

УДК 550.832.53
МРНТИ 38.57.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>

Получена: 16.09.2024.

Одобрена: 10.12.2024.

Опубликована: 31.12.2024.

Оригинальное исследование

Новая технология интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии для контроля состояния цемента при любом заполнении скважин

Л.Б. Поляченко, А.Л. Поляченко, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов

Институт нефтегазовых технологий «ГеоСпектр», г. Москва, Россия

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В статье представлена новая технология интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии (далее – ННК-Ц) скважин месторождений углеводородного сырья, разработанная Институтом нефтегазовых технологий «ГеоСпектр» (Россия). Технология ННК-Ц предназначена для контроля качества цементирования скважин; состояния, целостности и герметичности цементной крепи любого типа и плотности (в т.ч. лёгкого цемента) при любом заполнении скважин (жидкостью, газом, смесью), применима на всех стадиях жизни нефтяных и газовых скважин – от строительства до эксплуатации, в последнем случае – без их глушения и извлечения насосно-компрессорных труб. ННК-Ц свободна от известных серьезных ограничений стандартных (традиционных) методов гамма-гамма и акустической цементометрии.

Цель. Целью метода ННК-Ц является оперативная и экономически дешёвая оценка состояния целостности / разрушенности цементной крепи любых действующих скважин. По сравнению с ННК-Ц, стандартные методы цементометрии непригодны для этого, поскольку они неприменимы для облегченных цементов, а также в скважинах с насосно-компрессорными трубами или с газовым заполнением.

Материалы и методы. Научные основы, методика и программно-интерпретационное обеспечение ННК-Ц разработаны с помощью математического моделирования. Метод тестирован и опробован путем сопоставления с данными измерений на реальных скважинах.

Результаты. Метод ННК-Ц протестирован в 12 и опробован более чем в 20 скважинах, где показал хорошее согласие со стандартными методами цементометрии и сравнимую с ними высокую точность оценки цемента. В промышленных условиях подтверждена возможность количественной оценки цемента в условиях, недоступных стандартной цементометрии: в скважинах с насосно-компрессорными трубами, газонаполненных скважинах и при цементаже облегченными цементами. Технология ННК-Ц была успешно применена в РК на нефтегазоконденсатных месторождениях Кожасай и Алибекмола и подземном хранилище газа «Бозой».

Заключение. Технология обеспечивает оперативное получение достоверной, точной и экономически рентабельной информации о качестве цементирования строящихся скважин; состоянии, целостности и герметичности цементной крепи (цементного кольца) скважин эксплуатационного фонда.

Ключевые слова: нейтрон-нейтронная цементометрия, цементная крепь, контроль цементирования, облегченный цемент, диагностика состояния цемента, целостность цементного камня, герметичность скважины.

Как цитировать:

Поляченко Л.Б., Поляченко А.Л., Егурцов С.А., Иванов Ю.В. Новая технология интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии для контроля состояния цемента при любом заполнении скважин // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 98–111.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>.

UDC 550.832.53
CSCSTI 38.57.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>

Received: 16.09.2024.

Accepted: 10.12.2024.

Published: 31.12.2024.

Original article

New Integral Neutron-Neutron Logging for Cement Integrity Analysis of any backfilling.

Lyudmila B. Polyachenko, Anatoly L. Polyachenko, Sergey A. Egurtsov,
Yury V. Ivanov

Oil & Gas Technology Institute «Geo-Spectrum», Moscow, Russia

ABSTRACT

Background: The article presents a new technology of integral neutron-neutron logging technology for cement integrity analysis (hereinafter – NNL-C) of wells in hydrocarbon fields, developed by GeoSpectr Oil and Gas Technology Institute (Russia). NNL-C is designed to ensure the quality of well cementing focusing on the condition, integrity and leak tightness of any type and density of cement casing (including light cement). It can be used in any kind of well filling whether liquid, gas, or a mixture. NNL-C is applicable at all stages of the oil and gas well lifecycle – from construction to operation – without well-kill operation and tubing removal. This technology is free from the major limitations of standard (conventional) gamma-gamma and acoustic logging techniques for cement integrity evaluation.

Aim: The purpose of the NNL-C is to offer a prompt and cost-effective evaluation of the integrity or failure of cementing in any active wells. In contrast to NNL-C, the standard methods for analyzing cement integrity are inadequate for this purpose, as they cannot be applied to lightweight cement, tubing wells, or gas-filled wells.

Materials and methods: The science behind, methodology, and interpretation software for NNL-C were developed employing mathematical modeling. This technology has been tested against measurement data from real wells.

Results: The NNL-C method was tested in 12 and tried in more than 20 wells, demonstrating a good correlation with standard methods and achieving high accuracy of cement-bond logging. The possibility of quantifying cement under field conditions was confirmed in scenarios where standard cement-bond logging techniques are typically not applicable, such as in tubing wells, gas-filled wells, and during the use of lightweight cement. The NNL-C technology has been successfully implemented in Kazakhstan at the Kozhasai and Alibekmola oil and gas condensate fields, as well as the Bozoi underground gas storage facility.

Conclusion: The technology provides reliable, accurate, and cost-effective information on the quality of cementing of wells under construction such as condition, integrity and tightness of cementing (cement sheath) of production wells.

Keywords: *neutron-neutron cement-bond logging; cement sheath; cementing control; lightweight cement; cement diagnostics; cement integrity; well tightness.*

To cite this article:

Polyachenko LB, Polyachenko AL, Egurtsov SA, Ivanov YV. New Integral Neutron-Neutron Logging for Cement Integrity Analysis of any backfilling. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):98–111. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>.

ӨОЖ 550.832.53

FTAXP 38.57.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>

Қабылданды: 16.09.2024.

Мақұлданды: 10.12.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Ұңғымаларды кез келген толтыру кезінде цементтің күйін бақылауға арналған интеграцияланған нейтронды-нейтрондық цементометрияның жаңа технологиясы

Л.Б. Поляченко, А.Л. Поляченко, С.А. Егурцов, Ю.В. Иванов

«ГеоСпектр» мұнай-газ технологиялары институты, Мәскеу қаласы, Ресей

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мақалада «ГеоСпектр» (Ресей) Мұнай және газ технологиялары институты әзірлеген көмірсутекті кен орындарының ұңғымаларының интеграцияланған нейтронды-нейтрондық цементометриясының (бұдан әрі – ННК-Ц) жаңа технологиясы ұсынылған. ННК-Ц технологиясы ұңғымаларды цементтеу сапасын бақылауға арналған; ұңғымаларды кез келген толтыру үшін (сұйықтық, газ, қоспа) кез келген түрдегі және тығыздықтағы (жеңіл цементті қоса алғанда) мұнай және газ ұңғымаларының қызмет етуінің барлық кезеңдерінде қолданылатын цемент қаптамасының жай-күйі, тұтастығы және герметикалығы – құрылыстан пайдалануға дейін, соңғы жағдай – оларды бітмей және сорғы-компрессор құбырларын алып тастамай. ННК-Ц стандартты (дәстүрлі) гамма-гамма және акустикалық цементометрия әдістерінің белгілі елеулі шектеулерінен бос.

Мақсаты. ННК-Ц әдісінің мақсаты кез-келген қолданыстағы ұңғымалардың цемент бекіткішінің тұтастығы / бұзылу жағдайын жедел және экономикалық арзан бағалау болып табылады. ННК-Ц-мен салыстырғанда, цементометрияның стандартты әдістері бұл үшін жарамсыз, өйткені олар жеңіл цементтерге, сондай-ақ сорғы-компрессорлық құбырлары бар немесе газбен толтырылған ұңғымаларға қолданылмайды.

Материалдар мен әдістер. ННК-Ц ғылыми негіздері, әдістемесі және бағдарламалық-интерпретациялық қамтамасыз етілуі математикалық модельдеу көмегімен әзірленген. Әдіс нақты ұңғымалардағы өлшеу деректерімен салыстыру арқылы сыналған.

Нәтижелері. ННК-Ц әдісі 12 ұңғымада сыналған және 20-дан астам ұңғымаларда сыналған, онда ол стандартты цементометрия әдістерімен жақсы келісімді және цементті бағалаудың салыстырмалы жоғары дәлдігін көрсетті. Кәсіпшілік жағдайларда стандартты цементометрияға қол жетімсіз жағдайларда цементті сандық бағалау мүмкіндігі расталды: сорғы-компрессорлық құбырлары бар ұңғымаларда, газ толтырылған ұңғымаларда және жеңілдетілген цементтермен цементтеу кезінде. ҚР-да Қожасай және Әлібекмола мұнай-газ конденсаты кен орындарында және "Бозой" жерасты газ қоймасында ННК-Ц технологиясы сәтті қолданылды.

Қорытынды. Технология салынып жатқан ұңғымаларды цементтеу сапасы; пайдалану қорының ұңғымаларының цемент бекіткішінің (цемент сақинасының) жай-күйі, тұтастығы және герметикалығы туралы сенімді, дәл және экономикалық тиімді ақпаратты жедел алуды қамтамасыз етеді.

Негізгі сөздер: нейтрон-нейтрондық цементометрия, цемент бекіткіші, цементтеуді бақылау, жеңіл цемент, цемент күйін диагностикалау, цемент тасының тұтастығы, ұңғыманың тығыздығы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Поляченко Л.Б., Поляченко А.Л., Егурцов С.А., Иванов Ю.В. Ұңғымаларды кез келген толтыру кезінде цементтің күйін бақылауға арналған интеграцияланған нейтронды-нейтрондық цементометрияның жаңа технологиясы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4. 98–111 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108782>.

Введение

Плановые сроки промышленной разработки крупных месторождений углеводородного сырья составляют десятки лет. Это предопределяет актуальность проблемы поддержания инфраструктурных объектов месторождений в безопасном и работоспособном состоянии. Их важнейшей частью является фонд скважин.

Для обеспечения выполнения им своего функционального назначения проводится цементирование обсадных колонн нефтегазовых скважин, преследующее три главные цели: первая – разобщение нефте-, газо- и водонесных горизонтов для изоляции их друг от друга, исключения межпластовых перетоков, предотвращения смешивания флюидов, обеспечение максимально длительного периода безводной добычи углеводородов; вторая – повышение общей конструкционной прочности (цементирование скважин снижает влияние на обсадные трубы сил, возникающих при подвижках пород) и обеспечение целостности; третья – защита металлических труб скважины от коррозионного воздействия вмещающей среды.

В процессе строительства скважин возникают проблемы с контролем качества цементирования лёгкими и облегчёнными цементами, когда стандартные гамма-гамма (далее – ГГК-Ц) и акустическая (далее – АКЦ) цементометрии «не работают».

При эксплуатации скважины подвергаются различным внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям технологического и геологического характера. В результате этого в цементной крепи скважины (цементном кольце) могут формироваться дефекты объёмно-контактного типа: вертикальные каналы и трещины, кольцевые микрозазоры на границах с обсадной колонной и горными породами, разрывы сплошности, каверны и др. В итоге нарушается герметичность затрубного пространства, возникают межпластовые и межколонные (затрубные) перетоки. Пустотное пространство цемента заполняется флюидом (газ, вода, нефть, рапа, их смеси). Мигрируя по каналам в цементном камне, флюид может выйти на поверхность. Возникает угроза обеспечению промышленной и экологической безопасности. В связи с этим контроль технического состояния и конструкционной целостности цементной крепи скважин требует особого внимания.

Одним из важнейших показателей технического состояния скважин является целостность их цементной крепи (цементного кольца), которое может быть охарактеризовано комплексом параметров: сцеплением цементного камня с колонной и вмещающей породой, ин-

тегральной заполненностью затрубного и межколонного пространства цементным камнем, наличием дефектов объёмного типа и их заполненностью флюидом, наличием проявления межколонных давлений, движением флюида по заколонному пространству, заполненностью дефектов флюидом.

Для контроля технического состояния цементной крепи скважин применяются специальные методы геофизических исследований (далее – ГИС), получившие общее название «цементометрия». Стандартными (традиционными) методами цементометрии, входящими в обязательный комплекс ГИС для изучения качества цементирования колонн и состояния цементного кольца за колонной в обсаженных скважинах, являются плотностной ГГК-Ц и АКЦ, однако у них есть ряд ограничений, которых не имеет НКК-Ц.

Сравнение НКК-Ц с традиционными методами цементометрии. Место НКК-Ц в контроле цементирования строящихся скважин и диагностике

Наиболее широко распространённый в скважинной геофизике метод ГГК-Ц с использованием селективных гамма-дефектомеров-толщиномеров (далее – СГДТ) физически основан на эффекте плотностной контрастности – существенном превышении плотности цементного камня ($PL_{\text{цем}}$) над плотностью вытесненной им скважинной жидкости ($PL_{\text{ж}}$), причём примерно не менее чем на $0,4 \text{ г/см}^3$ (1):

$$PL_{\text{цем}} > PL_{\text{ж}} + 0,4 \quad (1)$$

Таким образом, если принять максимальный диапазон $PL_{\text{ж}}$ от $0,9$ до $1,3 \text{ г/см}^3$, ГГК-Ц неприменим при $PL_{\text{цем}} < 1,3-1,7 \text{ г/см}^3$.

Метод АКЦ как с отечественными приборами типа АКЦ [1, 2], так и с аппаратурой Schlumberger типа DSLT, USIT, IBS¹ [3] физически основан на регистрации акустических характеристик среды в звуковом и ультразвуковом диапазоне, что позволяет фиксировать прежде всего сцепления цементного камня с колонной и в меньшей степени с породой, а также наличие или отсутствие цементного камня и – на качественном уровне – степень его разрушенности.

Оба метода, ГГК-Ц и АКЦ, в современном приборном исполнении позволяют с высокой точностью изучать качество цементирования скважин на этапе их строительства и капитального ремонта. Однако, учитывая физику методов и массогабаритные характеристики данных скважинных приборов, даже такие вы-

¹ DSLT – прибор цифрового акустического каротажа, состоит из зонда акустического каротажа и картриджа акустического цифрового каротажа; USI – ультразвуковой имиджер, проверяет состояние обсадной колонны и качество сцепления цемента с колонной по всей длине окружности колонны; IST – изоляционный сканер, применяется для оценки цементирования, сочетает традиционный метод эхозондирования с новой ультразвуковой техникой (построение изображения волн изгиба) для точной оценки любого вида цемента

сокотехнологичные инструменты не лишены недостатков, в частности:

1) область применения данных методов ограничена скважинами с извлечёнными насосно-компрессорными трубами (далее – НКТ) и заполненными жидкостью, при этом исключается возможность их применения в скважинах, заполненных газом или газожидкостной смесью малой либо неоднородной плотности, что типично для газоконденсатных объектов;

2) они неприменимы (за исключением изоляционного сканера IST) при использовании цемента с пониженной плотностью ($PL_{\text{цемент}} < 1,4 \text{ г/см}^3$); это означает, что они неприменимы для всех марок лёгких и облегчённых цементах ($PL_{\text{цемент}} < 1,4\text{--}1,6 \text{ г/см}^3$), а применимы только для обычных ($PL_{\text{цемент}} \approx 1,75\text{--}1,95 \text{ г/см}^3$) и утяжелённых ($PL_{\text{цемент}} \approx 2\text{--}2,2 \text{ г/см}^3$) типов цемента;

3) для корректной оценки цемента эти методы требуют учета пористости (K_p) и насыщения пород-коллекторов ($K_{\text{нр}}$), которые также влияют на показания зондов цементометрии и которые желательно получать теми же физическими методами и в той же спуско-подъёмной операции (далее – СПО). Однако K_p и $K_{\text{нр}}$ достоверно известны далеко не всегда, но даже когда они известны, то измеряются в другой СПО и другими приборами, работающими «на пласт», что усложняет технологию этих видов цементометрии в целом, требует увязки по глубине каротажных кривых в обеих СПО, комплексной интерпретации их данных и в итоге снижает достоверность результатов;

4) применение приборов АКЦ, кроме вышеперечисленных недостатков, имеет высокие требования к подготовке ствола скважин к проведению ГИС в части очистки внутренней поверхности стенки эксплуатационной колонны и однородности жидкости глушения, что влечёт за собой существенное увеличение затрат времени и стоимости подготовительных работ.

Институтом нефтегазовых технологий «ГеоСпектр» в рамках развиваемой научно-технологической платформы предложен и разработан мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж (далее – ММНК) [4], опробован и применяется на практике новый метод цементометрии – ННК-Ц, ставший основой технологии интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии для контроля состояния цемента любого типа и плотности, при любом заполнении скважин (жидкостью, газом, смесью), применимый на всех стадиях жизни скважин от их строительства до эксплуатации, а также свободный от указанных выше недостатков классических методов ГГК-Ц и АКЦ [5].

ННК-Ц реализуется теми же двухзондовыми установками нейтронного каротажа (далее – 2ННК-Т, 2ННК-Нт), которые входят в приборы ряда ММНК, работающие «на пласт», с использованием тех же данных измерений, но обрабатываемых по другим алгоритмам.

Отсюда вытекает ещё одно важное технологическое преимущество реализующего его аппаратно-методического комплекса (далее – АМК) ММНК: за одну СПО АМК позволяет исследовать одновременно и пласт, и цемент, в то время как и ГГК-Ц, и АКЦ для этого нужно по два СПО с двумя разными приборами [1, 2].

Еще одно достоинство ННК-Ц по сравнению с ГГК-Ц и АКЦ состоит в том, что этот алгоритм оценки цемента не требует знания K_p и $K_{\text{нр}}$ пласта, которые бывают неизвестны или плохо неизвестны, внося определённую ошибку в оценку состояния цемента.

Перечисленные выше качества характеризуют ННК-Ц как потенциально наиболее универсальный метод цементометрии интегрального типа.

Необходимо отметить, что поскольку предложенный метод ННК-Ц использует радионуклидные источники, изотропно излучающие быстрые нейтроны, в настоящее время он может быть реализован только в интегральном варианте, т.к. реализация им азимутальной развёртки для изучения распределения цемента по периметру на практике пока невозможна из-за высокой проникающей способности быстрых нейтронов и трудности их коллимации. Данное ограничение снижает детальность исследований метода ННК-Ц относительно акустических методов, но позволяет его использовать на безальтернативной основе для оперативной диагностики в условиях действующих скважин без их глушения и извлечения НКТ.

Результатом ННК-Ц служит цементограмма объёмной доли цементного камня ($C_{\text{ем}}$) от всего затрубного пространства в каждом кванте глубины протяженностью 10 или 20 см. Величина $C_{\text{ем}}$ является интегральным показателем степени целостности цемента, а величина $1-C_{\text{ем}}$ – интегральным показателем разрушенности цемента или доли его изначального отсутствия при цементировании.

Метод ННК-Ц решает задачи контроля качества цементного строящихся скважин и диагностики состояния, целостности и герметичности цементного камня в скважинах эксплуатационного фонда. Это две разные задачи и по смыслу, и по постановке. Качество цементирования строящихся скважин оценивается сразу после их крепления, когда измерения проводятся в скважине с промывочной жидкостью, а в прискважинной зоне пласта (далее – ПЗП) в пределах глубинности нейтронного каротажа поровое пространство пласта еще заполнено фильтратом бурового раствора (далее – ФБР). В скважинах эксплуатационного фонда нужно оценивать состояние и целостность цементного кольца при любом текущем заполнении скважин (газ / жидкость / смесь), когда зона проникновения ФБР давно расформировалась, и ПЗП может быть заполнена любым флюидом, в т.ч. с переменной по радиусу насыщенностью вследствие техно-

генных нарушений и воздействий за историю скважины.

Для решения задачи оценки качества цементирования в условиях скважин действующего эксплуатационного фонда метод ННК-Ц является более предпочтительным не только по экономическим соображениям, но и потому что только в режиме незаглушенной скважины возможно более достоверно решать задачи, связанные с выявлением межколонных и межпластовых перетоков флюидов по зазорам и пустотам цементного камня. После глушения скважин процессы перетоков и их последствий, в т.ч. межколонные давления, не проявляются, и выявление причин их появления, как правило, невозможно. Кроме того, состояние цементного камня в прискважинной зоне пласта (далее – ПЗП) бывает причиной снижения проектных показателей по добыче, и выявление данных фактов также возможно только в естественных условиях пласта без влияния на ПЗП жидкости глушения.

Ниже рассматриваются основные аспекты ННК-Ц как метода ГИС.

Физические основы ННК-Ц

Физической основой ННК-Ц является значительная контрастность по водородосодержанию (W) между цементным камнем ($W_{\text{цем}}$) с $W_{\text{цем}} \approx 0,4$ и флюидами в затрубном пространстве, находившимися там или попавшими туда из пласта, водородосодержание которых ($W_{\text{фл}}$) обычно сильно отличается от цементного $W_{\text{цем}}$. Из-за этого эффект некачественности цементного кольца, т.е. заполненных флюидами пустот в нём, заметно меняет среднее водородосодержание затрубного пространства скважины $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ в зависимости от доли цемента Сем или от доли заполненных флюидом пустот $1-\text{Сем}$ в нем. Величина и изменения $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ уверенно фиксируются нейтронными зондами ННК благодаря их высокой чувствительности к изменению концентрации водорода в любой из зон системы «скважина – пласт», в данном случае затрубья.

В строящихся скважинах флюид в затрубном пространстве – это промысловая жидкость (далее – ПЖ) с водородосодержанием ($W_{\text{пж}}$) $W_{\text{пж}} \approx 1$, оставшаяся там в местах некачественного цементатажа. В зрелых и старых скважинах этот флюид – пластовая вода с водородосодержанием ($W_{\text{вод}}$) $W_{\text{вод}} \approx 1$ или газ из пласта с водородосодержанием ($W_{\text{газ}}$) $W_{\text{газ}} \approx 0,01-0,05$, и оба этих флюида могут заполнять трещины и пустоты в разрушающемся цементном камне (здесь и ниже водородосодержание всех зон и веществ выражается, как обычно, в единицах водородосодержания пресной воды, принимаемой за 1).

Контрастность по водородосодержанию ($\Delta W_{\text{фл}}$) в паре «цемент – флюид» (2) для вышеперечисленных флюидов (промысловая жидкость ($\Delta W_{\text{пж}}$), пластовой воды ($\Delta W_{\text{вод}}$) и газа ($\Delta W_{\text{газ}}$)) имеет примерно следующие значения: $\Delta W_{\text{пж}} \approx \Delta W_{\text{вод}} \approx -0,6$; $\Delta W_{\text{газ}} \approx 0,37$.

$$\Delta W_{\text{фл}} = W_{\text{цем}} - W_{\text{фл}} \quad (2)$$

Таким образом, она всегда является большой по абсолютной величине, а для жидкостей и газов $\Delta W_{\text{фл}}$ имеет ещё и разные знаки. Оба эти свойства водородной контрастности $\Delta W_{\text{фл}}$ – большая величина и смена знака при переходе от жидкости к газу – благоприятны для метода ННК-Ц, т.к. увеличивают его чувствительность и надёжность определения доли цемента Сем .

Если цемент замещает промысловую жидкость с $W_{\text{пж}} \approx 1$ (или в него внедряется пластовая вода с $W_{\text{вод}} \approx 1$), то $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ при объёмной доле Сем в нем приближённо равно (3):

$$\begin{aligned} W_{\text{затр}}(\text{Сем}) &\approx \text{Сем} \cdot W_{\text{цем}} + (1-\text{Сем})W_{\text{пж}} \approx \\ &\approx W_{\text{пж}} + \Delta W_{\text{пж}} \cdot \text{Сем} \approx 1-0,6\text{Сем} \end{aligned} \quad (3)$$

Это означает, что фактически измеряемое $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ с ростом Сем в затрубье от 0 до 100% линейно уменьшается с высоким коэффициентом чувствительности, равным контрастности $\Delta W_{\text{пж}} \approx -0,6$. При этом водородосодержание затрубья падает от $W_{\text{затр}}(0) \approx W_{\text{пж}} \approx 1$ до $W_{\text{затр}}(100\%) \approx W_{\text{цем}} \approx 0,4$, обеспечивая максимальную дифференциацию в 2,5 раза. Показания зондов ННК при этом существенно возрастают.

Если в цемент внедряется газ из пласта с типовым $W_{\text{газ}} \approx 0,03$, то $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ с объёмной долей Сем в нём примерно равно (4):

$$\begin{aligned} W_{\text{затр}}(\text{Сем}) &\approx \text{Сем} \cdot W_{\text{цем}} + (1-\text{Сем})W_{\text{газ}} \approx \\ &\approx W_{\text{газ}} + \Delta W_{\text{газ}} \cdot \text{Сем} \approx 0,03+0,37\text{Сем} \end{aligned} \quad (4)$$

Это значит, что в газоносных пластах происходит всё наоборот: измеряемое $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ с ростом Сем от 0 до 100% линейно увеличивается с коэффициентом чувствительности, равным контрастности $\Delta W_{\text{газ}} \approx 0,37$, при этом $W_{\text{затр}}$ резко меняется от $W_{\text{затр}}(0) \approx W_{\text{газ}} \approx 0,03$ до $W_{\text{затр}}(100\%) \approx W_{\text{цем}} \approx 0,4$, т.е. в 13 раз. Показания зондов ННК при этом значительно уменьшаются.

Описанное выше поведение $W_{\text{затр}}(\text{Сем})$ и показаний ННК при заполнении пустот в цементном кольце жидкостью или газом позволяют решить обратную задачу по оценке показателя его целостности Сем . Потенциал ННК-Ц при использовании большего числа нейтронных зондов разных типов содержит возможность определить также и тип флюида,

внедрившегося в цемент, и тем самым характер насыщения ПЗП.

Обращаем внимание на следующую важную физическую особенность метода ННК-Ц: при изменении C_{em} в затрубье за счёт внедрения в него флюидов меняется не только $W_{затр}(C_{em})$, но и его средняя плотность ($PL_{затр}(C_{em})$), на чём основана цементометрия ГГК-Ц. Однако, в отличие от ГГК-Ц, вариации плотности $PL_{затр}(C_{em})$ влияют на показания ННК-Ц настолько слабо и по абсолютной величине, и по сравнению с $W_{затр}(C_{em})$, что ими оказалось возможным фактически пренебречь. Это доказано точными расчётами прямых задач ННК-Ц для разнообразных геолого-технических условий (далее – ГТУ) с помощью математического моделирования.

Приведём пример. Пусть при цементаже буровой раствор / (далее – ПЖ) с плотностью 1 г/см^3 замещается облепчённым цементом одинаковой с ним плотности 1 г/см^3 . $PL_{затр} = \text{const} = 1 \text{ г/см}^3$ и не меняется с увеличением C_{em} в нём с 0 до 100%. Тем не менее по расчётам показания разных зондов 2ННК-Нт и 2ННК-Т при этом существенно возрастают, что может происходить только из-за уменьшения $W_{затр}(C_{em})$. При этом одно уменьшение плотности исходного цементного камня ($PL_{цем}$) во всём интервале от тяжёлого $\sim 2 \text{ г/см}^3$ до лёгкого $\sim 0,9 \text{ г/см}^3$ приводит лишь сравнительно к незначительному росту чувствительности ННК к показателю C_{em} . Это означает, что выделять и оценивать C_{em} в скважинах с облепчённым цементом несколько легче, чем с обычным и тяжёлым цементом. Причина этого в том, что скорость изменения $W_{затр}(C_{em})$ равна контрастности водородосодержаний обеих сред (5), которая тем больше, чем легче цемент, т.к. концентрация водорода в цементе пропорциональна его плотности:

$$|\Delta W_{ж}| = W_{ж} - W_{цем}(C_{em}, PL_{цем}) \quad (5)$$

Теоретическая разработка метода ННК-Ц

Обоснование возможностей и разработка алгоритмов количественной оценки C_{em} в затрубном пространстве скважин методом ННК-Ц производилось на основе математического моделирования показаний зондов 2ННК-Нт и 2ННК-Т аппаратуры ряда ММНК методом Монте-Карло по программе MCNP5 [6] и секционно-многогрупповым методом по программе POLE (разработка Института нефтегазовых технологий «ГеоСпектр») [7]. Были рассмотрены два типа заполнения затрубного пространства, не занятого цементным камнем: жидкостью (ПЖ или пластовая вода) и газом. Сначала метод ННК-Ц был разработан теоретически на основе обширных расчётов показаний 2ННК Нт

и 2ННК-Т с различным набором длин зондов, которые охватили широкий круг ГТУ:

- скважины, эксплуатационные колонны и НКТ различных диаметров и толщин, в геометриях с НКТ и без неё;
- различные заполнения скважины – газом, промывочной жидкостью и (в небольшом объёме) газовой смесью;
- максимально широкий интервал пористостей пласта $K_n = 0-40\%$;
- газо- и водонасыщенные пласты с коэффициентами газонасыщенности (K_r) в максимальном диапазоне от 0 до 0,85, реально встречающимся на практике;
- интервал изменения минерализации пластовой воды ($C_{пл}$) $C_{пл} = 0-250 \text{ г/л}$;
- цементные камни с плотностью в интервале $PL_{цем} = 0,9-2 \text{ г/см}^3$, охватывающие все типы лёгких, облепчённых и обычных цементов;
- C_{em} в затрубном пространстве скважин менялась в максимальном диапазоне от 0 до 100%.

Как известно, зонды ННК весьма чувствительны к водонасыщенной пористости K_n и газонасыщенности K_r пласта, но в меньшей степени к состоянию цемента. Естественно, что в методе ННК-Ц именно вариации K_n и K_r пласта выступают одними из главных «помех». Поэтому при создании метода одна из трудных задач состояла в нахождении (конструировании) таких функционалов от показаний зондов ММНК, чувствительность которых к C_{em} максимальна, а к параметрам пласта (K_n , K_r) – минимальна. Такое математическое преобразование (функционал) было найдено – это нормализация обратных показаний малого нейтронного зонда к большому, в результате которой нормализованные зонды совпадают при целом цементе и различаются при разрушенном / некачественном цементе, причём это положение сохраняется при всех значениях K_n и K_r пласта.

Пример эффективности этого преобразования приведен на рис. 1, где показаны зависимости обратных показаний малого (J_{mz}) и большого J_{bz} зондов ННК-Т от K_n после нормализации малого зонда к большому при решении задачи оценки качества цементирования в строящихся скважинах.

На рис. 1 нормализованные кривые $1/J_{mz, \text{норм}}$ и $1/J_{bz}$ практически совпадают при целом цементе $C_{em} = 100\%$ (кривые 1 и 3) и существенно расходятся при полностью отсутствующем цементе $C_{em} = 0$ (2 и 4), а при частичном разрушении цемента расхождение пропорционально величине C_{em} . Из графиков можно также увидеть ещё одну важную особенность ННК-Ц: относительная разность кривых 2 и 4 приближённо постоянна и почти не зависит от K_n . Последнее позволяет ввести измеряемый функционал от показаний

$Si[J_i]$, равный относительной разности нормализованных обратных показаний двух зондов 2ННК (6), который пропорционален показателю разрушенности / некачественности цементного камня (1-Сем), не зависит или слабо зависит от K_n и K_p , меняется от 0 до 1 при изменении Сем от целого до отсутствующего. Константа $K1$ находится из расчётов Монте-Карло, она различна для разных приборов ММНК и ГТУ и готовится заранее.

$$Si = K1 * (1/J_{мз,норм} - 1/J_{бз}) / (1/J_{мз,норм} + 1/J_{бз}) \sim 1 - Сем \quad (6)$$

Для некоторых условий, например, для больших диаметров (D_c) скважин $D_c \geq 243$ мм более подходящим функционалом Si , характеризующим разрушенность / некачественность цемента (1-Сем) и слабо зависящим от K_n и K_p , будет абсолютная разность нормализованных обратных показаний двух зондов ННК (7):

$$Si = K2 * (1/J_{мз,норм} - 1/J_{бз}) \quad (7)$$

Тогда искомый показатель Сем выражается через функционал Si следующей формулой (8):

$$Сем = (1 - Si) * 100\% \quad (8)$$

Для практического применения метода ННК-Ц необходимо знать, как в алгоритме интерпретации следует реализовать ключевую операцию нормализации показаний малого и большого зондов 2ННК. На основе анализа обширных расчётов Монте-Карло было установлено, что нормализация математически должна представлять из себя возведение обратных показаний малого зонда в некоторую положительную степень α . Оказалось, что α зависит от класса ГТУ и от типа прибора ММНК. Найти α можно двумя способами: 1) точно и априори – путём расчёта по Монте-Карло баз данных α (ГТУ) для требуемой области ГТУ, объёмом от одной скважины до месторождения (в последнем случае это может быть очень трудоёмким); 2) приближенно и онлайн – кросс-плотным способом по измеренным данным 2ННК в исследуемом интервале данной скважины, что вполне оперативно.

На рис. 2 приведён пример теоретического кросс-плота, рассчитанного методом Монте-Карло для зондов надтепловых нейтронов 2ННК-Нт прибора ряда ММНК, который построен в координатах « $J_{нт,мз} - J_{нт,бз}$ » («скорость счёта малого зонда – скорость счёта большого зонда») в двойном логарифмическом масштабе. Данный кросс-плот демонстрирует, что точки, соответствующие хорошему цементу, находятся приближённо на одной прямой линии, которая описывается уравнением линейной регрессии в этих координатах (9):

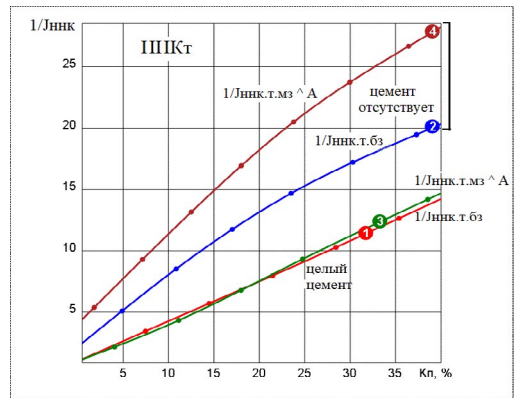


Рисунок 1. Теоретические зависимости обратных показаний малого и большого зондов ННК-Т от пористости K_n после нормализации малого зонда к большому

Figure 1. Theoretical dependences of the inverse readings of the small and large NNL-C probes on the porosity K_p after normalization of the small probe to the large probe

Решается задача оценки качества цементирования в новых строящихся обсаженных скважинах. Обсаженная скважина диаметром 216 мм с эксплуатационной колонной 168 мм и НКТ 73 мм, заполнена водой, $PL_{цем}$ за эксплуатационной колонной составляет 1,8 г/см³. Зависимости рассчитаны методом Монте-Карло (ниже индекс «ННК» в показаниях J опускается).

The problem of cementing quality evaluation in new cased wells under construction is to be addressed. A 216 mm diameter cased well with 168 mm production casing and 73 mm tubing is filled with water, PL_{cem} behind the production casing is 1.8 g/cm³. Dependencies are calculated by Monte Carlo method (below the NNL index in J readings is omitted).

$$\log J_{bz} = \alpha \log J_{mz} + B \quad (9)$$

где угловой коэффициент α и есть искомая степень, в которую при нормализации надо возводить обратные показания малого зонда.

На рис. 3 аналогичный кросс-плот построен по данным скважинных измерений двухзондовым прибором 2ННК-Т в координатах « $J_{т,мз} - J_{т,бз}$ » («скорость счёта малого зонда – скорость счёта большого зонда») в двойном логарифмическом масштабе. На кросс-плоте нижняя касательная прямая соответствует хорошему состоянию цемента. По ней степень α определяется описанным выше способом.

Онлайн-нахождение степени α кросс-плотным способом обычно является приближённым, поскольку кросс-плот не всегда имеет определённую форму и/или не всегда содержит достаточное количество точек для однозначного построения касательной и вычисления α как её углового наклона. Поэтому если ГТУ в исследуемой скважине известны, то точнее определять искомую степень α априори расчётным способом. Но когда это

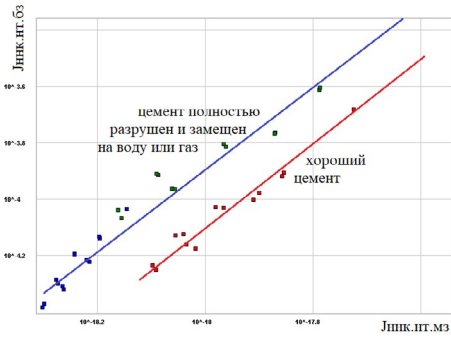


Рисунок 2. Теоретический кросс-плот в координатах «скорость счёта малого зонда $J_{\text{ННК.т.мз}}$ – скорость счёта большого зонда $J_{\text{ННК.т.бз}}$ » в двойном логарифмическом масштабе, рассчитанный методом Монте-Карло для прибора 2ННК-Нт
Figure 2. Theoretical crossplot in coordinates “small probe count rate $J_{\text{NNL.mz.nt}}$ – large probe count rate $J_{\text{NNL.bz.nt}}$ ” in double logarithmic scale, calculated by Monte Carlo method for the 2NNL-T tool

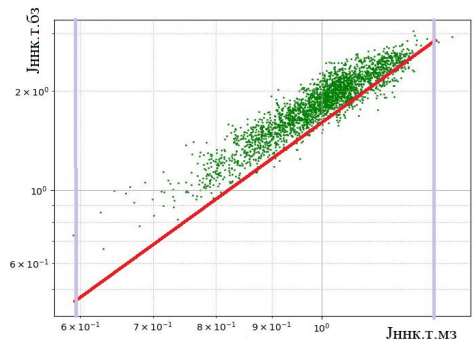


Рисунок 3. Кросс-плот в координатах «скорость счёта малого зонда $J_{\text{т.мз}}$ – скорость счёта большого зонда $J_{\text{т.бз}}$ » в двойном логарифмическом масштабе, построенный по реальным измерениям в скважине прибором 2ННК-Т
Figure 3. Cross-plot in coordinates “small probe count rate $J_{\text{t.mz}}$ – large probe count rate $J_{\text{t.bz}}$ ” in double logarithmic scale, plotted based on real measurements in the well by 2NNL-T device

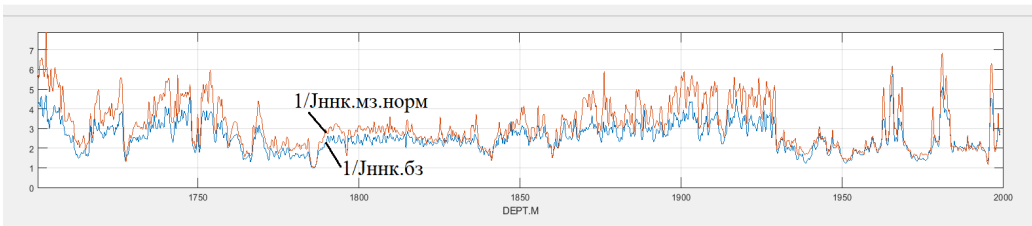


Рисунок 4. Пример нормализованных кривых обратных скоростей счёта малого и большого зондов тепловых нейтронов прибора 2ННК-Т
Figure 4. Example of normalized curves of inverse count rate curves of small and large thermal neutron probes of the 2NNL-T tool

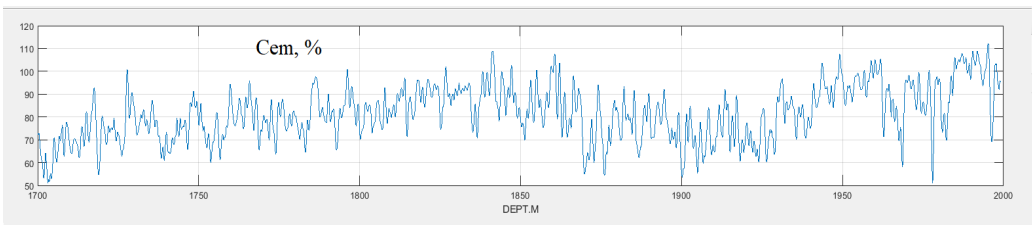


Рисунок 5. Пример результата расчета целостности цемента Cem за эксплуатационной колонной с использованием двухзондового прибора 2ННК-Т
Figure 5. Example of integrity calculation result of Cement ‘Cem’ behind a production casing using a 2NNL-T dual probe tool

*Кривая Cem соответствует кривым скоростей счёта, изображенным на рис. 4.
 The Cem curve corresponds to the count rate curves shown in Fig. 4.*

почему-либо невозможно (нет времени, неизвестен ряд ГТУ или др.), допускается приближенное определение степени α по кросс-плоту.

После нахождения верного значения искомой степени α ключевая операция

нормализации при обработке ННК-Ц выполняется путём возведения обратных показаний малого зонда $1/J_{\text{мз}}$ в эту степень α . Пример таким образом нормализованных каротажных кривых 2ННК, измеренных в реальной скважине, приведён на рис. 4. По относительной разности

Si этих кривых по формуле (8) рассчитывается целостность цемента Сем . Пример цементограммы скважины $\text{Сем}(H)$, полученной по кривым рис. 4, приведён на связанном с ним рис. 5.

Опытно-промышленные испытания нейтронной цементометрии ННК-Ц

Алгоритм ННК-Ц был создан целиком на основе математического моделирования и теории. Для подтверждения правильности работы нейтронной цементометрии с применением предложенного метода ННК-Ц были выполнены его опытное опробование на моделях и испытания на реальных скважинах.

В качестве методического подхода к проведению сравнительных испытаний ННК-Ц было выбрано сопоставление с результатами оценки состояния цементного кольца, полученными одним из основных стандартных методов – ГГК-Ц (скважинный прибор СГДТ). Кривая плотности заколонного пространства (пространства между колонной и стенкой скважины), рассчитанная по методу ГГК-Ц, принята при сопоставлении за эталонную кривую.

Выбор последнего объясняется двумя причинами. Во-первых, оба метода поквартиво определяют одну и ту же физическую величину Сем в затрубном пространстве, только ГГК-Ц по его средней плотности, а ННК-Ц по его среднему водородосодержанию. Во-вторых, метод ГГК-Ц/СГДТ обеспечивает достаточно высокую точность оценки Сем , если выполнены условия его применимости: водонаполненные скважины и превышение плотности цемента над плотностью промывочной жидкости в затрубном пространстве не менее чем на $0,4 \text{ г/см}^3$, т.е. использование в основном обычных цементов.

Наиболее серьёзную трудность при проведении тестирования ННК-Ц по данным ГГК-Ц/СГДТ вызвал поиск нужных скважин (их было рассмотрено порядка сотни) по следующим причинам:

а) немного скважин, где одновременно проводились измерения ГГК-Ц/СГДТ и ММНК/ННК-Ц;

б) в старых скважинах измерения приборами СГДТ часто были проведены гораздо раньше, чем приборами ММНК с нужными для ННК-Ц зондами, поэтому за прошедшее время цементное кольцо могло дополнительно разрушиться, из-за чего тестирование ННК-Ц в этих скважинах могло быть не вполне некорректным и занижать значения Сем ;

в) именно газонаполненные скважины представляют особый интерес для применения ННК-Ц, поскольку в них не работают никакие другие методы цементометрии, например, с приборами СГДТ, АКЦ, USIT, но из-за того, что ГГК-Ц в таких скважинах не проводится, трудно было найти для тестирования газонаполненные скважины, в которых ранее (при заполнении

этих скважин водой) были проведены измерения СГДТ.

Тем не менее было найдено репрезентативное количество подходящих водозаполненных и газозаполненных обсаженных скважин, в которых было выполнено опробование и тестирование ММНК/ННК-Ц по данным традиционной цементометрии ГГК-Ц/СГДТ. Некоторые примеры из них приведены на рис. 6 и 7.

На рис. 6 демонстрируется достоверность результатов интерпретации предложенным методом ННК-Ц, которая подтверждается сопоставлением кривой плотности цементного камня, полученной независимо методом ННК-Ц по данным тепловых зондов 2ННК-Т (синяя кривая) и ГГК-Ц/СГДТ (коричневая кривая) при оценке степени разрушенности цемента в скважине, заполненной жидкостью.

На рис. 7 показано сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных методом ННК-Ц (синие кривые) и независимо по СГДТ (коричневые кривые) при оценке степени разрушенности цемента с использованием 2ННК-Т (а) и 2ННК-Нт (б). Оба изображения соответствуют одной и той же скважине. Скважина заполнена жидкостью. Хорошее согласие кривых подтверждает достоверность методики ННК-Ц. Кривая плотности, рассчитанная по 2ННК-Нт, имеет более сильные флуктуации из-за пониженной статистики для данных зондов.

На рис. 8, 9 демонстрируется достоверность результатов ННК-Ц в четырех газозаполненных скважинах, подтверждаемая сопоставлением кривых плотности цементного камня, полученных предложенным методом ННК-Ц с помощью прибора 2ННК-Т (синие кривые) в газозаполненных скважинах и методом ГГК-Ц/СГДТ (коричневые кривые) в тех же водозаполненных скважинах.

Обсуждение

Предложен, разработан, опробован и применяется на практике новый метод интегральной нейтрон-нейтронной цементометрии ННК-Ц с использованием аппаратуры ММНК, оценивающий состояние цементной крепи любой скважины: с произвольным заполнением, с любым типом/плотностью цемента, с одной колонной или оборудованной НКТ, применимый на всех стадиях жизни скважины – от строительства до эксплуатации в фонде зрелых и старых скважин, а также свободный от ограничений стандартных методов ГГК-Ц и АКЦ.

Состав технологии ННК-Ц:

- методические рекомендации по применению технологии ННК-Ц [5]. При необходимости технология адаптируется под уникальные ГТУ недропользователя;

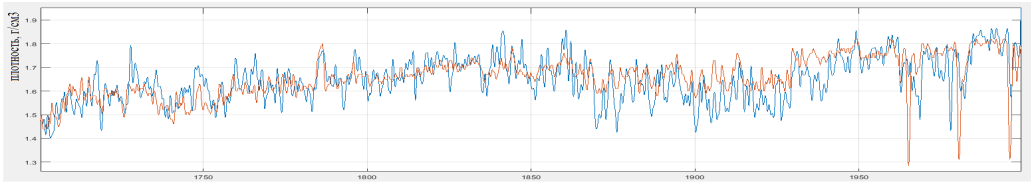


Рисунок 6. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных предложенным методом ННК-Ц по данным тепловых зондов 2ННК-Т (синяя кривая) и независимо по СГДТ (коричневая кривая) при оценке степени разрушенности цемента
Figure 6. Comparison of borehole annulus density curves obtained by the proposed NNL-C method using 2NNL-T thermal probes (blue curve) and independent cement density log (brown curve) when estimating the degree of cement failure

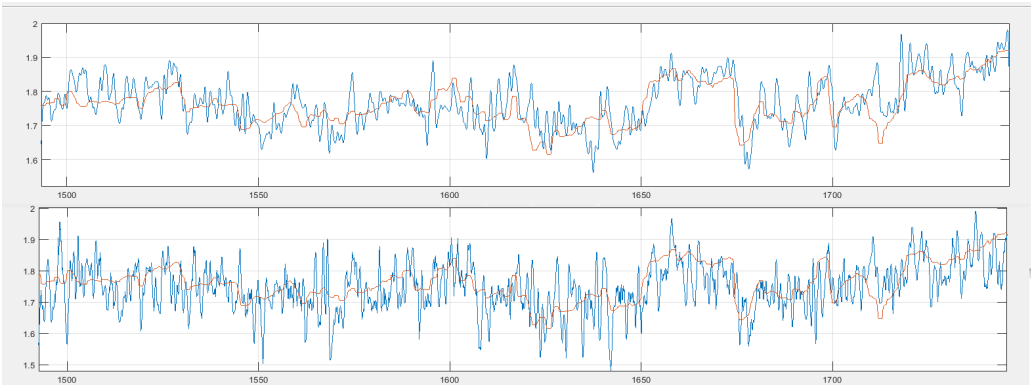


Рисунок 7. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных методом ННК-Ц (синие кривые) и независимо по СГДТ (коричневые кривые) при оценке степени разрушенности цемента
Figure 7. Comparison of borehole annulus density curves obtained by the NNL-C method (blue curves) and independent cement density log (brown curves) when estimating the degree of cement failure

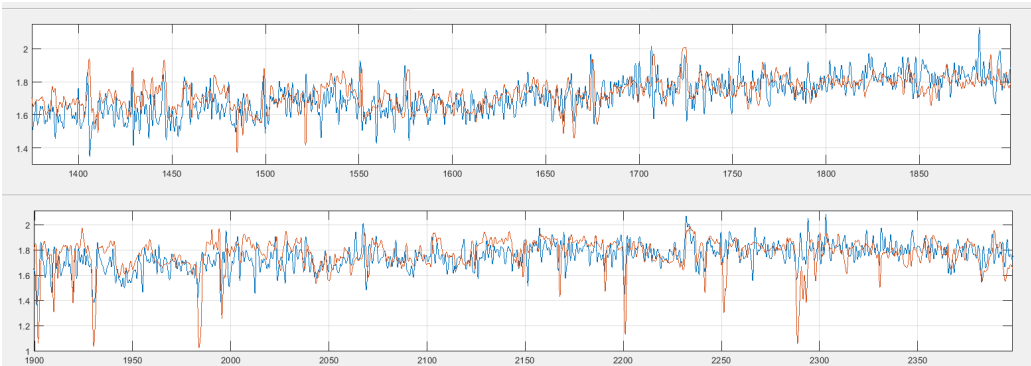


Рисунок 8. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных предложенным методом ННК-Ц (синие кривые) и независимо по СГДТ (коричневые кривые) при оценке степени разрушенности цемента в двух скважинах
Figure 8. Comparison of borehole annulus density curves obtained by the proposed NNL-C method (blue curves) and independent cement density log (brown curves) when estimating the degree of cement failure in two wells

Оба результата ННК-Ц получены по данным 2ННК-Т в скважинах, заполненных газом. Оба результата СГДТ получены в тех же водогазонасыщенных скважинах.

Both NNL-C results are derived from 2NNL-T data in gas-filled wells. Both cement density log results are obtained in the same water-filled wells.

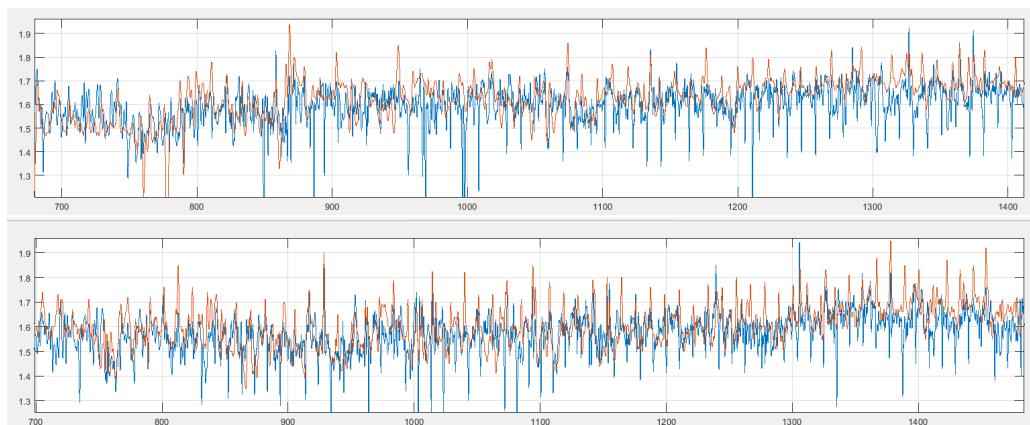


Рисунок 9. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных предложенным методом ННК-Ц (синие кривые) и независимо по СГДТ (коричневые кривые) при оценке степени разрушенности цемента в двух скважинах

Figure 9. Comparison of borehole annulus density curves obtained by the proposed NNL-C method (blue curves) and independent cement density log (brown curves) when estimating the degree of cement failure in two wells

Оба результата ННК-Ц получены по данным 2ННК-Т в скважинах, заполненных газом. Оба результата СГДТ получены в тех же водозаполненных скважинах.

Both NNL-C results are derived from 2NNL-T data in gas-filled wells. Both cement density log results are obtained in the same water-filled wells.

- программно-интерпретационное обеспечение методики ННК-Ц;

- база данных «DB_NNK-CEMENT» интерпретационных палеточных зависимостей ММНК от параметров ГТУ;

- рекомендации по выбору скважинной аппаратуры для реализации технологии ННК-Ц.

Метод реализуется в зависимости от ГТУ измерений с приборами 2ННК-Т или 2ННК-Нт; работает с любыми типами цементов, включая лёгкие и обычные; применим для широкой номенклатуры диаметров скважин, эксплуатационных колонн и НКТ, применяющихся на практике, в скважинах с НКТ и без НКТ. Заполнение скважины может быть любое: газ, жидкость или их смеси. Метод не требует трудоёмкой работы по созданию обширных баз данных палеточных зависимостей, что упрощает решение задачи цементометрии; работает в максимальном диапазоне пористостей (0–40%), при этом знание величины K_p для оценки цемента не требуется, что значительно упрощает решение задачи цементометрии. Метод работает в пластах с любым характером насыщенности: нефть, вода, конденсат, газ или их смеси и практически для любых реально встречающихся K_{np} , кроме самых высоких (0,75–0,8), при этом не требует знания величины K_{np} , что также значительно упрощает решение задачи цементометрии. Очень высокие K_p являются помехой, несколько искажающей результат.

Заключение

ННК-Ц решает задачу контроля качества цементирования новых строящихся скважин с использованием любой аппаратуры ряда ММНК, в т.ч. наиболее распространённых монометодных двухзондовых приборов 2ННК-Т или 2ННК-Нт.

Задача оценки разрушенности цемента в скважинах эксплуатационного фонда несколько лучше решается приборами 2ННК-Нт, которые работают в любых ГТУ, включая высокоминерализованные пластовые воды или газозаполненные скважины. Но и более распространённые приборы 2ННК-Т здесь также применимы, хотя и в немного более ограниченной области ГТУ, т.к. они имеют несколько меньшую чувствительность к цементу.

Достоверность результатов метода ННК-Ц подтверждена сопоставлением результатов обработки данных 2ННК-Нт и 2ННК-Т в водозаполненных и газозаполненных реальных скважинах с результатами традиционной цементометрии ГГК-Ц/СГДТ в этих же скважинах.

Технология ННК-Ц готова к применению в реальных эксплуатационных условиях на объектах недропользователей Республики Казахстан.

На метод ННК-Ц получен патент РФ на изобретение [8]. На программу и базу данных получены свидетельства о государственной регистрации [9, 10].

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Поляченко Л.Б. – разработка алгоритмов и обрабатывающих программ методики интерпретации ННК-Ц, их тестирование на скважинных данных приборов ММНК, написание второй части статьи; Поляченко А.Л. – разработка физико-геологических основ метода ННК-Ц, проверка их с помощью математического моделирования, написание первой части статьи; Егурцов С.А. – анализ и ранжирование геолого-технических условий, влияющих на показания зондов ММНК, и оценка связанных с ними погрешностей ННК-Ц; Иванов Ю.В. – поиск и отбор данных скважинных измерений стандартных методов цементометрии гамма-гамма ГГК-Ц и акустического АКЦ, подходящих для тестирования методики

нейтронной цементометрии ННК-Ц, участие в опробовании ННК-Ц.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Lyudmila B. Polyachenko – development of algorithms and processing programs for the NNL-C interpretation method, their testing on the well data of MMNL tools, writing the second part of the article; Anatoly L. Polyachenko – development of physical and geological bases of the NNL-C method, their verification using mathematical modeling, writing the first part of the article; Sergey A. Eгуртов – analysis and ranking of geological and technical conditions affecting the readings of MMNL probes and assessment of associated NNL-C errors; Yury V. Ivanov – search and selection of borehole measurement data of standard gamma-gamma GGL-C and acoustic AL-C cement bond log methods suitable for testing the NNL-C cement bond log methodology, participation in NNL-C tests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов О.Л. Поляченко А.Л. Скважинная ядерная геофизика: справочник геофизика. 2-е изд. Москва : Недра, 1990. 318 с.
2. Сквородников И.Г. Геофизические исследования скважин. 3-е изд. Екатеринбург : Институт испытаний; 2009. 471 с.
3. slb.ru [интернет]. ООО «Технологическая компания Шлюмберже» [дата обращения 02.03.2024]. Доступ по ссылке: <https://www.slb.ru>.
4. Методические рекомендации по применению технологии и методики мультиметодного многозондового нейтронного каротажа для определения газонасыщенности пластов-коллекторов в обсаженных скважинах нефтегазоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа / под ред. А.Л. Поляченко. Москва-Тверь : ПолиПРЕСС, 2022. 204 с.
5. Методические рекомендации по применению технологии и методики нейтрон-нейтронной цементометрии действующих скважин нефтегазоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа (технология ННК-Ц) / под ред. А.Л. Поляченко. Москва-Тверь : ПолиПРЕСС, 2023. 88 с.
6. McKinney G. (Los Alamos National Laboratory). MCNP – A general Monte Carlo code n-particle transport code, Version 5. X-5 Monte Carlo Team; 2000 March. Report No.: LA-13709-M.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU 2021610817/ 19.01.21. Бюл. №1. Поляченко А.Л., Бабкин И.В., Поляченко Л.Б. Векторная программа для многогруппового сеточного моделирования полей, показаний и палеток методов ядерного каротажа в вертикальных и наклонно-горизонтальных скважинах (программа «POLE»). Режим доступа: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVVM&DocNumber=2021610817&TypeFile=html. Дата обращения: 12.08.2024.
8. Патент РФ на изобретение № 2778620/ 22.08.22. Бюл. №24. Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б., Поляченко Ю.А., и др. Метод нейтрон-нейтронной цементометрии (ННК-Ц) для контроля качества цементирования облепченными и обычными цементами строящихся скважин и состояния цементного камня эксплуатируемых нефтегазовых скважин, заполненных любыми типами флюидов. Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2778620&TypeFile=html. Дата обращения: 12.08.2024.
9. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ РФ № 2021613443/ 09.03.21. Бюл. №9. ООО «ИНТ «ГеоСпектр». Программа интерпретации данных нейтронной цементометрии при исследовании обсаженных скважин нефтегазоконденсатных месторождений аппаратурой мультиметодного многозондового нейтронного каротажа – ММНК (программа «N-Cement»). Режим доступа: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVVM&DocNumber=2019661276&TypeFile=html. Дата обращения: 22.08.2024.
10. Свидетельство о государственной регистрации базы данных РФ № 2022622979/ 21.11.22. Бюл. №12. ООО «ИНТ «ГеоСпектр». База данных интерпретационных палеточных зависимостей для нейтрон-нейтронной цементометрии ННК-Ц в обсаженных газовых скважинах «DB_NNK-CEMENT». Режим доступа https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=DB&DocNumber=2022622979&TypeFile=html. Дата обращения: 22.08.2024.

REFERENCES

1. Kuznetsov OL, Polyachenko AL. *Skvazhinnaya yadernaya geofizika: spravochnik geofizika*. 2-e izd. Moscow: Nedra; 1990. 318 p. (In Russ).
2. Skovorodnikov IG. *Geofizicheskiye issledovaniya skvazhin*. 3-e izd. Ekaterinburg: Institut ispytaniy; 2009. 471 p. (In Russ).
3. slb.ru [Internet]. ООО «Технологическая компания Шлюмберже» [cited 2 March 2024]. Available from: <https://www.slb.ru>.
4. Polyachenko AL, editor. *Metodicheskiye rekomendatsii po primeneniyu tekhnologii i metodiki mul'timetodnogo mnogozondovogo neytronnogo karotazha dlya opredeleniya gazonasyschennosti plastov-kollektorov v obszhennykh skvazhinakh neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy i podzemnykh khranilishch gaza*. Tver': PoliPRESS; 2022. 204 p. (In Russ).
5. Polyachenko AL, editor. *Metodicheskiye rekomendatsii po primeneniyu tekhnologii i metodiki neytron-neytronnogo tsementometrii deystvuyushchikh skvazhin neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy i podzemnykh khranilishch gaza (tekhnologiya NNK-C)*. Moskva-Tver': PoliPRESS; 2023. 88 p. (In Russ).
6. McKinney G (Los Alamos National Laboratory). MCNP – A general Monte Carlo code n-particle transport code, Version 5. X-5 Monte Carlo Team; 2000 March. Report No.: LA-13709-M.
7. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM RU 2021610817/ 19.01.21. Byul. №1. Polyachenko AL, Babkin IV, Polyachenko LB. *Vektornaya programma dlya mnogogruppyovogo setchnogo modelirovaniya poley, pokazaniy i paletok metodov yadernogo karotazha v vertikal'nykh i naklonno-gorizonta'nykh skvazhinakh (programma «POLE»)*. Available from: https://new.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2021610817&TypeFile=html. (In Russ).
8. Patent RUS № 2778620/ 22.08.22. Byul. №24. Polyachenko AL, Polyachenko LB, Polyachenko YA, et al. *Metod neytron-neytronnogo tsementometrii (NNK C) dlya kontrolya kachestva cementirovaniya oblegchennymi i obychnymi cementami stroyashchihsya skvazhin i sostoyaniya cementnogo kamnya ekspluatiruemyykh neftegazovykh skvazhin, zapolnennykh lyubymi tipami flyuidov*. Available from: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2778620&TypeFile=html. (In Russ).
9. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM RUS № 2021613443/ 09.03.21. Byul. №9. GeoSpektr. *Programma interpretatsii dannykh neytronnogo tsementometrii pri issledovanii obszhennykh skvazhin neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy apparatury mul'timetodnogo mnogozondovogo neytronnogo karotazha – MMNK (programma «N-Cement»)*. Available from: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=EVM&DocNumber=2019661276&TypeFile=html. (In Russ).
10. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii bazy dannykh RUS № 2022622979/ 21.11.22. Byul. №12. GeoSpektr. *Baza dannykh interpretatsionnykh paletochnykh zavisimostey dlya neytron-neytronnogo tsementometrii NNK-C v obszhennykh gazovykh skvazhinakh «DB_NNK-CEMENT»*. Available from: https://www1.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=DB&DocNumber=2022622979&TypeFile=html. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Поляченко Людмила Борисовна

канд. физ.-мат. наук

ORCID 0009-0006-0498-896X

e-mail: l_polyachenko@int-geos.ru.**Поляченко Анатолий Львович**

докт. физ.-мат. наук

ORCID 0009-0009-6523-1479

e-mail: a_polyachenko@int-geos.ru.**Егурцов Сергей Алексеевич**

ORCID 0009-0004-6341-8305

e-mail: s_egurtsov@int-geos.ru.***Иванов Юрий Владимирович**

канд. техн. наук

ORCID 0009-0001-9888-4304

e-mail: y_ivanov@int-geos.ru.

AUTHORS' INFO

Lyudmila B. Polyachenko

Cand. Sc. (Physical and Mathematical)

ORCID 0009-0006-0498-896X

e-mail: l_polyachenko@int-geos.ru.**Anatoly L. Polyachenko**

Doct. Sc. (Physics and Mathematics)

ORCID 0009-0009-6523-1479

e-mail: a_polyachenko@int-geos.ru.**Sergey A. Eгурtsov**

ORCID 0009-0004-6341-8305

e-mail: s_egurtsov@int-geos.ru.***Иванов Юрий Владимирович**

Cand. Sc. (Engineering)

ORCID 0009-0001-9888-4304

e-mail: y_ivanov@int-geos.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author