

Технологические параметры	Значения	
Дата исследования	03.06.1994	22.11.1997
Прибор	НГК-42	НГК-42
Диаметр зонда, мм	42	42
Скорость замера, м/ч	100	400
Тип счетчиков	Си-31Г	Си-31Г
Состав флюида в стволе	нефть	нефть
Тип скважины (действующая или остановленная)	остановленная	остановленная

Из рис. 1 не следует однозначного вывода об изменении контакта нефть – газ, поскольку совмещенные разновременные диаграммы отличаются друг от друга против пластов в интервале 1433–1455 м. Создаются риски неоднозначного выделения текущего положения газонефтяного контакта (ГНК). На месторождении применяется метод ИНК, позволяющий одновременно оценивать несколько параметров.

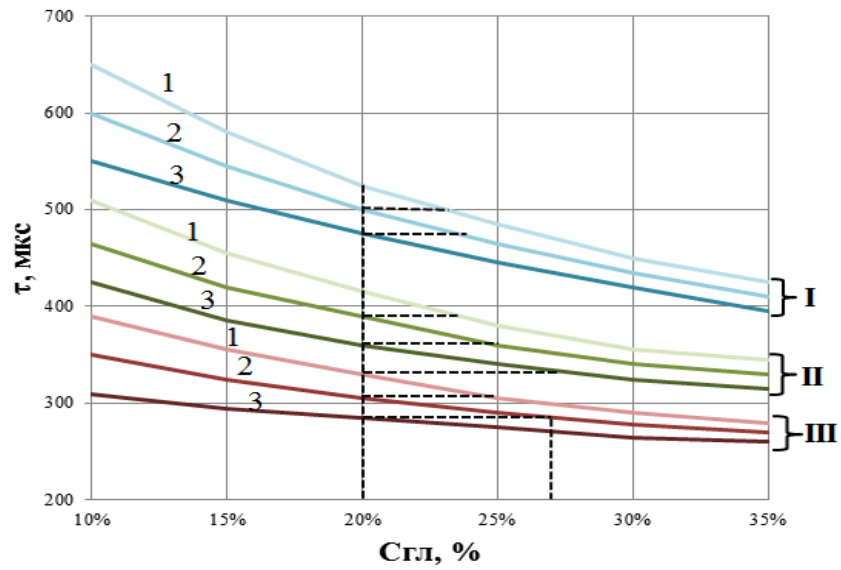
С этой целью были проведены расчеты нейтронных параметров пластов и предложена технология повышения точности выделения газовых пластов от жидкостных [4]. Рассмотрены условия выделения разнофазных пластов путем определения критериев, т.е. некоторых количественных характеристик изучаемого разреза в зоне перемещения воды, нефти и газа.

Рассмотрим основные нейтронные параметры пластов [3] IV горизонта:

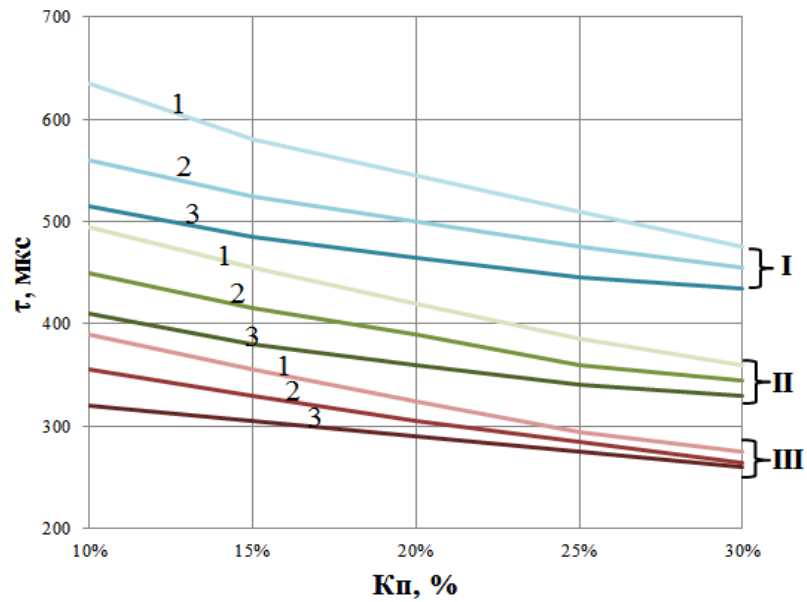
– среднее время жизни тепловых нейтронов ($\tau_{пл}$), зависящее от поглощающих свойств разреза;

– коэффициент диффузии (D), зависящий от водородосодержания разреза и, прежде всего, от наличия газа в пластах, скорости распространения нейтронного потока, величина которого обратна сечению рассеяния тепловых нейтронов.

С целью оценки измерений указанных параметров на рис. 2 и 3 представлены зависимости расчетного времени жизни тепловых нейтронов τ от их глинистости $C_{гл}$ и пористости $K_{п}$.



1, 2, 3 – пористость пластов (в %) соответственно 15, 20, 25;
газонасыщенность пластов (в %): I – 80%; II – 50%; III – водонасыщенные пласты
Рис.2. Зависимость расчетного времени жизни тепловых нейтронов τ от их глинистости $C_{гг}$.



1, 2, 3 – глинистость пластов (в %) соответственно 15, 20, 25;
газонасыщенность пластов (в %): I – 80%; II – 50%; III – водонасыщенные пласты
Рис.3. Зависимость расчетного времени жизни тепловых нейтронов τ от их пористости K_p .

С увеличением пористости (водородосодержания) и глинистости пластов среднее время жизни тепловых нейтронов уменьшается вследствие роста содержания водорода в единице объема пласта. В определенных диапазонах изменения глинистости (пористости) пластов значения τ постоянны. Так, например, при коэффициенте пористости $K_p = 15 - 20\%$ и глинистости пластов $C_{гл} = 20 - 25\%$ время жизни тепловых нейтронов $\tau = \text{const}$, что объясняется постоянным водородосодержанием пластов [2].

Значения τ не изменяются также против водоносных пластов разной пористости и глинистости. При $C_{гл} = 15\%$ и $K_p = 25\%$ время жизни тепловых нейтронов τ имеют примерно такие же величины, как и против пластов с $C_{гл} = 25\%$ и $K_p = 15\%$ [2].

Следовательно, в коллекторах, где между глинистостью и пористостью существует корреляционная зависимость, изменения среднего времени жизни тепловых нейтронов τ незначительны. Это относится, прежде всего, к водоносным и слабогазонасыщенным пластам, изменения τ против которых в зависимости от литологической неоднородности разреза значительно ниже, чем против газонасыщенных пластов с коэффициентом глинистости $K_r > 60 - 80\%$.

Влияние газонасыщенности пластов на изменение среднего времени жизни тепловых нейтронов ($\tau_{пл}$) тем выше, чем меньше глинистость пластов и выше пористость, т.е. чем лучше коллекторские свойства. С уменьшением газонасыщенности пластов при прочих равных условиях увеличивается их общее водородосодержание за счет замещения порового пространства пласта водой [1].

Отмеченные изменения средних времен жизни тепловых нейтронов τ в зависимости от колебаний коллекторских свойств пластов IV горизонта снижают эффективность оценки текущего насыщения пластов, насыщение которых изменяется в процессе разработки [4]. Степень вытеснения газа нефтью (водой) зависит от многих факторов, учесть которые сложно.

Рассмотрим распределение потока нейтронов во времени на задержках равных (или больше) 1000 мкс, при которых это распределение совпадает с миграцией нейтронов в однородной среде с параметрами $\tau_{пл}$ и коэффициента диффузии D [1].

Расчеты проведем при длине миграции равной

$$M = \sqrt{D \cdot \tau},$$

где D – коэффициент диффузии, τ – среднее время жизни нейтронов.

При отношении скоростей счета на зондах (φ) равном

$$\varphi = \frac{n_{L_M}}{n_{L_6}} \sim e^{\frac{L_6 - L_M}{M^2}},$$

где L_6 и L_M – длины большого и малого зонда, M – длина миграции.

При реальных значениях показаний на зондах АИНК [3]:

- длина большого зонда $L_6 = 54$ см;
- длина малого зонда $L_M = 32$ см;
- среднее время жизни нейтронов в горных породах $\tau_{гп} = 400$ мкс;
- среднее время жизни нейтронов в водонасыщенных породах $\tau_{вп} = 200$ мкс;
- коэффициент диффузии в горных породах $D_{гп} = 1,3 \cdot 10^5$ см²/сек,

что характерно для пластов IV горизонта.

Тогда для газового пласта отношение скоростей счета на зондах $\varphi = e^9$, а для водонасыщенного, либо нефтяного пласта эти отношения увеличиваются до $\varphi = e^{182}$. Из расчетов следует, что значение параметра φ резко увеличивается против пластов, насыщенных жидкостью и снижаются при замене жидкости на газ в пластовых условиях. Это происходит из-за существенных различий коэффициентов диффузии нейтронов в горных породах $D_{гп}$ и в водонасыщенных породах $D_{вп}$:

$$D_{гп}/D_{вп} = 10.$$

Отмеченное отличие нейтронных параметров, связанное с текущим насыщением пластов, позволяет использовать отношения скоростей счета на зондах φ как критерий для выделения пластов переменного насыщения.

Использование двух параметров (среднего времени жизни нейтронов и отношения скоростей счета на двух зондах, пропорционального коэффициенту диффузии) связывает эти значения против пластов однородного насыщения, поскольку следует одному тренду – снижению показаний с увеличением водородосодержания изучаемого разреза, связанного, например, с глинистостью пластов.

Для нефтяных либо обводненных пластов величина среднего времени жизни тепловых нейтронов связана с хлоросодержанием разреза (нефтенасыщенностью) в отличие от диффузии, величина которой связана с плотностью среды и скоростью оттока нейтронов от источника. Последнее приводит к ослаблению (нарушению) связи $\tau(\varphi)$ и характеризует либо обводненные, либо нефтяные пласты.

В качестве примера на рис. 4 представлено значение средних времен жизни тепловых нейтронов и параметр φ при временных исследованиях разреза по скважине №1705 Анастасиевско-Троицкого месторождения. Визуально отношение скоростей счета отмечается против газонасыщенных пластов и они тем меньше, чем выше их газонасыщенность.

В качестве примера в табл. 2 представлены значения $\tau_{пл}$ и параметра φ по скважине №1705 Анастасиевско-Троицкого месторождения при измерениях аппаратурой АИНК-43.

После вытеснения газа водой значение среднего времени жизни тепловых нейтронов τ снижается от 182–308 мкс (в 2015 году) до 163–202 мкс (в 2017 году). Отношение показаний на зондах φ увеличивается от 4–8,3 усл.ед. против газовых пластов до 7,7–10,3 усл.ед. в зависимости от остаточной водонасыщенности пласта и его глинистости, что подтверждает расчетные изменения величин отношений зондов.

Против газонасыщенных пластов имеет место распределение нейтронов с одновременной диффузией нейтронов в этих же пластах и соответствующие этому распределению высокие значения τ и низкие значения φ . При снижении газонасыщенности пластов (например, при вытеснении газа жидкостью) снижается скорость оттока нейтронов и их коэффициент диффузии.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ МЕЖФЛЮИДЕНЫХ
КОНТАКТОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТАХ...

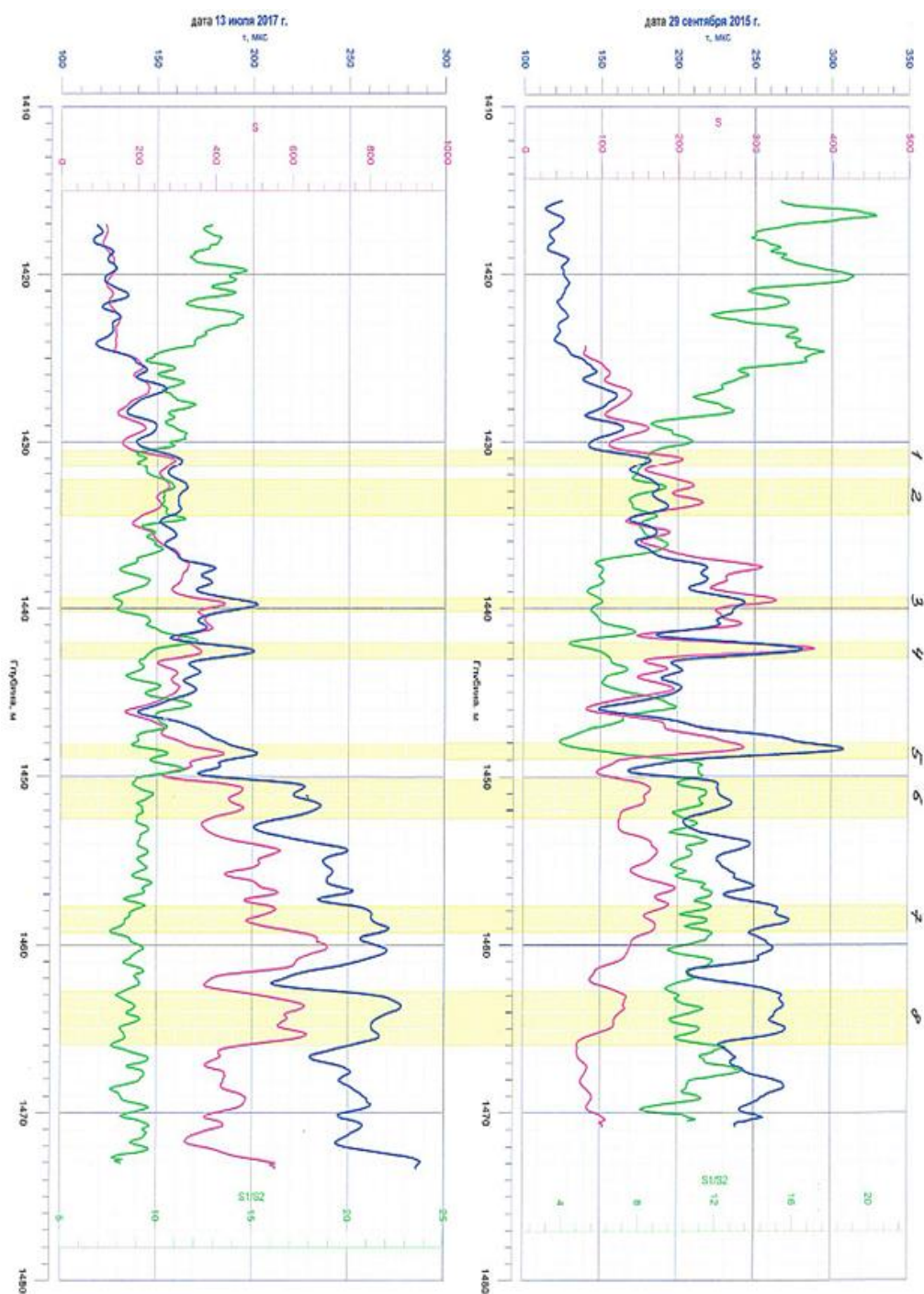


Рис. 4. Диаграммы двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа по скважине №1705

Изменение значений средних времен жизни тепловых нейтронов **Ошибка!**
Источник ссылки не найден. и параметра **Ошибка!** **Источник ссылки не найден.**
 при временных исследованиях разреза по скважине №1705
 Анастасиевско-Троицкого месторождения

Интервал, м	IV горизонт	Временные исследования, год						Коэффициент газонасыщенности начальный Кг нач, %	Коэффициент газонасыщенности текущий Кг тек, %	Глинистости пластов Ошибка! Источник
		2015 г.			2017 г.					
		τ	Φ	насыщение	τ	Φ	насыщение			
1430,5-1431,5	ВПГЧ	182	8,3	газ	163	9	вода	51,4	0,82	26
1432,3-1434,5	ВПГЧ	192	7,6	газ	164	10,3	вода	53,7	0,75	22,5
1439,4-1440,2	ВПГЧ	224	5,7	газ	202	7,7	вода	69	0,67	18,5
1442-1443	ВПГЧ	281	4,4	газ	200	9,2	вода	66	0,63	16,5
1448-1449	ОПЧ	308	4	газ	202	8,8	вода	67,6	0,63	16,5

При высоких значениях водородосодержания пластов (например, из-за глинистости) поток нейтронов снижается как за счет их замедления и рассеивания в пластах, так и за счет переменного газосодержания. Поэтому в обводненных интервалах, пластах с остаточным газосодержанием, следует ожидать наименьшие значения средних времен жизни тепловых нейтронов при высоких значениях параметра Φ . Область низких значений τ и высоких Φ определяет неоднозначность показаний связи $\tau(\Phi)$ и требует дополнительных критериев.

2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ФЛЮИДОВ В ПЛАСТАХ

В качестве критериев выделения флюидов в пластах [4] (на примере IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения) используются:

- НГК (относительный параметр) – предварительные данные по движению и вытеснению газа жидкостью на качественном уровне;
- τ – изменение нефтегазонасыщенности, включая количественную оценку;

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ МЕЖФЛЮИДЕВЫХ
КОНТАКТОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТАХ...**

- ϕ – оценка изменения параметра, характеризующая текущий тип флюида в пласте (газ, жидкость);
- интегральная кривая – качественные изменения газосодержания пласта, близкие к показаниям НГК.

На рис. 5 в качестве примера представлена диаграмма импульсного нейтронного каротажа (ИНК) по скважине №329 Анастасиевско-Троицкого месторождения, здесь положение газонефтяного контакта (ГНК) находится на отметке 1498 м, ниже располагается нефтенасыщенный пласт. В табл. 3 представлены критерии выделения текущего положения газовых и жидкостных пластов по этой же скважине.

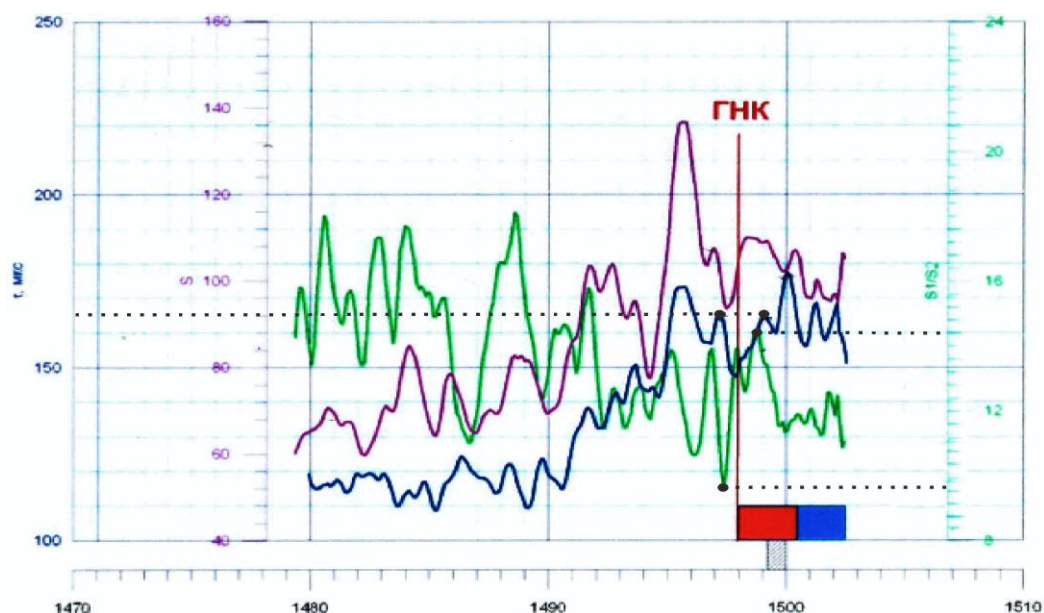


Рис. 3. Диаграмма ИНК по скважине №329 Анастасиевско-Троицкого месторождения

Таблица 3

Критерии выделения текущего положения газовых и жидкостных пластов по скважине №329 Анастасиевско-Троицкого месторождения

Пласты	Среднее время жизни тепловых нейтронов Ошибка! Источник ссылки не найден., мкс	Отношение показаний на зондах Ошибка! Источник ссылки не найден., усл.ед.	Интегральная кривая Ошибка! Источник ссылки не найден.
Газовый	165	9,5	1,6–2
Нефтяной	165	>14	<1,6

С увеличением объема исследований геофизические критерии могут измениться из-за влияния степени обводненности пластов и точности оценки неоднородности разреза (глинистости), изменений также могут быть связаны с размерами зондов (параметр **Ошибка! Источник ссылки не найден.**) и типа аппаратуры ИНК.

ВЫВОДЫ

Путем расчетов и физических предпосылок изучена возможность одновременного использования двух нейтронных параметров ИНК для разделения разнофазных флюидов (газ, жидкость) в нефтегазовом пласте на примере IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения.

Представлены диаграммы фактического использования нейтронных параметров ИНК для совместного применения при выделении разнофазных флюидов в нефтегазовом разрезе.

Определены геофизические критерии разделения газонасыщенных и жидкостных пластов с использованием показателей нейтронных методов на нефтегазовом объекте.

Список литературы

1. Кантор С.А., Кожевников Д.А., Поляченко А.Л., Шимелевич Ю.С. Теория нейтронных методов исследования скважин. М.: Недра, 1985. 241 с.
2. Шимелевич Ю.С., Кантор С.А., Школьников А.С., Попов Н.В., Иванкин В.П., Кедров А.И., Миллер В.В., Поляченко А.Л. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин. М.: Недра, 1976. 160 с.
3. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии. М.: Недра, 1974. 184 с.
4. Коноплев Ю.В. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений: Учеб. пособие. Краснодар: Изд-во Кубанский гос. ун-т, 2006. 207 с.

GEOPHYSICAL CRITERIA FOR ASSESSMENT OF FLUID CONTACTS IN PETROLEUM RESERVOIRS ON THE EXAMPLE OF THE IV HORIZON ANASTASIEVSKO-TROITSK FIELD

Zakharchenko E.I.¹, Konoplev Y.V.²

¹ *Kuban state University, Krasnodar, Russian Federation*

² *Oil and gas production expedition, Krasnodar, Russian Federation*
E-mail: evgenia-zax@yandex.ru, npe@mail.ru

The work is devoted to the substantiation of geophysical criteria for assessing inter-fluid contacts in oil and gas reservoirs on the example of the IV horizon of the Anastasievo-Troitskoye field.

Anastasievsko-Troitskoye field is the largest object of oil and gas production in the South of Russia, under the conditions of occurrence of layers it belongs to the unique oil and gas

fields of Russia. Due to the ambiguity of the allocation of the current position of gas-saturated layers in the oil and gas section by neutron gamma-ray logging, it seems appropriate to study the possibility of separation of multiphase reservoir fluids in other ways that are associated with the solution of this problem by substantiating the two neutron parameters recorded by pulsed neutron logging, such as the average lifetime of thermal neutrons and the ratio of counting rates on the two probes, proportional to the diffusion coefficient.

The possibility of simultaneous use of two neutron parameters and for separation of different-phase fluids (gas, liquid) in the oil and gas reservoir on the example of the IV horizon of the Anastasievsko-Troitskoye field is studied by calculations and physical assumptions. Diagrams of the actual use of neutron parameters of INC for joint application in the isolation of multiphase fluids in the oil and gas section are presented. Geophysical criteria of separation of gas-saturated and liquid formations using neutron methods at the oil and gas facility are determined.

Keywords: neutron parameters, pulsed neutron logging, isolation of various layers, geophysical criteria, IV horizon of Anastasievsko-Troitsky field, average lifetime of thermal neutrons, diffusion coefficient..

References

1. Kantor S.A., Kozhevnikov D.A., Poljachenko A.L., Shimelevich Ju.S. Teorija nejtronnyh metodov issledovaniya skvazhin (Theory of neutron methods of research of wells). Moscow, Izdatelstvo Nedra, 1985, 241 p. (in Russian).
2. Shimelevich Ju.S., Kantor S.A., Shkol'nikov A.S., Popov N.V., Ivankin V.P., Kedrov A.I., Miller V.V., Poljachenko A.L. Fizicheskie osnovy impul'snyh nejtronnyh metodov issledovaniya skvazhin (The physical basis of pulsed neutron methods of research of wells). Moscow, Izdatelstvo Nedra, 1976, 160 p. (in Russian).
3. Kozhevnikov D.A. Nejtronnye harakteristiki gornyh porod i ih ispol'zovanie v neftegazopromyslovoj geologii (Neutron characteristics of rocks and their use in oil and gas geology). Moscow, Izdatelstvo Nedra, 1974, 184 p. (in Russian).
4. Konoplev Ju.V. Geofizicheskie metody kontrolja za razabotkoj nefjtjanyh i gazovyh mestorozhdenij (Geophysical methods of control over the development of oil and gas fields). Krasnodar, Izdatelstvo Kuban state University, 2006, 207 p. (in Russian).

Поступила в редакцию 31.06.2019