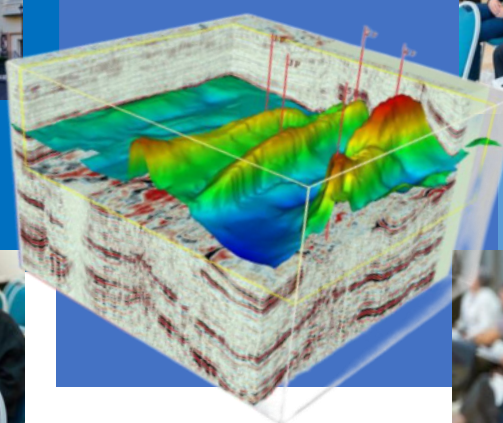


СБОРНИК ДОКЛАДОВ

20-ой юбилейной международной научно-практической конференции

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ И УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

22 - 27 сентября 2025
Сочи (Роза Хутор), Россия



УДК 622.24; 622.276; 622.276.7; 622.279; 622.279.7

ББК 33.131, 33.361; 33.362

Под редакцией: **М.А. Строганова, Д.М. Пономарева, А.М. Строганова**

Современные технологии строительства и эксплуатации скважин. Перспективные методы управления добычей и увеличения нефтеотдачи пластов: Сб. докл. 20-й Международной научно-практической конференции. г. Сочи, Роза Хутор, 2025 г. / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2025. – 97 с.: ил.

ISBN 978-5-905924-50-7

НЕЙТРОННАЯ ЦЕМЕНТОМЕТРИЯ В УСЛОВИЯХ ЗАСОЛОНЕНИЯ ПОРОД – ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД ДИАГНОСТИКИ ЦЕЛОСТНОСТИ ЗАКОЛОННОГО ЦЕМЕНТА

Ю.В. Иванов (ООО «Институт нефтегазовых технологий «ГеоСпектр»)

Neutron Cement Bond Logging in Saline Rocks. The Innovative Method for Diagnostics of Behind-the-Casing Cement Integrity

Yu.V. Ivanov (OGTI Geo-Spectrum LLC)



Иванов Ю.В.

Представлен новый метод нейтронной цементометрии (НК-Ц_{соль}), решающий проблему достоверной диагностики разрушения цементного камня в обсаженных скважинах, пересекающих засоленные разрезы, пласты каменной соли и интервалы рапопроявлений. Метод основан на совместной обработке данных нейтронного гамма-каротажа (НГК), полученных в необсаженной скважине, и данных нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т), зарегистрированных в обсаженной скважине. Ключевым элементом метода является двухмерный анализ кросс-плота в координатах $\log J_{\text{НГК.необс}} \times \log J_{\text{ННК.Т.обс}}$, последующая специальная нормализация данных, и по ее результатам – расчет объемной доли цемента CEM_i в заколонном пространстве. Метод демонстрирует высокую устойчивость к влиянию минерализации пластовых флюидов и засоления пород, подтвержденную расчетами Монте-Карло и сопоставлением с данными СГДТ. Метод применим для скважин различного диаметра, с НКТ или без них, и существенно расширяет возможности мониторинга цементной крепи в зрелых скважинах нефтегазоконденсатных месторождений и ПХГ.

Ключевые слова: нейтронная цементометрия, целостность цементного камня, засоленные разрезы, рапопроявления, нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т), кросс-плот, метод Монте-Карло, СГДТ

We have presented a new method of neutron cement bond logging (NCBL_{saline}), which solves the problem for credible diagnostics of cement stone degradation in cased wells that cross saline logs, rock salt layers and natural brine show intervals. The method relies on co-processing of neutron gamma ray logging (NGL) data obtained from an uncased well, and data from thermal neutron logging (TNL), recorded in a cased well. The key element of the method is the bidimensional cross plot analysis in coordinates $\log J_{\text{ngl.uncased}} \times \log J_{\text{tnl.cased}}$, followed by ad-hoc data normalization, and, based on its result – calculating the volume fraction of cement CEM_i in the outer annulus. The method demonstrates high resilience to effects to reservoir fluids mineralization and rock salinization, as confirmed by Monte Carlo calculations and comparison with the downhole GR density fault detector. The method applies to wells of varying diameters, with or without tubing, and drastically expands the capability for monitoring cementing in mature wells of oil and gas condensate fields and UGSs.

Keywords: neutron cement bond logging, cement stone integrity, saline logs, natural brine shows, neutron gamma ray logging (NGL), thermal neutron logging (TNL), cross plot, Monte Carlo method, GR density fault detector

Более 30 % эксплуатационных скважин НГКМ в России расположены в соленосных бассейнах (Прикаспий, Восточная Сибирь). Традиционные методы контроля цементного камня могут давать недостоверные результаты в условиях:

- мощных пластов каменной соли;
- высокой минерализации пластовых вод (>200 г/л);
- рапопроявлений.

Ошибки диагностики приводят к утечкам углеводородов, экологическим рискам и экономическим потерям.

Контроль состояния цементного кольца в обсаженных эксплуатационных скважинах является критически важной задачей для обеспечения долговечности скважин, предотвращения межпластовых перетоков и охраны недр. Особую сложность представляет диагностика скважин НГКМ, пересекающих разрезы с засоленными породами, мощными пластами каменной соли и интервалами рапопроявлений [1, 2]. Для существующих нейтронных методов цементометрии, например, ННК-Ц (патент RU 2778620 [3]), основанных на анализе данных только нейтрон-нейтронного каротажа и только в обсаженной скважине, серьезной помехой является присутствие твердой соли, которое может привести к ложным диагнозам разрушения цемента напротив

солевых интервалов. Целью данной работы является разработка и апробация помехоустойчивого метода нейтронной цементометрии, устраняющего этот недостаток за счет комбинации данных, полученных на разных стадиях строительства и эксплуатации скважины.

Физической основой метода является значительная разница в содержании водорода (водородном индексе) между цементным камнем и флюидом (пластовой водой, нефтью, газом), замещающем его при разрушении либо неполном заполнении пространства при цементировании. Методы НГК и ННК-Т высокочувствительны к изменениям водородосодержания в околозабойной зоне [4]. Идея предлагаемого метода – использование парных измерений в 2 этапа:

- на первом этапе регистрируется кривая скоростей счета гамма-квантов зондом НГК ($J_{\text{НГК.необс.}}$) с дискретизацией 10 см в необсаженном стволе скважины;
- вторым этапом проводят измерения после обсадки и цементирования скважины, где регистрируется кривая скоростей счета тепловых нейтронов зондом ННК-Т ($J_{\text{ННК.т.обс}}$) с той же дискретизацией.

Для обработки зарегистрированных данных осуществляется двухмерный, площадной анализ кросс-плота, представленного в координатах в двойном логарифмическом масштабе: $\log J_{\text{НГК.необс.}} - \log J_{\text{ННК.т.обс.}}$, где по оси абсцисс – зарегистрированные скорости счета зонда ННК-Т в обсаженной скважине $J_{\text{ННК.т.обс.}}$, а по оси ординат – зарегистрированные в тех же квантах скорости счета зонда НГК в необсаженной скважине $J_{\text{НГК.необс.}}$.

На **рисунке 1** приведен пример такого теоретического кросс-плота, рассчитанного методом Монте-Карло, а на **рисунке 2** – пример кросс-плота, построенного по реальным измерениям в скважине.

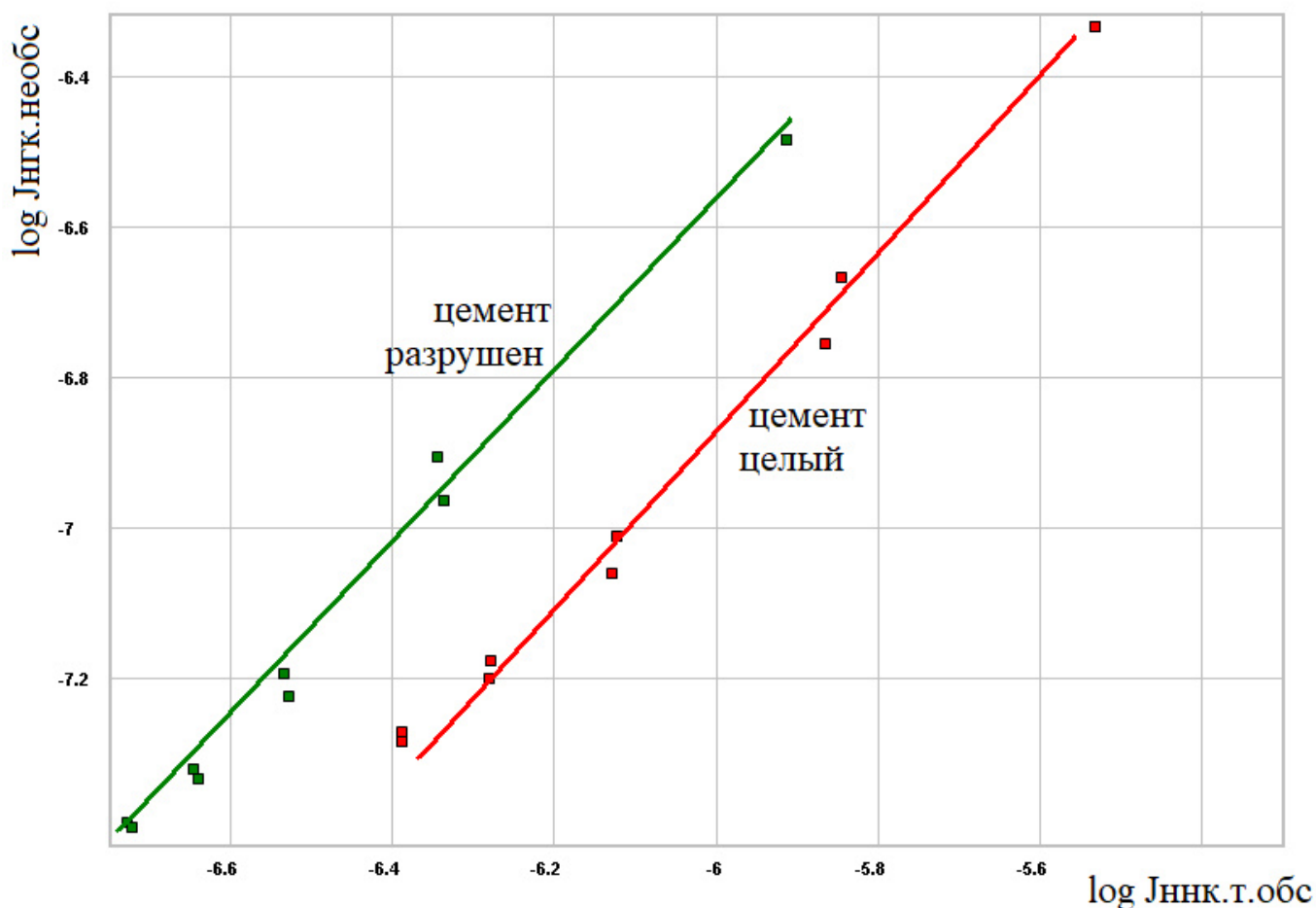


Рис. 1. Пример теоретического кросс-плота, рассчитанного методом Монте-Карло

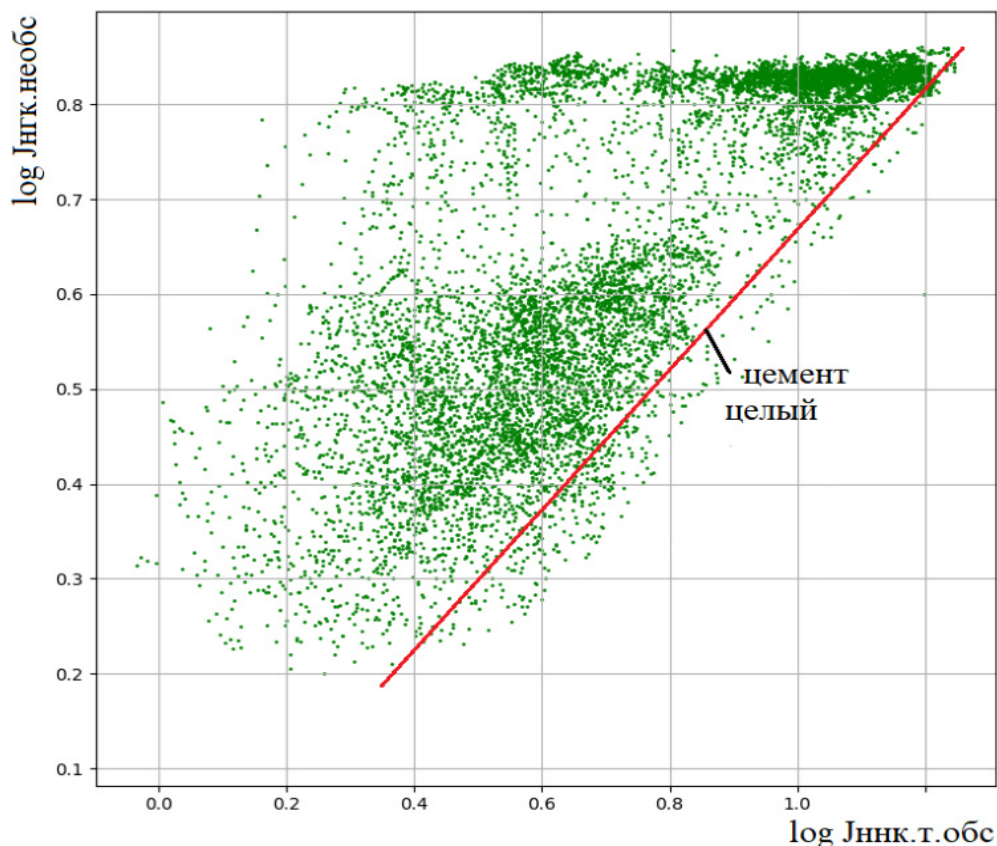


Рис. 2. Пример кросс-плота, построенного по реальным измерениям зондом НГК в необсаженной скважине и зондом ННК-Т в обсаженной скважине

При этом на кросс-плоте касательно к нижней границе измеренного облака точек проводится опорная прямая линия, соответствующая полному заполнению цементом заколонного пространства (целый цемент) и описываемая линейным уравнением:

$$\log J_{\text{нк.необс}} = A \times \log J_{\text{нк.т.обс}} + B, \quad (1)$$

где коэффициент A равен тангенсу угла наклона опорной касательной прямой к оси абсцисс.

После проведения опорной линии проводится нормализация каротажной кривой обратных скоростей счета зонда ННК-Т в обсаженной скважине $\frac{1}{J_{\text{нк.т.обс}}}$ к каротажной кривой обратных скоростей счета НГК в необсаженной скважине $\frac{1}{J_{\text{нк.необс}}}$ путем возведения показаний $\frac{1}{J_{\text{нк.т.обс}}}$ в степень A :

$$\frac{1}{J_{\text{нк.т.обс.норм.}}} = \left(\frac{1}{J_{\text{нк.т.обс}}} \right)^A, \quad (2)$$

далее в каждом i -ом кванте по глубине H_i определяется показатель относительной близости S_i нормализованных кривых:

$$S_i = \frac{K \times \left(\frac{1}{J_{\text{нк.т.обс.норм.}}} - \frac{1}{J_{\text{нк.необс}}} \right) \times 2}{\frac{1}{J_{\text{нк.т.обс.норм.}}} + \frac{1}{J_{\text{нк.необс}}}}, \quad (3)$$

после чего определяется искомый показатель целостности цемента – CEM_i , равный объемной доле цемента в заколонном пространстве на глубине H_i , по формуле:

$$CEM_i = (1 - S_i) \times 100, \%. \quad (4)$$

По найденным значениям CEM_i поквантово выводится каротажная кривая цементограммы $CEM_i(H_i)$ как функция глубины H_i , характеризующая объемное распределение цемента в заколонном пространстве по глубине (рис. 3).

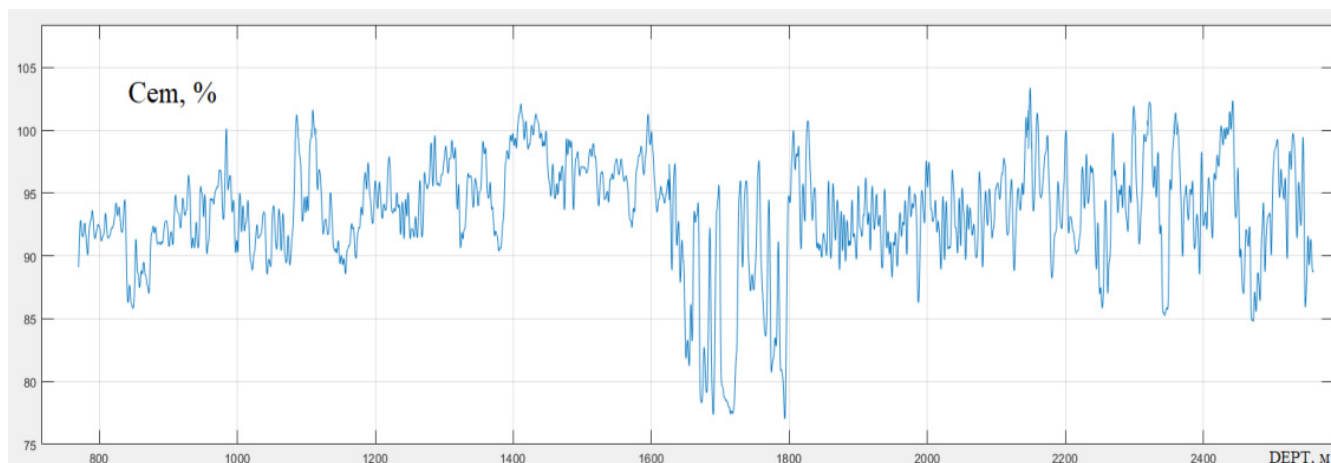


Рис. 3. Пример цементограммы, рассчитанной для газовой эксплуатируемой скважины, оборудованной НКТ. Цементограмма – кривая объемного содержания цемента в заколонном пространстве CEM_i (в %)

По цементограмме $CEM_i(H_i)$ делается заключение о том, что во всех интервалах разреза, где в пределах погрешности измерений выполняется условие $CEM_i \approx 95-100\%$ – полное заполнение цементом (целый цемент), а в интервалах разреза, где $CEM_i < 90-95\%$, заполнение характеризуется как полностью или частично отсутствующее (разрушенный цемент).

Моделирование методом Монте-Карло показало устойчивость нейтронной цементометрии НК-Цсоль к изменению диаметра скважин, наличию НКТ, минерализации воды, засолонению разреза, а также незначительность влияния пористости (K_p) и нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) на результаты расчета CEM_i .

Тестирование предложенного метода НК-Цсоль проводилось сопоставлением с результатами общепринятого метода цементнометрии ГГК-Ц (прибор СГДТ) – см. рис.4. Хорошее согласие кривых на **рисунке 4** подтверждает достоверность результатов методики НК-Цсоль. Таким образом, кривые скоростей счета НГК и ННК-Т, измеренные в обсаженной и необсаженной скважинах, позволяют через аналитические и графические закономерности рассчитать кривую целостности цемента CEM_i .

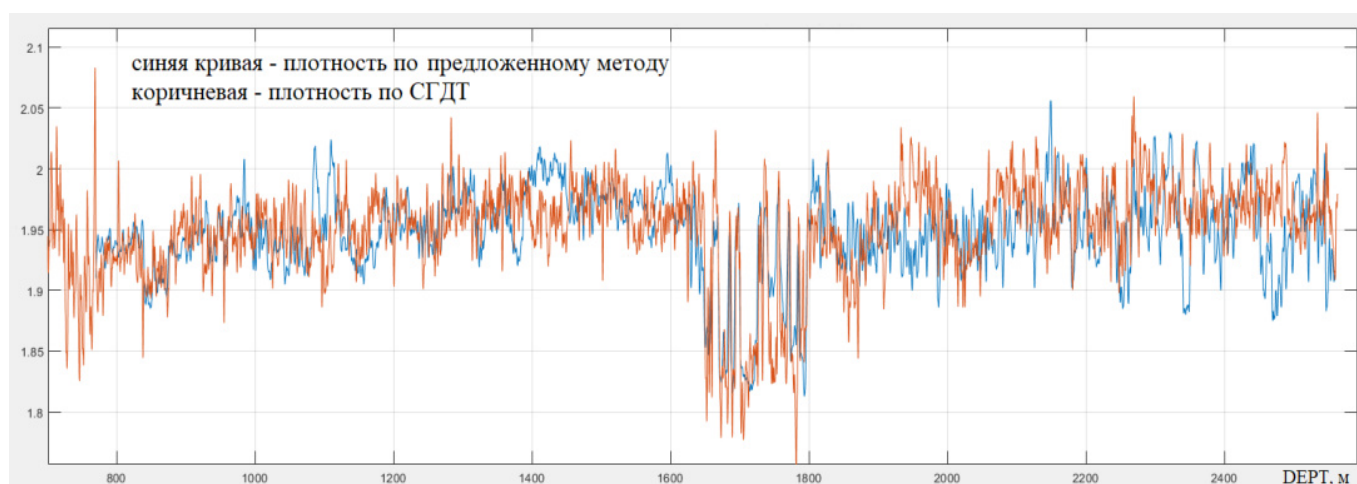


Рис.4. Сопоставление кривых плотности заколонного пространства, полученных с помощью нейтронной цементометрии НК-Цсоль и независимо прибором СГДТ

Выбор типов нейтронного каротажа (НГК и ННК-Т) и времени проведения измерений (в необсаженной скважине и в обсаженной скважине) был сделан на основе расчетов Монте-Карло. Расчеты показывают, что именно такое сочетание типов каротажа и времени измерений дают возможность нивелировать влияние серьезных помех от пластов соли, засоления пород, рапонасыщенных интервалов, что позволяет существенно расширить область применения нейтронной цементометрии и повысить достоверность контроля состояния цементного камня в эксплуатируемых нефтегазовых скважинах, в том числе оборудованных НКТ. Конфигурация кросс-плота, функционалы по осям абсцисс и ординат, расположение и характеристики опорной линии также были выбраны на основании предварительно проведенных и проанализированных расчетов Монте-Карло.

Заключение

Таким образом, метод НК-Цсоль решает проблему диагностики разрушения цементного камня в засоленных разрезах нефтегазоконденсатных скважин, обеспечивая:

- раннее выявление дефектов цементной крепи в действующих скважинах НГКМ без вывода их из эксплуатации;
- снижение экологических и эксплуатационных рисков;
- экономию средств на ремонтах скважин;
- необходимую точность измерений независимо от засоления разреза;
- не требует специальной подготовки скважины.

Список использованных источников:

1. Меньшиков С.Н., Слугин П.П., Кирсанов С.А. и др. Технологическая платформа «Мультиметодный многозондовый каротаж». Инновационная технология нейтрон-нейтронной цементометрии для оперативной оценки технического состояния газонаполненных скважин // Газовая промышленность. – 2024. – № 1(860). – С. 28-35.

2. 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 – М.-Тверь: ПолиПРЕСС, 2024. – 88 с.

3. Патент № 2778620 РФ. Метод нейтрон-нейтронной цементометрии – ННК-Ц для контроля качества цементирования облегченными и обычными цементами строящихся скважин и состояния цементного камня эксплуатируемых нефтегазовых скважин, заполненных любыми типами флюидов / Поляченко А.Л., Поляченко Л.Б., Поляченко Ю.А., Егурцов С.А. и др. Заявл. 28.01.2022; опубл. 22.08.2022 [Электронный ресурс]. Режим доступа: ИЗ №2778620 (fips.ru).

4. Поляченко Л.Б., Поляченко А.Л., Егурцов С.А. и др. Новый метод нейтронной цементометрии ННК-Ц для оценки состояния обычного и легкого цемента в скважинах любого назначения, возраста и заполнения // Недропользование XXI век. – 2022. – № 3. – С. 46-53.

НОВАЯ МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС В РАЗРЕЗАХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ПРОБУРЕННЫХ НА НЕФИЛЬТРУЮЩИХСЯ БУРОВЫХ РАСТВОРАХ, С ЦЕЛЬЮ КОРРЕКТНОГО РАСЧЕТА ПОРИСТОСТИ И ГЛИНИСТОСТИ КАК ОСНОВЫ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТОВ

Л.Б. Поляченко (ООО «Институт нефтегазовых технологий «ГеоСпектр»)

A Novel Methodology for WL Data Interpretation in Logs of Gas Wells Drilled with Non-Filterable Drilling Muds, Used to Correctly Calculate Porosity and Shaliness, as a Basis for Building the Lithological and Petrophysical Model of Reservoirs

L.B. Polyachenko (OGTI Geo-Spectrum LLC)



Поляченко Л.Б.

Правильное построение литолого-петрофизической модели (ЛПМ) важно для выполнения корректного подсчета запасов, правильной интегральной оценки коллекторских свойств и добычных характеристик скважин. При использовании нефилтрующих буровых растворов (БР) основная сложность при построении ЛПМ – произвольное и неизвестное насыщение пор (вода/газ/смесь) в радиусе исследований методов ГИС, из-за чего традиционные способы интерпретации данных ГИС для расчета как пористости K_p , так и глинистости $K_{гл}$ не работают. Предложена новая методика [1] интерпретации данных ГИС в разрезах газовых скважин, пробуренных на нефилтрующих БР, предусматривающая одновременное определение K_p и $K_{гл}$ в условиях переменного по разрезу содержания газа. Методика состоит в решении системы петрофизических уравнений для типового комплекса ГИС (ГГК-П, АК, ГК, НК) с учетом особенностей влияния газа и глинистости на эти методы. Получено хорошее согласие рассчитанных значений пористости и глинистости с данными керна, с результатами ГДИ и ОПИ. Методика

разработана в России впервые, аналоги за рубежом нам неизвестны.

Ключевые слова: газовые скважины, нефилтрующие буровые растворы, литолого-петрофизическая модель, пористость, глинистость, методика интерпретации данных ГИС

A properly built lithological and petrophysical model (LPM) is crucial for correct calculation of the reserves, accurate integral estimation of reservoir porosity and permeability and productivity characteristics of wells. When non-filterable drilling muds (DRs) are used, the primary challenge in building the LPM is about random and unknown pore saturation (water/gas/mixture) within the radius covered by the WL investigation methods. Therefore, conventional methods of WL data interpretation fail in calculation of both porosity F_p , and shaliness V_{sh} . We have proposed a new methodology [1] for WL data interpretation in the logs of gas wells drilled with non-filterable DRs. The methodology stipulates for simultaneous determination of F_p and V_{sh} during variable gas content in the log. The methodology relies on solving a system of petrophysical equations for the standard WL suite (density GGL, AL, GL, NL), with due regard for the featured effects of gas and shaliness on the methods. We have obtained the calculated values of porosity and shaliness that cohesively match the core data, flow testing and pilot testing. The methodology is novel for Russia, and we are unaware of any foreign peers.

Keywords: gas wells, non-filterable drilling muds, lithological and petrophysical model, porosity, shaliness, WL data interpretation methodology

Проблемы интерпретации в случае применения нефилтрующих БР

При строительстве скважин достаточно долго применялись фильтрующие БР, глубоко проникающие в пласт. Традиционные методики расчета K_p и $K_{гл}$ были разработаны для условий, когда в порах априори находилась вода (фильтрат бурового раствора – ФБР). Однако другая ситуация возникает для газовых скважин, пробуренных на нефилтрующих БР, когда зона проникновения ФБР мала, и вблизи скважины в пределах радиуса исследований методов ГИС находится порода с исходным насыщением газом, пластовой водой или их смесью в произвольном и неизвестном соотношении. Если к таким скважинам применять традиционные методики расчета K_p и $K_{гл}$, то неучет насыщения пор приводит к грубым ошибкам. По ГГК-П пористость сильно завышается, по НК сильно занижается, различия между K_p по ГГК-П и НК достигают 13-15 %. Общеизвестный способ расчета минералогической глинистости по комплексу НК+ГГКП тоже не работает, так как условием его применимости является заполнение пор водой,

а оно здесь не выполняется. Метод ГК отражает не минералогическую глинистость, а содержание пелитовой фракции, но из-за помех даже он работает не всегда. Т.о., ни по НК+ГГКП, ни по ГК определить минералогическую глинистость не удастся. Вследствие этого Кп по АК определяется с большой погрешностью в заглинизированных коллекторах.

При использовании нефилтрующихся БР вблизи скважины находится порода с исходным насыщением газом, и эти условия сходны с наличием остаточного газа при применении филтрующихся БР. Предпринимались попытки решить проблему расчета Кп при наличии остаточного газа, например, в работе [2] был предложен комплекс НК+ГГКП, но для его правильной работы необходимо было каким-то образом заранее определять минералогическую глинистость Кгл, однако рассчитать глинистость традиционными способами не представляется возможным. Вероятно, для проникающих БР это было не столь критично, так как газ был «остаточным», месторождения в те времена были хорошие, коллектора – с невысокой глинистостью, то есть даже грубое определение Кгл приводило лишь к небольшим погрешностям. А для нефилтрующихся БР, причем в современных более сложных условиях, при переходе к слабопроницаемым заглинизированным коллекторам, к трудноизвлекаемым запасам это очень существенно.

Таким образом, широкое применение нефилтрующихся БР в настоящее время и отсутствие адекватной методики интерпретации для таких условий привели к необходимости разработки новой методики интерпретации данных ГИС.

Новая методика расчета Кп, Кгл и построения ЛПМ. Постановка задачи

Предложена новая методика, позволяющая корректно рассчитать пористость, глинистость и построить ЛПМ по типовому комплексу ГИС {АК + ГГК-П + НК + ГК} для газовых скважин, пробуренных на нефилтрующихся БР. Новая методика отличается двумя важными моментами: 1) в порах находятся два компонента – газ и вода в произвольном и заранее неизвестном соотношении; 2) пористость и глинистость определяются одновременно, с учетом двухкомпонентного насыщения пор.

Рассмотрим новую методику на примере терригенного разреза. Порода состоит из следующих основных компонент: скелет породы Кск, пористость Кп, глина Кгл. В порах находятся газ и вода в произвольном соотношении, их объемные содержания Vгаз и Vвода являются неизвестными и в сумме дают пористость Кп. Часть воды, находящейся в порах, является физически связанной Vсв.физ, а часть – свободной Vвода.своб, в сумме они дают Vвода. Эффективная пористость Кп.эф – это пористость, занятая подвижным флюидом, т.е. $K_{п.эф} = V_{газ} + V_{вода.своб}$.

Рассматривается всё множество измеренных в скважине параметров: интервальное время DT пробега упругой волны по АК, плотность PL пород по ГГК-П, двойной разностный параметр по ГК, водородосодержание W породы по НК. Коэффициенты уравнений для ГГК-П и АК, характеризующие компоненты породы (скелет, воду, газ, глину) находятся заранее с использованием керновых данных. Связи всех параметров выражаются в виде системы петрофизических уравнений. Также имеется нормировочное уравнение: сумма всех компонент породы равна 100 %.

Особое внимание следует уделить глинистости. Без правильного определения глинистости невозможно правильно рассчитать пористость. Глинистость существенно влияет на проницаемость коллектора. Это важный и достаточно сложный компонент, по-разному влияющий на методы ГИС. Понятие «глинистость» неоднозначно. В одних случаях за глинистость принимают содержание пелитового материала, в других – содержание глинистых минералов [2]. В нашей задаче параметр Кгл соответствует минералогической глине, включает химически связанную воду глины Vсв.хим, но не включает физически связанную воду Vсв.физ. Параметры Vсв.хим и Кгл «связаны» между собой: $V_{св.хим} = P \cdot K_{гл}$, где коэффициент P определяется водородным индексом глины. Пелитовая глинистость Кгл.пелит играет, пожалуй, даже более важную роль, чем минералогическая, поскольку именно от нее во многом зависит проницаемость

коллектора и содержание $V_{св.физ.}$. В предлагаемой методике параметры $K_{гл.пелит}$ и $V_{св.физ.}$ тоже определяются.

Формулы для расчета пористости и химически связанной воды глин

При наличии газа и глины и при условии близости плотностей глины и песчаника в типичных терригенных разрезах формула расчета K_p по ГГК-П имеет вид:

$$K_n(ГГК-П) = \frac{((PL - PL_{ск}) - (PL_{вода} - PL_{газ}) * V_{вода})}{(PL_{газ} - PL_{ск})} \quad (1)$$

Формула расчета **пористости по АК** выглядит немного сложнее:

$$K_n(АК) = \frac{((DT - DT_{ск}) - DT_{вода} * W + DT_{газ} * V_{вода} + DT_{ск} * M * V_{св.хим})}{(DT_{газ} - DT_{ск})} \quad (2)$$

В формулах (1) и (2) обозначения переменных PL_i и DT_i говорят сами за себя, W – полное водородосодержание породы по НК, а параметр M находится заранее по априорной информации о типе глины.

Химически связанную воду $V_{св.хим}$ можно выразить таким образом:

$$V_{св.хим} = \frac{(K_{п.в}(АК) - K_{п.в}(ГГК-П))}{MNOG_{KORR}} \quad (3)$$

где $K_{п.в}(АК)$ и $K_{п.в}(ГГК-П)$ – пористости по АК и ГГК-П, рассчитанные по формулам (1) и (2), но при значении $V_{вода}$ равным полному водороду W , а $MNOG_{KORR}$ представляет из себя комбинацию DT_i и PL_i компонент породы.

Здесь необходимо учесть нетривиальный момент, что иногда K_p по ГГК-П и АК совпадают, но их равенство не говорит однозначно о том, что глины (и $V_{св.хим}$) нет совсем. Для песчано-глинистых отложений в результате обобщения и анализа геофизического материала была выявлена закономерность распределения глины в породе [2], состоящая в том, что при $K_{гл} < 13\%$ глина вероятнее всего располагается на контактах между зернами породы и играет роль цемента, вследствие чего ее наличие не сказывается на показаниях АК: по **рисунку 1а** (из работы [2]) видно, что K_p по АК и ГГК-П, рассчитанные по «традиционным» формулам, совпадают при $K_{гл} < 13\%$. Данный рис. 1а был сделан при исследовании скважин, пробуренных на обычных фильтрующих БР, когда «традиционные» формулы были применимы.

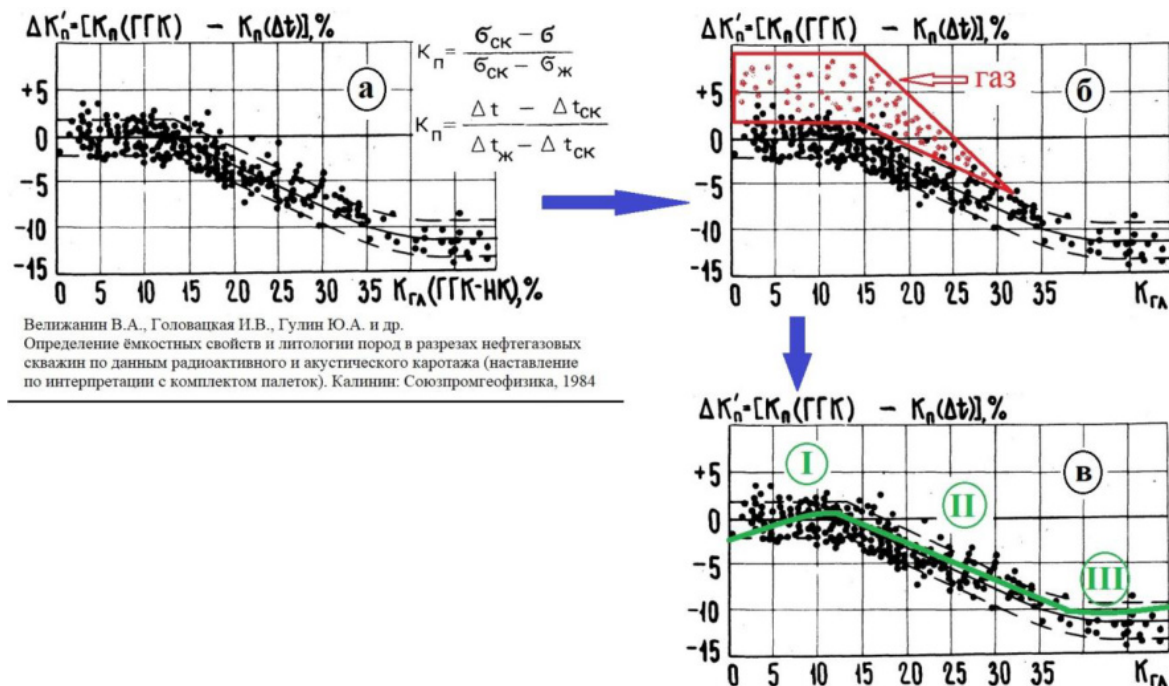


Рис. 1. Разность пористостей K_p , найденных по ГГК-П и АК в разных условиях: применение «традиционных» формул при бурении на фильтрующих БР (а) и нефилтрующих БР (б); применение новых формул из предлагаемой методики (в)

При исследовании скважин, пробуренных на нефилтрующимся БР, в порах находится газ, и при использовании «традиционных» формул облако точек «расплывается», поднимаясь вверх, как показано на **рисунке 16**. При применении же новой методики расположение точек «возвращается» к исходному виду: по рис.1в видно, что K_p по АК и ГГК-П (по новым формулам (1) и (2)) опять совпадают при $K_{гл} < 13\%$ (эта область обозначена цифрой I). Пласты, попадающие в область I, надо обрабатывать по отдельному алгоритму. Поскольку K_p в этом случае легко определяется, то рассчитать $V_{св.хим}$ уже не сложно: сначала вычисляется $V_{вода}$ с использованием показаний ГГКП и уже найденного K_p , и затем рассчитывается $V_{св.хим} = W - V_{вода}$.

После того, как $V_{св.хим}$ тем или иным способом найдено, можно рассчитать содержание минералогической глины $K_{гл}$ через водородный индекс глины, и затем с учетом параметров K_p и $V_{вода}$ определить содержание газа $V_{газ}$.

Расчет пелитовой глинистости и физически связанной воды

Глинистость как пелитовая фракция $K_{гл.пелит}$ в песчано-глинистых породах с кварцевым скелетом хорошо рассчитывается по ГК по формуле Ларионова [2]. Но высокое содержание полевых шпатов или акцессорных минералов приводит к невозможности применения ГК. В этом случае в предлагаемой методике для приближенной оценки $K_{гл.пелит}$, во-первых, используется уже найденное значение минералогической глинистости, а во-вторых, учитывается закономерность, что уменьшение K_p обычно свидетельствует о наличии глины в порах, т.е. $K_{гл.пелит}(K_p)$ должна расти с уменьшением K_p (за исключением плотных и засоленных пластов, которые определяются заранее). После расчета $K_{гл.пелит}$ по комбинации K_p и $K_{гл.пелит}$ можно оценить **проницаемость** коллекторов (высокая/низкая/средняя).

Количество физически связанной воды $V_{св.физ}$ главным образом определяется содержанием пелитовой глины, так как она обладает максимальной удельной поверхностью зерен. По керновым данным было выяснено, что гамма-активность пород (ГК) линейно связана с удельной поверхностью зерен [2]. Отсюда следует, что количество связанной воды на поверхности зерен тоже линейно связано с ГК, и поэтому $V_{св.физ}$ можно приближенно рассчитать по ГК. При наличии сильных помех для ГК параметр $V_{св.физ}$ в предлагаемой методике рассчитывается другим способом, основанным на содержании минералогической глины и характере ее распределения. Для песчано-глинистых отложений была выявлена закономерность характера распределения глины в породе (поровая, слоистая, на контактах зерен) исходя из ее содержания [2]. Поэтому, зная величину $K_{гл}$, можно примерно оценить пористость глины, которая и покажет величину $V_{св.физ}$. Еще один способ расчета $V_{св.физ}$ основан на корреляционной зависимости остаточной воды от K_p по керну.

Когда связанная вода найдена, легко рассчитать свободную воду и по соотношению между количеством газа и свободной воды оценить характер насыщения.

Тестирование новой методики

Предложенная методика построения ЛПМ была протестирована сопоставлением с керном на нескольких скважинах. **Рисунок 2** демонстрирует результат расчета пористости и связанной воды в одной из скважин, выделение коллекторов с оценкой характера насыщения, сопоставление с керном. Данная скважина интересна тем, что в ней присутствуют и газо-, и водонасыщенные интервалы, соотношение между количеством газа (желтый) и количеством свободной воды (голубая) говорит о характере насыщения коллектора. На рисунке нанесены кривые: пористость K_p , водород W , связанная вода $K_{св}$. Связанная вода $K_{св}$ условно объединяет физически и химически связанную воду. В коллекторах минералогическая глина присутствует в малом количестве, поэтому там связанная вода является в основном физически связанной.

Согласие рассчитанной пористости K_p с керном хорошее во всем интервале, в газо- и водонасыщенных коллекторах. Согласие рассчитанной физически связанной воды с остаточной водой $K_{во}$ по капилляриметрии также достаточно хорошее.

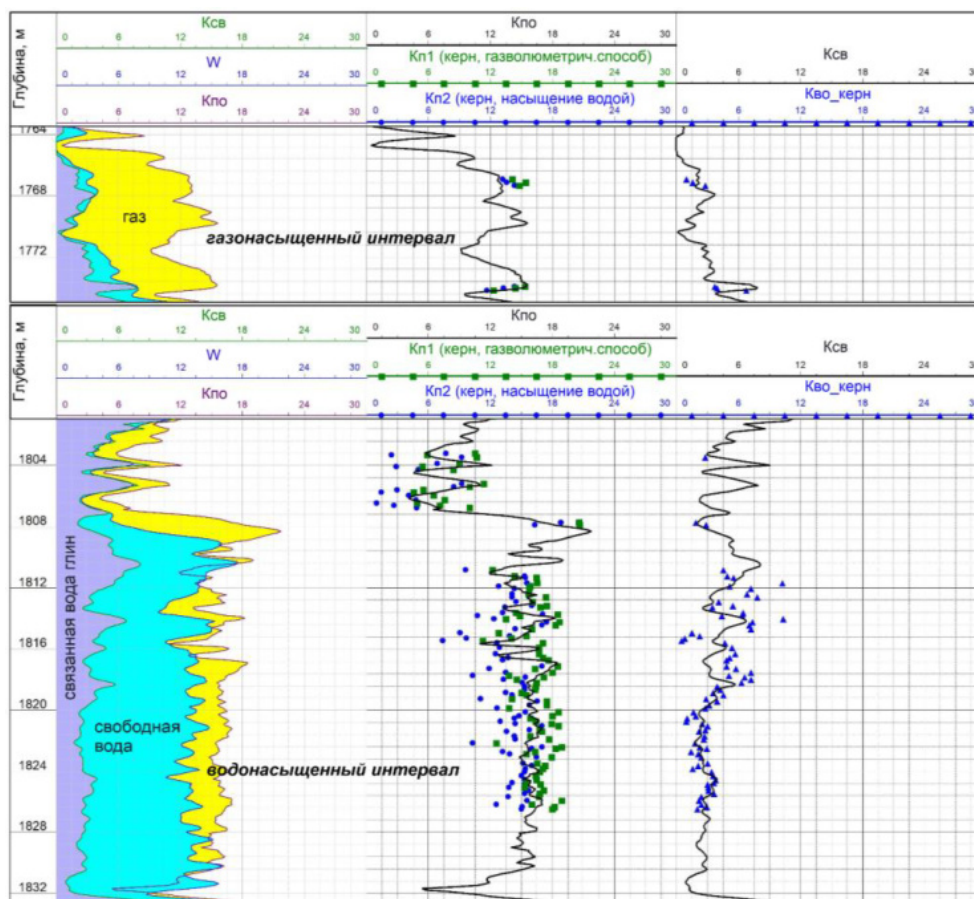


Рис. 2. Результат расчета пористости и связанной воды, сопоставление с керном (колонки 2 и 3), определение характера насыщения коллекторов (колонка 1)

Закключение

Новая методика интерпретации ГИС разработана для газовых скважин, пробуренных на нефилтрующихся БР, пористость и глинистость в ней определяются одновременно, обязательно с учетом переменного по разрезу содержания газа, что позволяет корректно строить ЛПМ. Применение же в данном случае традиционных методик, предназначенных для обычных фильтрующих БР, приводит к серьезным ошибкам. **Новая методика позволяет** определить основные компоненты породы $K_{ск}$, $K_{гл}$, $K_{п}$, найти содержание газа и воды в порах, оценить количество физически связанной воды, эффективную пористость, пелитовую глинистость, засоленность пород. Определяется характер насыщения коллекторов и на качественном уровне оценивается проницаемость. На исследуемом объекте методика может быть улучшена путем настройки на керновые данные с целью уточнения коэффициентов петрофизических уравнений и повышения достоверности расчета $K_{п}$ и $K_{гл}$.

Список использованных источников:

1. Слугин П.П., Кирсанов С.А., Поляченко Л.Б. и др. Новый методический подход к определению пористости и построению литологической модели газовых объектов при использовании нефилтрующихся буровых растворов по данным комплекса ГИС открытого ствола // Инженер-нефтяник. 2024. Спецвыпуск. – С. 32-38.
2. Велижанин В.А., Головацкая И.В., Гулин Ю.А. и др. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток). Калинин: Союзпромгеофизика, 1984. – 110 с.