

Состояние и перспективы оценки нефтенасыщенности и положения водонефтяного контакта в процессе геофизических исследований скважин

¹ПАК Дмитрий Юрьевич, к.т.н., доцент, pak_kargtu@mail.ru,

¹ПАК Юрий Николаевич, д.т.н., профессор, pak_gos@mail.ru,

^{1*}МАДИШЕВА Рима Копбосынқызы, PhD, и.о. доцента, rimma_kz@mail.ru,

¹ОТУБАЕВ Ильдар Тимирханович, магистрант, ildar_4mk@mail.ru,

¹Карагандинский технический университет, Казахстан, 100027, Караганда, пр. Н. Назарбаева, 56,

*автор-корреспондент.

Аннотация. Актуализируется проблема оценки нефтенасыщенности горных пород и положения водонефтяного контакта в процессе геофизических исследований скважин. Рассмотрены основные факторы, влияющие на определение флюидной насыщенности пород-коллекторов традиционными геофизическими методами. Дан анализ нейтронно-физических характеристик основных породообразующих элементов в контексте решения обозначенных задач импульсными нейтронными методами. Импульсный нейтронный углеродно-кислородный каротаж с измерением инструментальных сигналов о соотношении кальция/кремний учитывает изменчивость литологического состава горных пород при контроле положения ВНК. Описаны интерпретационное обеспечение различных модификаций импульсных нейтронных методов и пути повышения помехоустойчивости в изменяющихся скважинных условиях. Предложены усовершенствованные модификации импульсных нейтронных гамма-методов, позволяющие расширить сферу их применения за счет оптимизации параметров пространственно-энергетического и временного распределения вторичного излучения, включая декременты временного затухания, инверсионную временную зависимость интенсивности гамма-излучения и закономерности геохимического поведения естественных радионуклидов урана и тория.

Ключевые слова: импульсный нейтронный метод, нефтенасыщенность пласта, водонефтяной контакт, неупругое рассеяние, радиационный захват нейтронов, время жизни нейтрона, пористость, минерализация пластовых вод, C/O-каротаж.

Введение

Проблема контроля положения водонефтяного контакта (ВНК) и оценки нефтенасыщенности коллекторов остается одной из основных в процессе геофизических исследований нефтеразведочных скважин. Выделение нефтенасыщенных коллекторов, определение их эффективной мощности и положения ВНК важны при подсчете запасов углеводородного сырья. Как правило, при наличии переходной зоны за условное ВНК принимается уровень, где удельное сопротивление ее соответствует критической нефтенасыщенности. Обычно этот уровень соответствует точке, которая расположена выше нижней границы переходной зоны на 1-1,5 м – области, где переходная зона имеет критическое удельное сопротивление и водонасыщение.

Оценку флюидной насыщенности горных пород осуществляют путем соответствующих исследова-

ований отобранного кернового материала. Однако такая оценка не вполне достоверна, так как в процессе бурения керн пропитывается фильтратом бурового раствора.

Для определения нефтенасыщенности и положения флюидного контакта широко применяются различные геофизические методы. В наиболее простых случаях нефтенасыщенность оценивают по данным электрометрии, так как водоносные и нефтеносные пласты по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) имеют резкую дифференциацию. Однако абсолютные значения УЭС пласта являются сложной функцией, зависящей не только от флюидной насыщенности (вода, нефть, газ), но и от литологического состава пород и их пористости.

В процессе бурения скважин пористые и проницаемые породы, как правило, подвергаются значительным изменениям (растрескивание, про-

питка фильтратом бурового раствора), которые влекут за собой изменение их физических свойств. Образуется так называемая «ближняя зона», оказывающая влияние на результаты геофизических исследований скважин (ГИС).

Для разделения нефтеносных и водоносных коллекторов и оценки положения ВНК находят применение ядерно-геофизические методы, в частности нейтронные методы, использующие закономерности изменения нейтронно-замедляющих и нейтронно-диффузионных свойств пород от их литологического состава, пористости и характера насыщения [1-3].

Стационарный режим нейтронов и вторичного гамма-излучения, возникающего при различных взаимодействиях быстрых и тепловых нейтронов позволяет уверенно дифференцировать пласты разной флюидности лишь при условии высокой минерализации пластовых вод, высокой пористости и однотипности литологии. Это снижает информативность стационарных нейтронных методов.

Мировой опыт исследований скважин в контексте решения задач нефтепромысловой геофизики показывает существенный прогресс в развитии и применении импульсных нейтронных методов [4-6].

Физические предпосылки импульсной нейтроннометрии скважин. Принципиальная особенность импульсных нейтронных методов (ИНМ) по сравнению со стационарными нейтронными методами заключается в том, что можно отдельно оценить влияние нейтронно-физических параметров, в частности, выделить роль диффузионных параметров среды: времени жизни тепловых нейтронов – τ и коэффициента диффузии – D [7]. По сути, речь идет о ядерно-геофизических методах, основанных на исследовании простран-

ственно-временного и энергетического распределения вторичного излучения (тепловые нейтроны и гамма-кванты), возникающего под действием пульсирующего источника быстрых нейтронов.

Согласно теоретическим основам импульсных нейтронных методов [7], поле тепловых нейтронов при больших временах задержки практически не зависит от длины замедления нейтронов и определяется в основном временем жизни тепловых нейтронов и коэффициентом диффузии [7]. На время жизни тепловых нейтронов τ влияет нейтронно-поглощающая способность горной породы, а коэффициент диффузии определяется рассеивающими свойствами, зависящими от водородосодержания [8].

Если исследуются два пласта с различными поглощающими свойствами (τ_1, τ_2), то отношение плотностей нейтронов в них, измеренных спустя большое время задержки t после нейтронного импульса, будет

$$\frac{N_1(t)}{N_2(t)} = e^{-t(\frac{1}{\tau_1} - \frac{1}{\tau_2})}. \quad (1)$$

Из (1) следует, что если $\tau_1 > \tau_2$, то при $t \rightarrow \infty$ отношение $\frac{N_1}{N_2} \rightarrow \infty$.

Иными словами, можно добиться большой дифференциации в показании импульсного нейтронного метода при переходе от одного пласта к другому. Дифференцирующая способность стационарного нейтронного метода ограничивается величиной τ_2/τ_1 .

В таблице 1 приведены нейтронно-диффузионные параметры ряда минералов и пород.

Анализ табличных данных свидетельствует, что химический состав минералов в наибольшей степени влияет на величину τ , а коэф-

Таблица 1 – Нейтронные диффузионные характеристики

Минералы и горные породы	Состав (формула)	ρ , г/см ³	τ , мкс	$D \cdot 10^5$, см ² /с
Глинозем	Al ₂ O ₃	3,4	440	2,1
Каолин	Al ₂ O ₃ ·2SiO ₂ ·2H ₂ O	2,61	360	0,8
Монтмориллонит	Al ₂ O ₃ ·4SiO ₂ ·4H ₂ O	2,1	400	0,81
Глина	Al ₂ O ₃ – 29,7%, SiO ₂ – 45,0%, CaCO ₃ – 10,0%, Fe ₂ O ₃ – 4,08%, H ₂ O – 11,0%	-	400	2,56
Мергель	Глина – 50%, CaCO ₃ +CaMg(CO ₃) ₂ – 50%	-	530	2,8
Мергель	Глина – 15%, CaCO ₃ – 85%	-	600	2,1
Кварц	SiO ₂	2,65	1100	2,7
Кальцит	CaCO ₃	2,7	630	2,2
Доломит	CaMg(CO ₃) ₂	2,9	960	1,9
Гипс	CaSO ₄ ·2H ₂ O	2,3	250	0,6
Ангидрит	CaSO ₄	2,9	360	2,7
Вода	H ₂ O	1,0	207	0,36
Нафтеновые углеводороды	C _n H _{2n}	0,85	210	0,34

коэффициент диффузии определяется в основном водородосодержанием.

Наиболее широкий диапазон изменения τ отмечается у породообразующих минералов химического и биохимического происхождения. Наиболее узкий диапазон – у глинистых минералов. Аналогичные закономерности свойственны коэффициенту диффузии [8].

В ИНМ время жизни тепловых нейтронов служит одним из важнейших параметров для литологического расчленения горных пород и оценки флюидной насыщенности пластов. Четко прослеживается влияние литологии (песчаник, известняк, доломит) на время жизни тепловых нейтронов. Величина τ закономерно уменьшается для всех литологических разностей с повышением коэффициента пористости и минерализации пластовой воды (таблица 2). Смена воды нефтью эквивалентна уменьшению минерализации. Отсюда с ростом объемного содержания нефти ($C_n = K_n \cdot K_p$), где K_n – коэффициент нефтенасыщенности, K_p – коэффициент пористости, время жизни тепловых нейтронов увеличивается.

Эффективность импульсных нейтронных методов во многом зависит от правильного выбора методики измерений, в частности, размера зонда и временных характеристик в зависимости от литологии пород, изменчивости пористости и скважинных условий. В общем случае при больших временах задержки снижается влияние скважинных условий и повышается чувствительность метода к изменению поглощающих свойств горных пород. С этой точки зрения целесообразно выбирать большие значения t . При этом стоит отметить, что статистическая погрешность измерений с увеличением t возрастает.

При выборе оптимальных параметров зонда ИНМ следует учитывать, что с увеличением размера зонда, как правило, снижается искажающее

влияние скважинных условий и увеличивается дифференцирующая способность метода, а следовательно, повышается надежность в оценке диффузионных характеристик (D и τ) исследуемых пластов. При этом, как и в случае выбора оптимального времени задержки t , следует обеспечить достаточную статистическую точность измерения.

Таким образом, импульсными нейтронными методами, основанными на регистрации нестационарных полей тепловых нейтронов или вторичного гамма-излучения, создаваемых импульсным генератором быстрых нейтронов, измеряются: скорости счета N_i в заданных временных окнах при одном или нескольких временах задержки t_i ; декремент временного затухания потока регистрируемого излучения (нейтроны, гамма-кванты); величина отношения показаний двух зондов при разных длинах зонда и временных задержках [5].

Достаточно контрастно достоинства импульсных нейтронных методов в сравнении со стандартным НГК видны на рисунке, где представлены результаты исследования нефтепромысловой скважины при времени задержки 800 мкс и временном окне – (700-800) мкс [5].

В целом, ИНГК по сравнению с ИННК более помехоустойчив и перспективен при исследовании скважин с изменяющимися условиями [9].

Контроль ВНК по импульсной нейтронно-гамма спектрометрии.

Импульсный нейтронный гамма-метод имеет две модификации: импульсный нейтронный гамма-метод радиационного захвата тепловых нейтронов (ИНГМ-рз) и импульсный нейтронный гамма-метод неупругого рассеяния быстрых нейтронов (ИНГМ-нр).

При импульсном нейтронном гамма методе, как и при импульсном нейтрон-нейтронном методе, ведущим процессом переноса является

Таблица 2 – Время жизни тепловых нейтронов τ (мкс) для водоносных пластов песчаника, известняка и доломита при различной пористости пород и минерализации пластовой воды [8]

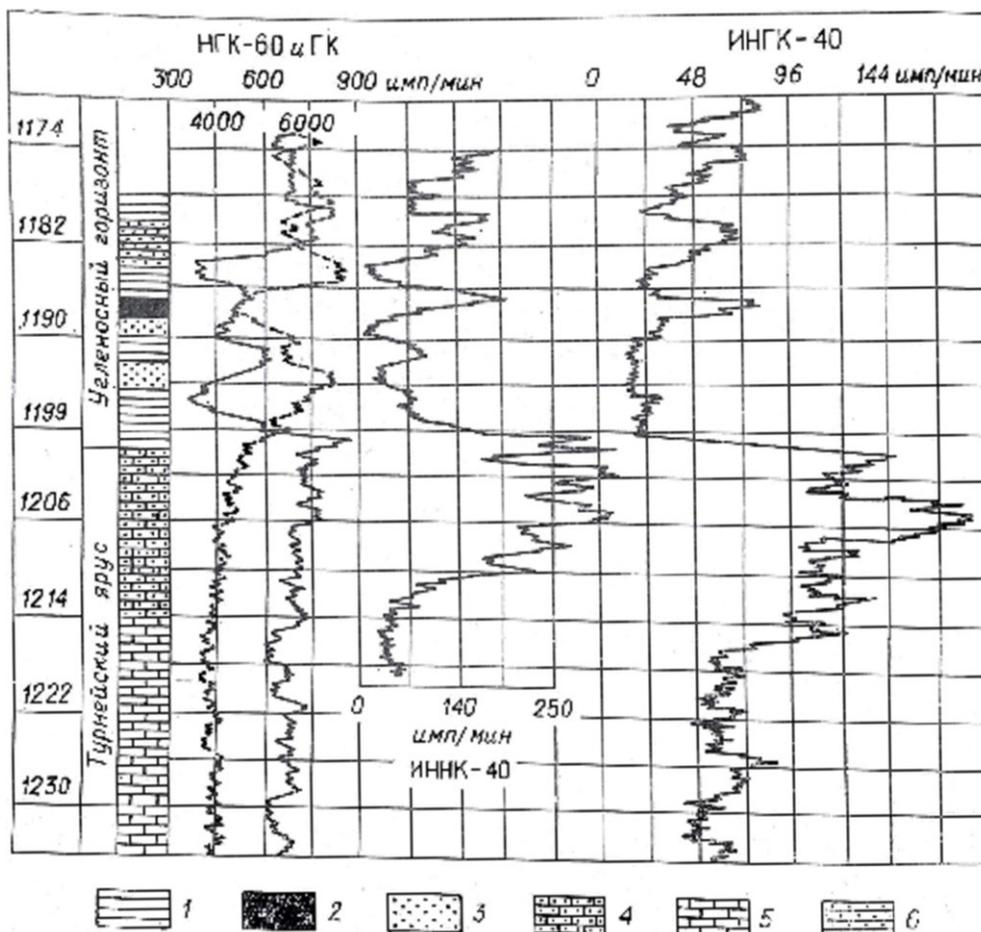
k_p	Минерализация пластовой воды, %					
	0	5	10	15	20	25
0,01	1050	1010	972	936	910	890
	615	610	590	573	557	542
	924	890	860	827	794	764
0,05	883	752	650	567	500	443
	570	513	463	420	380	347
	824	700	608	535	473	423
0,20	580	400	300	235	190	160
	427	330	258	210	174	148
	524	384	290	230	188	151
0,40	400	246	173	132	105	87
	323	223	162	126	100	84
	361	240	171	131	104	86

Примечание. В каждом столбце сверху вниз цифры соответствуют песчанику, известняку, доломиту

нестационарное замедление, диффузия и поглощение тепловых нейтронов. Это обуславливается тем, что поле нейтронов является источником гамма-излучения, которое в отличие от порождающих их тепловых нейтронов распространяется в породе практически мгновенно. В связи с чем в отдельных участках пространства тепловых нейтронов может еще не быть, а гамма-кванты уже имеются. Поэтому времена задержки при регистрации гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов могут не совпадать со време-

нем задержки, выбираемых при регистрации тепловых нейтронов в ИННМ. Различия в распределении нейтронов и гамма-квантов обусловлены в основном тем, что при ИНГМ-рз показания пропорциональны плотности тепловых нейтронов, усредненной по значительному объему, а показания ИННМ чувствительны к среде более локально [9]. Поэтому конструктивные особенности скважины и измерительного прибора влияют на показания ИНГК меньше, чем на показания ИННК.

В таблице 3 приведены основные характери-



1 – глина, 2 – нефтеносный песчаник, 3 – водоносный песчаник, 4 – нефтенасыщенные карбонатные породы, 5 – глинистые карбонатные породы, 6 – водоносные карбонатные породы

Диаграммы методов ядерного каротажа, записанные в одной из нефтепромысловых скважин

Таблица 3 – Основные нейтронные характеристики элементов

Элемент	Неупругое рассеяние		Радиационный захват	
	σ , барн	E, МэВ	σ , барн	E, МэВ
Углерод	0,45	4,43	~0	-
Кислород	0,32	6,1	~0	-
Кремний	0,46	1,78	0,16	4,93
Кальций	0,38	3,73	0,44	6,42
Железо	0,9	0,84	2,62	7,64
Водород	~0	-	0,33	2,23

стики гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) быстрых нейтронов и гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) тепловых нейтронов на ядрах основных породообразующих элементов.

Анализ представленных нейтронных-гамма характеристик показывает возможности ИНГМ разных модификаций для определения по разрезу скважин концентраций ряда индикаторных элементов: углерод, кислород, кремний, кальций.

Известный углеродно-кислородный каротаж (С/О) заключается в измерении величины отношения интенсивности ГИНР на ядрах углерода – С (4,43 МэВ) и кислорода – О (6,1 МэВ). Отличительная особенность ИНГМ-нр по величине С/О заключается в независимости результатов от величины минерализации пластовых вод. Такая независимость является преимуществом импульсного нейтронного С/О каротажа от ИННК, связанного с измерением времени жизни тепловых нейтронов в пластах разной насыщенности. Известный С/О каротаж по неупругому рассеянию быстрых нейтронов в варианте импульсного нейтронного метода с измерением соотношения Ca/Si частично решает проблему учета литологического состава коллекторов [10-11].

Известен усовершенствованный импульсный углеродно-кислородный метод, заключающийся в дополнительном измерении времени жизни тепловых нейтронов и нормировании текущих параметров N_c/N_o , N_{Ca}/N_{Si} , τ_i к показаниям опорного пласта [12]. Измеренное время жизни нейтронов τ зависит от скелета породы, его пористости и характера заполнения пор. Дифференцированное нормирование текущего времени жизни тепловых нейтронов τ_i к опорному пласту $\tau_{он}$ по величине $f_i = (\tau_i - \tau_{он})/\tau_{он}$, позволяет учесть нейтронно-поглощающие свойства исследуемого пласта в сравнении с опорным водонасыщенным пластом.

Величина отношения N_c/N_o характеризует насыщенность пласта соответствующим флюидом, а отношение N_{Ca}/N_{Si} несет информацию о литологической принадлежности пласта (песчаник, известняк). Дифференцированным нормированием измеренных отношений по величине

$$\Psi_i = \frac{\left(\frac{N_c}{N_o} \right)_i - \left(\frac{N_c}{N_o} \right)_{он}}{\left(\frac{N_{Ca}}{N_{Si}} \right)_i - \left(\frac{N_{Ca}}{N_{Si}} \right)_{он}}$$

и $f_i = (\tau_i - \tau_{он})/\tau_{он}$ и сравнением Ψ_i и f_i с априорно установленными граничными значениями $\Psi_{гп}$ и $f_{гп}$, определяющими принадлежность пласта, определяют положение водонефтяного контакта.

Опыт применения многозондовых нейтронных методов (ИНГК, С/О-каротаж) показал возможность оценки газонасыщенности на осно-

ве параметра дефицита водородосодержания (ГИНР). Основным интерпретационным параметром ИНГК в двухзондовой модификации является макроскопическое сечение радиационного захвата тепловых нейтронов (сигма-каротаж). Оценка коэффициента нефтенасыщенности пласта возможна при минерализации пластовых вод более 50 г/л. Опытно-промышленные испытания ядерно-геофизической аппаратуры на объектах АНК «Башнефть» показали ее эффективность при исследовании обсаженных скважин старого фонда [13].

Расширить сферу применения импульсного нейтронного гамма метода и повысить достоверность оценки положения ВНК можно путем дополнительного измерения интенсивности естественного гамма-излучения урана и тория. Такая необходимость обусловлена тем, что нефть, газ и вода залегают в литологически разных горных породах: песчаники, алевролиты, аргиллиты, карбонаты. Их вещественно-минералогический состав характеризуется значительной изменчивостью. Интенсивности естественного гамма-излучения урана и тория зависят от содержания этих радиоактивных элементов в породах. Распространение радиоактивных элементов в петрографическом ряде: песчаники-алевролиты-аргиллиты-доломиты подчиняется фундаментальной закономерности геохимического поведения радионуклидов.

На большом статистическом материале (анализ естественной радиоактивности керна и гамма-спектрометрического измерения радиоактивности пород) установлено, что наиболее дифференцирующим параметром, контрастно определяющим литологическую принадлежность пласта-коллектора, служит величина отношения интенсивностей гамма-излучения урана (~1,76 МэВ) и тория (~2,61 МэВ). Величина данного отношения N_U/N_{Th} меняется в 4,1 раза для пород с максимальной литологической разностью.

Дифференцированное нормирование текущего отношения интенсивностей гамма-излучения урана и тория по величине

$$\phi_i = \frac{\left(\frac{N_U}{N_{Th}} \right)_i - \left(\frac{N_U}{N_{Th}} \right)_{он}}{\left(\frac{N_U}{N_{Th}} \right)_{он}}$$

где $(N_U/N_{Th})_{он}$ – отношение интенсивностей урана и тория в опорном пласте, позволяет с высокой достоверностью оценивать литологическую принадлежность пласта, а следовательно, учесть нейтронные характеристики в сравнении с опорным водонасыщенным пластом.

Интенсивности естественного гамма-излучения урана и тория измеряют в короткие временные интервалы при времени задержки, сопоставимом с периодом следования нейтронных импульсов.

Нормирование измеренных отношений по величине

$$\Psi_i = \frac{\left(\frac{N_c}{N_o} \right) \left(\frac{N_{Ca}}{N_{Si}} \right)_i - \left(\frac{N_c}{N_o} \right) \left(\frac{N_{Ca}}{N_{Si}} \right)_{он}}{\left(\frac{N_c}{N_o} \right) \left(\frac{N_{Ca}}{N_{Si}} \right)_{он}}$$

на показания опорного пласта делают результаты способа инвариантными к переменной пористости и литологии [14]. На основе комплексной интерпретации результатов ГИС и пластопересечений с известными данными о насыщенности пласта устанавливают граничные значения Ψ_{ip} и Φ_{ip} , определяющие положение ВНК. Принадлежность пласта к нефтеносному или водоносному определяют путем сравнения измеренных текущих значений Ψ_i и Φ_i с граничными значениями. На примере нефтяного месторождения Узень найдены граничные значения, которые могут меняться при смене аппаратуры, опорного пласта и условий измерений.

Практический интерес представляет развитие теоретико-интерпретационного обеспечения импульсного нейтронного каротажа, в частности, вопросы декомпозиции временных сигналов ИНК и метрологии определения декремента затухания плотности тепловых нейтронов, обоснования методики поквантовой интерпретации каротажных диаграмм импульсных нейтронных методов, расчета аппаратурных спектров гамма-излучения при импульсном нейтронном гамма-каротаже с использованием метода Монте-Карло [15].

Успешному внедрению импульсных нейтронных методов исследования скважин способствуют программно-методические комплексы оценки и обработки сигналов ИНК, включающие: время жизни тепловых нейтронов или декремент затухания плотности тепловых нейтронов, коэффициент пористости, глинистость, литологию [16]. Эти программные комплексы дополняются методическими рекомендациями по первичной обработке материалов ГИС, выбору комплекса методов с учетом геолого-технических условий, метрологическому обеспечению измерений и оценке качества и т.д.

На основе детального анализа пространственного и временного распределения гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов от пластов различной насыщенности (нефтенасыщенный, водонасыщенный) и пористости авторами предложен инновационный подход к оценке нефтенасыщенности (положение водонефтяного контакта), суть которого сводится к установлению инверсионной зависимости интенсивности ГИРЗ от времени задержки после нейтронного импульса. Особенностью временных зависимостей $N(t)$ является их пересечение для пластов разной насыщенности. При небольшой временной задержке t , когда плотности нейтронов в нефтеносном и водоносном пластах различаются незначительно, показания в водоносном пласте выше, чем в не-

фтеносном. Обратная картина наблюдается при значительных временах задержки.

Разностно-нормированное отношение величины W как интерпретационного параметра, в котором используются показания N_1 при времени задержки t_1 , менее инверсионной t_{in} , показания N_2 при времени задержки t_2 , более t_{in} и показания способа N_n при времени задержки t_n , будет более дифференцированным к насыщению пласта (вода или нефть), менее зависимым от пористости, литологии и скважинных условий. Положение водонефтяного контакта оценивают путем сравнения измеренных отношений

$$W_i = \frac{N_1(t_1) - N_2(t_2)}{N_n(t_n)}$$

с априорно установленными граничными значениями W_{ip} , определяющими принадлежность пласта. Граничные значения интерпретационного параметра W_{ip} могут меняться при смене аппаратуры, временных задержках, опорных пластов и условий измерений.

Существенный прогресс в индустрии ядерно-геофизического приборостроения наметился за последние десятилетия. Для оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов через обсадную колонну все реже используются стационарные приборы нейтронных методов с радионуклидными ампульными источниками, популярные в 70-80-х годах прошлого столетия. Передовые предприятия нефтегазовой отрасли широко используют импульсные генераторы нейтронов, обеспечивающие более высокую точность геофизических измерений, что делает импульсную нейтронную технику многофункциональной. Ярким подтверждением этого служит опыт применения малогабаритного прибора импульсной нейтронной гамма-спектрометрии PULSAR производства компании «Шлюмберже» [6-17]. В составе прибора импульсный генератор нейтронов, алмазный счетчик быстрых нейтронов и три детектора гамма-квантов. Малогабаритный прибор (диаметр 44 мм) позволяет проводить исследования в колоннах малого диаметра, а также через насосно-компрессорные трубы (НКТ) с решением многих задач: выделение коллекторов, оценка их пористости, водонасыщенности, определение положений флюидальных контактов, определение текущей нефте-и газонасыщенности коллекторов, поиск пропущенных залежей нефти (газа), мониторинг вытеснения нефти (газа).

Обозначенные задачи решаются на основе получения максимального числа интерпретационных параметров через обсадную колонну (НКТ): элементный и минералогический состав пород, водородосодержание, макроскопические сечения захвата тепловых нейтронов, упругого рассеяния быстрых нейтронов, углерод-кислородное отношение C/O, содержание органического углерода. Инновационная особенность данной аппаратуры состоит в измерении параметра макросечения

упругого рассеяния быстрых нейтронов за счет использования сцинтилляционного детектора с кристаллом из иттрий-алюминиевого перовскита [18-19]. Высокая чувствительность к атомарной плотности среды позволяет контрастно отличать породы различной флюидности.

Заключение

Обзор опытных исследований показывает, что интерес к развитию и применению импульсных нейтронных методов в геолого-геофизической отрасли возрастает во всем мире. Казахстан располагает значительными ресурсами нефти, газа, угля и других полезных ископаемых. Изучение и ввод в эксплуатацию новых месторождений полезных ископаемых в сложных горно-геологических условиях и на больших глубинах требует новых методических решений и технико-технологических подходов.

Высокая чувствительность импульсных нейтронных методов, сравнительно низкий уровень помех и принципиальные возможности их учета обеспечивают эффективность их массового применения при разведке месторождений полезных ископаемых. Потенциальные возможности импульсных нейтронных методов далеко не исчерпаны. Создание мощных импульсных генераторов нейтронов, высокопрецизионной наносекундной техники и спектрометров с высоким энергетическим разрешением позволит реализовать экспрессный многоэлементный анализ состава горных пород и получить объемную информацию о геологическом разрезе. Все это послужит основой дальнейшего повышения эффективности поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, их комплексной оценки и повышения степени извлечения из недр нефти, газа, угля и руд металлов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Резванов Р. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1982. – 368 с.
2. Y.N. Pak, D.Y. Pak. Nuclear technologies in geologic-geophysical studies. Karaganda. 2017. – 321 p.
3. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений / Ф.А. Алексеев, И.В. Головацкая, Ю.А. Гулин и др. М.: Недра, 1978. – 359 с.
4. A method for determining density based on gamma ray and fast neutron detection using a Cs2LiYCl6 detector in neutron-gamma density logging // Zhang Feng, Zhang Robin, P. Gardne, Huizhong Yan, Guoli Wu, Lili Tian, Qian Chen, Youngzhou Ti // Applied Radiation and Isotopes, 2018, v. 142, pp. 77-84.
5. Филиппов Е.М. Ядерная геофизика. Т.2. Нейтронметрия и комплексирование методов ядерной геофизики – Новосибирск: Изд-во Наука. Сибирское отд., 1973. – 400 с.
6. Rose D., Zhou T., Beekman S., Quinlan T. et al. An Innovative Slim Pulsed Neutron Logging Tool. SPWLA, 18-22. June, 2015.
7. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин / Ю.С. Шимелевич, С.А. Кантор, А.С. Школьников и др. М.: Недра, 1976. – 160 с.
8. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии. – М.: Недра, 1974. – 184 с.
9. Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика / Под редакцией В.М. Запорожца. М.: Недра, 1978. – 247 с.
10. Пак Ю.Н., Пак Д.Ю., Смагулова А.Б. Оценка текущей нефтенасыщенности по данным импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа // Труды университета. 2016. № 2. С. 46-50.
11. Хаматдинов Р.Т., Велижанин В.А., Германский В.Г. С/О каротаж – перспективная основа современного геофизического мониторинга нефтяных месторождений // Каротажник. 2004. Вып. 12-13, С. 3-24.
12. Патент Республики Казахстан, № 25152. Способ определения водонефтяного контакта / Пак Ю.Н., Пак Д.Ю., Романов А.А., Бычков В.Г., 2011, Бюл. № 12.
13. Габбасова А.О., Мишанов М.М., Судничникова Е.В. Опыт применения многозондовых нейтронных методов каротажа в обсаженных скважинах // НТВ Каротажник. Тверь: Изд-во АИС, 2018. Вып. 8 (290). С. 54-65.
14. Патент Республики Казахстан, № 32532. Способ определения водонефтяного контакта в процессе геофизических исследований скважины / Пак Ю.Н., Пак Д.Ю., Есендосова А.Н., Смагулова А.Б., 2016, Бюл. № 23.
15. Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б. Развитие теоретико-интерпретационного обеспечения импульсного нейтронного каротажа // Геофизика. 2014. № 3. С. 32-40.
16. Блюменцев А.М., Урманов Э.Г., Поляченко А.Л. Последние разработки ГНЦ РФ ВНИИГЕО-Систем» в области обработки и интерпретации данных ядерно-геофизических методов исследований нефтегазовых скважин // НТВ Каротажник. Тверь: Изд-во АИС, 2013. Вып. 1. С. 121-126.
17. Черных И.А., Чухлов А.С., Бурсин И.Н., Филимонов А.Ю. Опыт применения малогабаритного прибора ИНГК-с PULSAR на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь» для количественной оценки минералогического состава и коллекторских свойств пластов, определение характера насыщения // Там же. 2020. Вып. 4. С. 45-59.
18. Zhou T., Rose D., Quinlan T., Thornton J., Lukman A., et al. Fast Neutron Cross-Section Measurement Physics and Applications. SPWLA, 25-29 June, 2016.
19. Хачатурян Б.В., Векленко Л.Е., Бурсин И.Н. и др. Опыт применения малогабаритного прибора PULSAR для выявления пропущенных газонасыщенных интервалов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств через обсадную колонну // НТВ Каротажник, 2018. Вып. 12. С. 43-67.

Мұнайдың қанығуын және ұңғымаларды каротаждау процесіндегі су-мұнай байланысының жағдайын бағалаудың жағдайы мен перспективалары

¹ПАК Дмитрий Юрьевич, т.ф.к., доцент, pak_kargtu@mail.ru,

¹ПАК Юрий Николаевич, т.ф.д., профессор, pak_gos@mail.ru,

¹*МАДИШЕВА Рима Копбосынқызы, PhD, доцент м.а., rimma_kz@mail.ru,

¹ОТУБАЕВ Ильдар Тимирханович, магистрант, ildar_4mk@mail.ru,

¹Қарағанды техникалық университеті, Қазақстан, 100027, Қарағанды, Н. Назарбаев даңғылы, 56,

*автор-корреспондент.

Аңдатпа. Ұңғымаларды каротаждау процесінде тау жыныстарының мұнайға қанығуын және су-мұнай жанасуының орнын бағалау мәселесі жаңартылуда. Қабат жыныстарының сұйыққа қанығуын дәстүрлі геофизикалық әдістермен анықтауға әсер ететін негізгі факторлар қарастырылады. Көрсетілген есептерді импульстік нейтрондық әдістермен шешу контекстінде негізгі таужыныс түзуші элементтердің нейтронды-физикалық сипаттамаларына талдау берілген. Кальций/кремний арақатынасы туралы аспаптық сигналдарды өлшеу арқылы импульстік нейтронды көміртегі-оттегі каротажы судың жанасу орнын бақылау кезінде тау жыныстарының литологиялық құрамының өзгермелілігін ескереді. Импульстік нейтрондық әдістердің әртүрлі модификацияларына интерпретациялық қолдау және өзгермелі ұңғыма жағдайында шуға төзімділікті жақсарту жолдары сипатталған. Импульстік нейтронды гамма әдістерінің жетілдірілген модификациялары ұсынылды, бұл қайталама сәулеленудің кеңістіктік-энергетикалық және уақытша таралу параметрлерін оңтайландыру арқылы олардың қолдану аясын кеңейтуге мүмкіндік береді, оның ішінде уақытша әлсіреу азаюы, қарқындылығының инверсиялық уақытқа тәуелділігі, гамма-сәулелену, табиғи уран мен торий радионуклидтерінің геохимиялық әрекеті.

Кілт сөздер: импульстік нейтрондық әдіс, қабаттың мұнайға қанығуы, мұнай-су байланысы, серпімді емес шашырау, радиациялық нейтронды ұстау, нейтронның өмір сүру ұзақтығы, кеуектілік, қабат суының тұздылығы, C/O-каротаж.

Status and Prospects for Assessing Oil Saturation and the Position of the Water-Oil Contact in the Process of Well Logging

¹PAK Dmitriy, Cand. of Tech. Sci., Associate Professor, pak_kargtu@mail.ru,

¹PAK Yuri, Dr. of Tech. Sci., Professor, pak_gos@mail.ru,

¹*MADISHEVA Rima, PhD, Acting Associate Professor, rimma_kz@mail.ru,

¹OTUBAYEV Ildar, master student, ildar_4mk@mail.ru,

¹Karaganda Technical University, Kazakhstan, 100027, Karaganda, N. Nazarbayev Avenue, 56,

*corresponding author.

Abstract. The problem of assessing the oil saturation of rocks and the position of the water-oil contact in the process of well logging is being updated. The main factors influencing the determination of the fluid saturation of reservoir rocks by traditional geophysical methods are considered. An analysis of the neutron-physical characteristics of the main rock-forming elements in the context of solving the indicated problems by pulsed neutron methods is given. Pulsed neutron carbon-oxygen logging with measurement of instrumental signals about the calcium/silicon ratio takes into account the variability of the lithological composition of rocks when controlling the position of the water contact. Interpretation support for various modifications of pulsed neutron methods and ways to improve noise immunity under changing well conditions are described. Improved modifications of pulsed neutron gamma methods are proposed, which make it possible to expand the scope of their application by optimizing the parameters of the spatial-energy and temporal distribution of secondary radiation, including temporal attenuation decrements, the inversion time dependence of the intensity of gamma radiation, and the geochemical behavior of natural uranium and thorium radionuclides.

Keywords: pulsed neutron method, reservoir oil saturation, oil-water contact, inelastic scattering, radiative neutron capture, neutron lifetime, porosity, formation water salinity, C/O-logging.

REFERENCES

1. Rezvanov R. Radioactive and other non-electric research methods wells. – Moscow: Nedra, 1982. – 368 p.
2. Y.N. Pak, D.Y. Pak. Nuclear technologies in geological-geophysical studies. Karaganda. 2017. – 321 p.
3. Nuclear geophysics in the study of oil fields / F.A. Alekseev, I.V. Golovatskaya, Yu.A. Gulin and others. Moscow: Nedra, 1978. – 359 p.
4. A method for determining density based on gamma ray and fast neutron detection using a Cs2LiYc16 detector in neutron-gamma density logging // Zhang Feng, Zhang Robin, P. Gardne, Huizhong Yan, Guoli Wu, Lili Tian, Qian Chen, Youngzhou Ti // Applied Radiation and Isotopes, 2018, v. 142, pp. 77-84.
5. Filippov E.M. Nuclear geophysics. T.2. Neutronometry and integration of methods of nuclear geophysics – Novosibirsk: Nauka Publishing House. Siberian department, 1973. – 400 p.
6. Rose D., Zhou T., Beekman S., Quinlan T. et al. An Innovative Slim Pulsed Neutron Logging Tool. SPWLA, 18-22. June, 2015.
7. Physical foundations of pulsed neutron well survey methods / Yu.S. Shimelevich, S.A. Kantor, A.S. Shkolnikov and others. Moscow: Nedra, 1976. – 160 p.
8. Kozhevnikov D.A. Neutron characteristics of rocks and their use in oil and gas field geology. – Moscow: Nedra, 1974. – 184 p.
9. Downhole nuclear geophysics. Handbook of Geophysics / Edited by V.M. Zaporozhets. Moscow: Nedra, 1978. – 247 p.
10. Pak Yu.N., Pak D.Yu., Smagulova A.B. Estimation of the current oil saturation according to pulsed spectrometric neutron gamma ray logging // Proceedings of the University. 2016, no. 2, pp. 46-50.
11. Khamatdinov R.T., Velizhanin V.A., Germansky V.G. C/O logging – a promising basis for modern geophysical monitoring of oil fields // Karotazhnik. 2004, no. 12-13, pp. 3-24.
12. Patent of the Republic of Kazakhstan, No. 25152. Method for determining oil-water contact / Pak Yu.N., Pak D.Yu., Romanov A.A., Bychkov V.G., 2011, Bull. No. 12.
13. Gabbasova A.O., Mishanov M.M., Sudnichnikova E.V. Experience in the use of multiprobe neutron logging methods in cased wells // NTV Karotazhnik. Tver: AIS Publishing House, 2018, no. 8 (290), pp. 54-65.
14. Patent of the Republic of Kazakhstan, No. 32532. Method for determining the oil-water contact in the process of well logging / Pak Yu.N., Pak D.Yu., Esendosova A.N., Smagulova A.B., 2016, Bull. No. 23.
15. Polyachenko A.L., Polyachenko L.B. Development of theoretical and interpretation support for pulsed neutron logging // Geophysics. 2014, no. 3, pp. 32-40.
16. Blumentsev A.M., Urmanov E.G., Polyachenko A.L. The latest developments of the State Scientific Center of the Russian Federation VNIIGEO-System» in the field of processing and interpretation of data from nuclear geophysical methods for studying oil and gas wells // NTV Karotazhnik. Tver: AIS Publishing House, 2013, no. 1, pp. 121-126.
17. Chernykh I.A., Chukhlov A.S., Bursin I.N., Filimonov A.Yu. Experience in using the small-sized device INGK-s PULSAR at the fields of OOO Lukoil-Perm for the quantitative assessment of the mineralogical composition and reservoir properties of reservoirs, determining the nature of saturation // Tam zhe. 2020, no. 4, pp. 45-59.
18. Zhou T., Rose D., Quinlan T., Thornton J., Lukman A., et al. Fast Neutron Cross-Section Measurement Physics and Applications. SPWLA, June 25-29, 2016.
19. Khachatryan B.V., Veklenko L.E., Bursin I.N. et al. Experience in using the small-sized PULSAR tool to identify missed gas-saturated intervals and evaluate their reservoir properties through the casing // NTV Karotazhnik. 2018, no. 12, pp. 43-67.