

# Инженер-нефтяник

спецвыпуск 2024

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Санкт-Петербургский  
горный университет  
императрицы Екатерины II



**ХИМПРОМ**

ХИМИЯ БЕЗ ГРАНИЦ



**Материалы**

**III Международной научно-практической конференции**

**ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ,  
РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

УДК 550.832

# НОВЫЙ МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОРИСТОСТИ И ПОСТРОЕНИЮ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НЕФИЛЬТРУЮЩИХСЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ГИС ОТКРЫТОГО СТВОЛА

Слугин П.П.<sup>1</sup> – первый зам. начальника Департамента

Кирсанов С.А.<sup>1</sup> – к.т.н., начальник Управления

Поляченко Л.Б.<sup>2</sup> – к.ф.-м.н., начальник Лаборатории физ.-мат. моделирования

Иванова А.Ю.<sup>2</sup> – к.ф.-м.н./д.т.н., начальник Лаборатории методического обеспечения ГИС

Егурцов С.А.<sup>2</sup> – президент

<sup>1</sup> ПАО «Газпром», Санкт Петербург

<sup>2</sup> ООО «ИНТ «ГеоСпектр»

Указ Президента РФ от 28.02.2024 № 145 «О Стратегии научно-технологического развития РФ» определяет, что в ближайшее десятилетие приоритетами научно-технологического развития следует считать направления, позволяющие получить значимые научные и научно-технические результаты, создать отечественные наукоемкие технологии и обеспечивавшие повышение эффективности добычи углеводородного сырья. При этом особую актуальность для реализации приоритетов научно-технологического развития приобретает создание широкого спектра технологических решений общего назначения (научно-технологических платформ) [1].

ПАО «Газпром» планомерно развивает и применяет платформенные подходы в геофизических исследованиях скважин (ГИС) нефтегазоконденсатных месторождений НГКМ [2]. В статье представлен новый методический подход к определению пористости и построению литологической модели газовых объектов при использовании нефилтрующих буровых растворов по данным комплекса ГИС открытого ствола, разработанный в рамках технологической платформы мультиметодного многозондового нейтронного каротажа.

## Традиционный подход для фильтрующихся буровых растворов

Многие годы и даже десятилетия при строительстве скважин применялись фильтрующиеся буровые растворы, глубоко проникающие в пласт. Это приводило к тому, что в порах пласта в радиусе глубинности методов ГИС всегда находился фильтрат бурового раствора (ФБР), то есть жидкость, независимо от того, газонасыщенный это пласт или водонасыщенный. Поэтому расчет пористости в первом приближении производился в двухкомпонентной системе: твердый скелет + жидкость в порах.

В таком приближении пористость пласта  $K_p$  легко рассчитывалась по обычной формуле гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П):

$$K_p = (PL_{\text{скелет}} - PL) / (PL_{\text{скелет}} - PL_{\text{флюид}}) \quad (1)$$

где  $PL_{\text{скелет}}$  – плотность скелета породы,  $PL_{\text{флюид}}$  – плотность флюида внутри пор,  $PL$  – плотность породы в исследуемом пласте.

Плотность скелета породы известна. Значение плотности флюида внутри пор тоже однозначно определялось, поскольку это всегда был ФБР с известными свойствами. Поэтому пористость пласта легко рассчитывалась.

Методы нейтронного каротажа (двухзондовый нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам 2ННК-Т или нейтронный гамма-каротаж НГК) тоже адекватно отражали пористость пласта, поскольку они показывают водородосодержание породы, а в случае заполнения пор жидкостью (ФБР) объем жидкости соответствовал пористости.

Таким образом, можно сделать вывод, что для фильтрующихся буровых растворов пористость легко рассчитывалась по разным методам ГИС, поскольку можно было работать в двухкомпонентном приближении скелет + флюид. Понятие «водонасыщенная пористость», которое всегда применимо к нефтяным объектам, достаточно адекватно описывало и газовые объекты при применении фильтрующихся растворов. Но для газовых объектов при использовании нефилтрующих буровых растворов это понятие неприменимо. Поэтому литологическую модель пласта необходимо строить по-разному для фильтрующихся и нефилтрующих буровых растворов.

### **В чем же проблема с нефилтрующимися буровыми растворами при расчете пористости и как ее решать?**

Для нефилтрующих буровых растворов, которые находят все более широкое применение при строительстве скважин, ситуация совсем другая. Если ФБР не проникает в пласт, то вблизи скважины в порах находится то же самое, что и на удалении от скважины, это может быть газ, вода или их смесь в произвольном соотношении. И проблема состоит в том, что заранее неизвестно, что там находится. А не зная этого, невозможно правильно рассчитать пористость.

Нагляднее всего это можно продемонстрировать на методе ГГК-П., например, рассмотрим терригенный разрез с минералогической плотностью песчаника 2.63г/см<sup>3</sup>, плотностью газа 0.1г/см<sup>3</sup> и плотностью минерализованной пластовой воды 1.2г/см<sup>3</sup>. Предположим, что имеется пласт плотностью 2.4г/см<sup>3</sup>, и надо определить его пористость. Если он газонасыщен, то по формуле (1) с  $PL_{\text{флюид}}=0.1\text{г/см}^3$  мы получим пористость  $K_p=9\%$ . Если он водонасыщен, то по формуле (1) с  $PL_{\text{флюид}}=1.2\text{г/см}^3$  мы получим пористость  $K_p=16\%$ . Но если заранее неизвестно, что именно находится в порах, то ошибка может быть очень велика – пористости 9% и 16% сильно отличаются.

Данная проблема авторами была решена. Разработан новый методический подход, позволяющий правильно рассчитать пористость и построить литомодель пласта в условиях отсутствия зоны проникновения ФБР. Литомодель строится для общего случая произвольного и неизвестного насыщения пластов (газ, вода, их смесь), и алгоритм ее построения предусматривает одновременное определение пористости и газонасыщенности. При этом используется типичный комплекс ГИС открытого ствола, включающий методы АК, ГГК-П, ГК, нейтронного каротажа (НК).

Решается система петрофизических уравнений для этих методов. Предполагается, что порода состоит из следующих основных неизвестных компонент: пористость  $K_p$ , скелет породы  $K_{\text{скел}}$ , связанная вода глиен  $K_{\text{св}}$ , «сухая» глина  $K_{\text{глин}}$ . В порах находятся газ и вода в произвольном соотношении, их объемные содержания  $V_{\text{газ}}$  и  $V_{\text{вода}}$  также являются неизвестными, и в сумме дают пористость  $K_p$ :  $V_{\text{газ}}+V_{\text{вода}}=K_p$ . Связанная вода глиен и «сухая» глина «связаны» между собой коэффициентом пропорциональности  $P$ :  $K_{\text{св}}=P \cdot K_{\text{глин}}$ , т.е. они не являются независимыми. Общая пористость  $K_{\text{по}}$  включает в себя «просто» пористость  $K_p$  и физически связанную воду глиен  $K_{\text{св}}$ :  $K_p+K_{\text{св}}=K_{\text{по}}$ . Коэффициенты уравнений для методов АК и ГГК-П, характеризующие компоненты породы (плотность и интервальное время скелета, воды, газа, глины и т.п.), а также коэффициент пропорциональности  $P$ , находятся заранее с использованием керновых данных. Имеется дополнительное нормировочное уравнение – сумма всех компонент равна 100%:

$$\begin{aligned} K_p + K_{\text{св}} + K_{\text{скел}} + K_{\text{глин}} = \\ V_{\text{газ}} + V_{\text{вода}} + K_{\text{св}} + K_{\text{скел}} + K_{\text{глин}} = 100\%. \end{aligned} \quad (2)$$

Таким образом, имеется система из пяти уравнений (четыре метода ГИС плюс нормировка на 100%), по которой необходимо найти четыре неизвестных ( $V_{\text{газ}}$ ,  $V_{\text{вода}}$ ,  $K_{\text{скел}}$ ,  $K_{\text{глин}}$  или  $K_{\text{св}}$ ). При условии, что все измерения проведены качественно и сбоев нет, наблюдается избыток уравнений, который можно использовать для уточнения скелета породы. Если же имеются сбои, например, в АК в горизонтальных скважинах, то избытка уравнений нет, и скелет уточнить не удастся.

Основные этапы обработки:

1) Расчет водородосодержания  $W$  по НК. Найденное  $W$  включает в себя связанную воду глиен и свободную воду в порах:  $K_{\text{св}}+V_{\text{вода}}=W$ .

2) Расчет глинистости  $K_{\text{глин}}$  по двойному разностному параметру ГК с привлечением кривой  $W$  (для коррекции за помехи). Расчет физически связанной воды капилляров глиен  $K_{\text{св}}=P \cdot K_{\text{глин}}$ . Расчет свободной воды  $V_{\text{вода}}=W-K_{\text{св}}$ .

3) Расчет общей пористости  $K_{\text{по}}(\text{АК})=K_p+K_{\text{св}}=V_{\text{газ}}+V_{\text{вода}}+K_{\text{св}}$  по методу АК с привлечением уже найденных кривых  $V_{\text{вода}}$ ,  $K_{\text{св}}$ ,  $K_{\text{глин}}$ . При этом решается петрофизическое уравнение для акустического каротажа  $DT=\sum DT_i \cdot Ki$  с учетом дополнительного уравнения (2) нормировки суммы компонент на 100%.

4) Расчет общей пористости  $K_{\text{по}}(\text{ГГКП}+\text{ГК})$  по методам ГГКП и ГК с привлечением ранее найденных кривых. При этом решается петрофизическое уравнение плотностного каротажа  $PL=\sum PL_i \cdot Ki$  с учетом дополнительного уравнения (2) нормировки суммы компонент на 100%.

5) Усреднение  $K_{по}(АК)$  и  $K_{по}(ГГКП+ГК)$  для нахождения окончательной кривой общей пористости  $K_{по}$ .

6) Расчет «обычной» пористости  $K_p$ , не включающей связанную воду глин:  $K_p = K_{по} - K_{св}$ .

7) После того, как  $K_{по}$ ,  $K_p$ ,  $V_{газ}$  найдены, газонасыщенность может быть рассчитана через эти величины с помощью простых математических формул, как доля газа в общей пористости  $K_{по}$  или доля газа в «просто» пористости  $K_p$  (в зависимости от требований). То есть газонасыщенность находится как «побочный» результат методики, являясь на самом деле очень важным параметром.

При использовании данного методического подхода сначала по этапам 1-7 в первом приближении рассчитывается литологическая модель при фиксированном однородном скелете породы. Это основа литологической модели. Затем можно, используя избыточность методов (одновременно АК и ГГК-П), уточнить наличие примесей в основном скелете, например, карбонатные примеси в терригенном пласте или наоборот. При этом желательно в соответствии с примесями ввести поправки в водородосодержание, и заново пересчитать пористость. Данные преобразования рекомендуются проводить, если количество примесей сильно меняется по разрезу, вплоть до чередования типов скелета пласта. Если же скелет приближенно однородный, то этих уточнений можно не делать.

Уточнить скелет породы можно только при условии избыточности количества методов ГИС, причем если измерения всех методов проведены качественно и никаких сбоев нет.

При наличии более широкого комплекса ГИС, включающего спектрометрические методы НГК-С и СГК, можно более детально определить компоненты скелета породы, но данный вопрос в работе не рассматривается.

Фактически новый методический подход отличается от традиционного тем, что при решении системы уравнений появляется еще одна дополнительная неизвестная компонента – объемное содержание газа  $V_{газ}$  в порах, и, конечно, этот параметр не является постоянным во всем разрезе, а может произвольно меняться. Введение этого параметра дает возможность правильно рассчитать пористость в коллекторах с любым характером насыщения, а также сразу рассчитать газонасыщенность  $K_g$  как долю газа в порах.

### **Новый способ расчета глинистости по ГК с коррекцией за сильные помехи от монацитов**

Правильный расчет глинистости играет важную роль в построении литологической модели, ошибки в нем приводят к ошибкам в определении всей литологической модели, положения и качества коллекторов, построении корреляции разрезов скважин. Однако метод ГК, традиционно используемый для расчета глинистости, нередко подвержен влиянию помех, причем иногда настолько сильных,

что они делают невозможным определение глинистости по ГК. Помехами могут быть, например, калиевые полевые шпаты (калий), органика (уран), и самые сильные помехи – ториевый акцессорный минерал монацит. И если калиевые полевые шпаты и органические отложения лишь относительно немного искажают кривую ГК, то монациты деформируют ее очень сильно. На исследуемом нами месторождении встречались пласты с содержанием монацитов до 25%, это приводило к аномальному повышению показаний ГК и, естественно, к очень сильному искажению кривой глинистости. Где-то на кривой глинистости появлялись явные ложные пропластки глин, где-то получались ошибки в виде завышения глинистости, и если ошибки были не такие явные, то из-за этого еще труднее было от них избавиться.

Кроме того, иногда сильные помехи от монацитов могут приводить к гораздо худшим ошибкам, в результате которых кривая глинистости рассчитывается неверно во всем разрезе. Дело в том, что обычно глинистость определяется по двойному разностному параметру для ГК, когда  $GK_{max}$  соответствует глинам, но если показания ГК в пропластках с монацитами существенно превышают ГК в глинистых пластах, и интерпретатор об этом не знает, то он неверно определит сам параметр  $GK_{max}$ , а значит и двойной разностный параметр будет ошибочен во всем разрезе. И поэтому глинистость окажется заниженной во всем разрезе.

Для решения данной проблемы с искажением ГК и ложным завышением глинистости авторами был предложен способ сопоставления первоначальной кривой связанной воды  $K_{св}$ , рассчитанной через глинистость по ГК, с кривой водородосодержания  $W$ . Там, где  $K_{св}$  оказывалось больше  $W$ , необходимо было положить  $K_{св} = W$ . Очевидно, что количество связанной воды не может превышать полное количество воды в пласте, поэтому отсечка по водороду  $W$  является способом, позволяющим установить максимально возможное количество связанной воды  $K_{св}$ . В случае нефилтрующих буровых растворов для газонасыщенных коллекторов кривые  $K_{св}$  и водородосодержания должны быть близки, в таких коллекторах предложенный способ хорошо работает. В водонасыщенных коллекторах найденное таким способом  $K_{св}$ , конечно, еще не является истинным значением  $K_{св}$ , т.к. истинное должно быть меньше этого значения, но такой способ позволяет минимизировать грубые ошибки в расчете глинистости и связанной воды в коллекторах. В водонасыщенных коллекторах можно дополнительно оценить  $K_{св}$  через решение системы уравнений с использованием двух методов АК и по ГГК-П и уже найденной кривой водородосодержания, такой способ имеет небольшие погрешности, но они существенно меньше, чем ошибки при расчете глинистости традиционным способом по ГК в присутствии большого количества монацитов.

При таком расчете глинистости уже нельзя уточнить наличие примесей в скелете, так как избыточность в количестве методов ГИС будет использована для определения глинистости.

Чтобы избежать ошибочного занижения всей кривой глинистости, когда показания ГК в пропластках с монацитами превышают ГК в пластах глин и неверно определяется  $GK_{max}$ , необходимо сопоставить кривую связанной воды глин и кривую водородосодержания, по этому сопоставлению хорошо видны пропластки с монацитами, и благодаря этому можно избежать ошибок.

### **Обобщение предложенного методического подхода на фильтрующиеся буровые растворы, оценка остаточной газонасыщенности, улучшение традиционного метода расчета пористости**

Предложенный авторами методический подход построения литологической модели, предназначенный для нефилтрующих буровых растворов, легко обобщается на фильтрующиеся буровые растворы и даже позволяет улучшить традиционный метод расчета пористости. Задача решается в общем случае, в предположении, что поры заполнены ФБР и остаточным газом (в заранее неизвестном количестве). В случае фильтрующихся буровых растворов для расчета литологической модели необходимо провести обработку скважинных измерений по этапам 1-6 (без этапа 7), описанным выше, и пористость, рассчитанная по такому алгоритму, будет точнее, чем по традиционному алгоритму. Пористость будет точнее, потому что новый способ позволяет легко учесть остаточный газ, недовытесненный ФБР, а традиционный метод не позволяет однозначно сделать это. По традиционному методу при расчете пористости можно ввести поправки за остаточный газ, но для этого надо заранее знать, какие коллекторы газонасыщены (чтобы только для них вводить поправки) и сколько там остаточного газа (а это зависит от проницаемости, которая тоже заранее неизвестна). По традиционному методу можно учесть остаточную газонасыщенность и другим способом – уменьшив «эффективную» плотность флюида в коллекторах, например, на 20% (что эквивалентно ~20% остаточного газа). Но в любом случае, в традиционном методе для правильного расчета пористости необходимо заранее знать, какие коллекторы газонасыщены, сколько там остаточного газа, и количество остаточного газа является постоянным для всех коллекторов (а оно может сильно меняться в зависимости от проницаемости). Новый методический подход не требует априорных знаний об остаточном газе, задача решается в общем случае, пористость определяется с учетом остаточного газа, количество остаточного газа в каждом коллекторе находится в процессе решения задачи.

Задача определения остаточной газонасыщенности важна и сама по себе, потому что это тот газ, который никогда не может быть извлечен,

и в дальнейшем (при разработке месторождения) важно знать этот параметр для сопоставления с текущей газонасыщенностью для оценки степени выработки месторождения и перспектив дальнейшей работы.

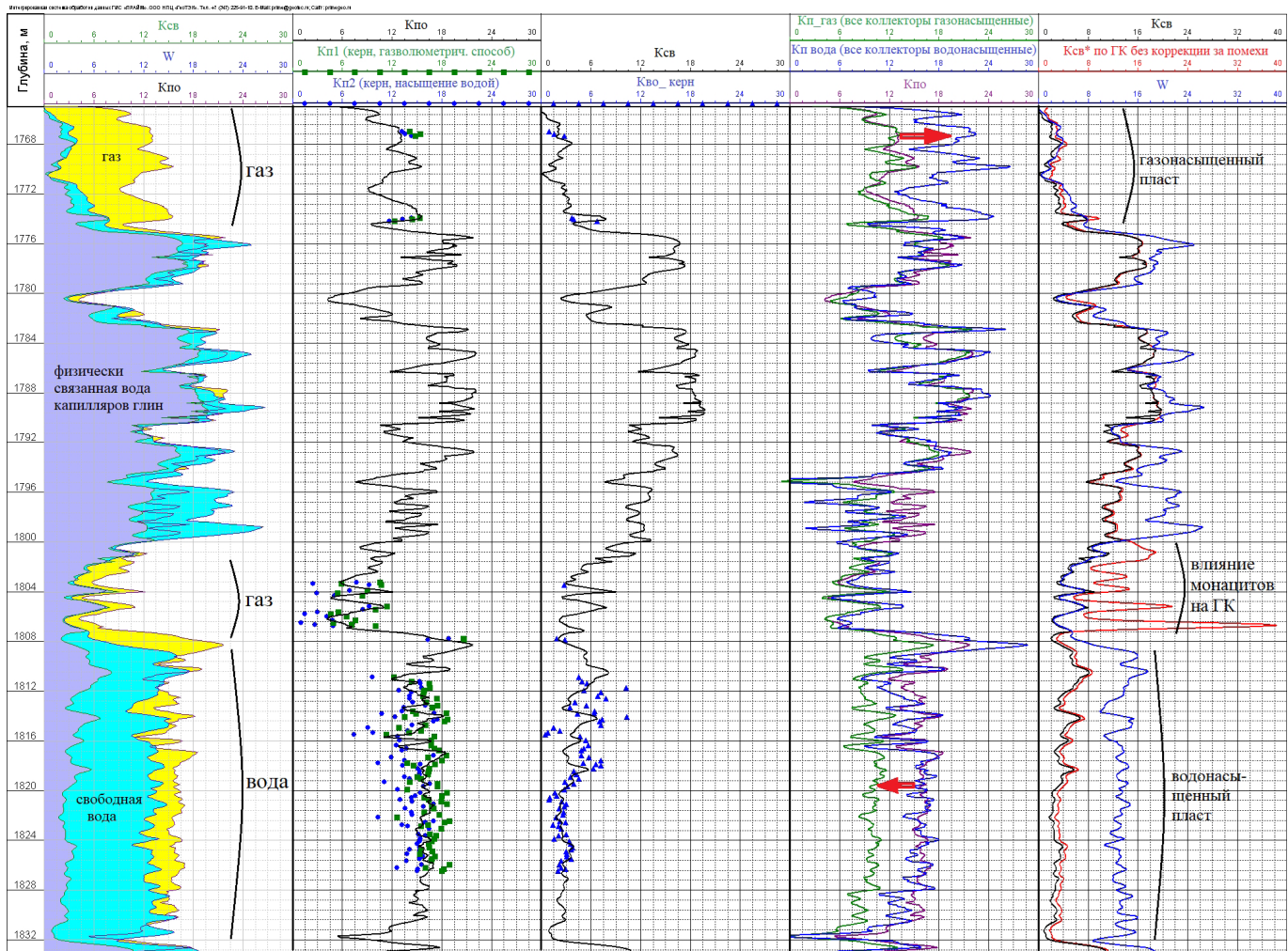
Очевидно, что в такой постановке задачи – с фильтрующимися буровыми растворами – определение газонасыщенности по предложенной методике с указанным комплексом ГИС невозможно, но это и не является нашей основной задачей. Предложенный авторами метод в случае фильтрующихся буровых растворов позволяет более точно рассчитывать такой элемент литологической модели, как пористость, а также оценивать остаточную газонасыщенность, важную с точки зрения перспектив дальнейшей работы на месторождении в каждый текущий момент времени.

Тестирование нового методического подхода

Предложенный методический подход построения литологической модели пласта был протестирован сопоставлением с керном на нескольких скважинах. Рисунок 1 демонстрирует результат расчета пористости и физически связанной воды глин в одной из скважин, выделение коллекторов с оценкой характера насыщения, сопоставление с керном, ошибки в пористости и глинистости при расчете традиционными способами. Пример сопоставления рассчитанной пористости с данными керна приведен на рисунке 1 во второй колонке. Видно, что найденная пористость  $K_{po}$  идет примерно между  $K_{p1}$  (определена по керну газволюметрическим способом, зеленые точки) и  $K_{p2}$  (определена по керну насыщением водой, синие точки), но ближе к  $K_{p1}$ . Обе пористости  $K_{p1}$  и  $K_{p2}$  имеют погрешности, и с учетом погрешностей можно сделать вывод, что согласие рассчитанной пористости с керном хорошее. Пористость по керну  $K_{p2}$ , определяемая насыщением водой, используется на практике чаще, но  $K_{p1}$  по газволюметрическому способу точнее отражает открытую пористость, поэтому большая близость к  $K_{p1}$  говорит о правильности расчета пористости.

Пример сопоставления рассчитанной физически связанной воды капилляров глин  $K_{св}$  с остаточной водой по капиллярметрии приведен на том же рисунке 1 в третьей колонке, данные керна обозначены синими точками (остаточная вода переведена в доли породы для возможности сопоставления с  $K_{св}$ ). По физически связанной воде согласие с керном хорошее.

Данная скважина интересна тем, что в ней как раз присутствуют и газонасыщенные интервалы, и водонасыщенные – на рисунке 1 в первой колонке отражено их расположение. На рисунке нанесены кривые: общая пористость  $K_{po}$  (верхняя огибающая), водород  $W$  (ограничивает сверху «воду»), связанная вода глин  $K_{св}$  (ограничивает сверху фиолетовую область), и в соответствии с кривыми для наглядности сделана раскраска. Несмотря на то, что коллекторы имели разное насыщение, во всем интервале пористость была рассчитана верно (подтверждено керном).



**Рис. 1. Результат расчета пористости и физически связанной воды глин, определение характера насыщения коллекторов. Колонка 1 – расположение коллекторов и их характер насыщения, полученные по предложенному методическому подходу. Колонки 2 и 3 – сопоставление пористости и связанной воды глин с керном. Колонка 4 – ошибки в расчете пористости при неверном учете характера насыщения. Колонка 5 – искажающее влияние моноцитов на ГК.**

Соотношение между количеством газа (желтый) и количеством свободной воды (голубая) говорит о характере насыщения коллектора. Количество связанной воды глин говорит о качестве коллектора, его заглинизированности. Порисунку хорошо видно верхний газонасыщенный коллектор 1765-1775 м. Коллектор 1807-1833 м в его самой верхней части газонасыщен, на глубине ~1808 м виден четкий переход к воде, ниже он водонасыщен. Пласт 1802-1807 м газонасыщен, однако из-за малых  $K_p$  он является неколлектором. Рисунок демонстрирует, что предложенный методический подход позволяет рассчитать не только параметры литомодели, но и газонасыщенность, и даже оценить «качество» коллекторов.

### Ошибки в расчете пористости при применении традиционной методики

Если бы обработка этой скважины была проведена по традиционной методике, подразумевающей фильтрующиеся буровые растворы, то в водонасыщенном коллекторе пористость была бы рассчитана верно (т.к. там вода), а в газонасыщенных коллекторах пористость оказалась бы ошибочна – сильно завышена. Если бы была предпринята попытка обработать скважину в предположении, что все пласты газонасыщенные, то в истинно газонасыщенных пластах пористость была бы рассчитана верно, в водонасыщенных пластах пористость была бы сильно занижена, а в газоводонасыщенных пластах были бы ошибки.

То есть для правильного расчета пористости необходимо априори знать насыщение каждого коллектора, а оно неизвестно. Какие ошибки в пористости получаются при неверном задании характера насыщения – показано на рисунке 1 в четвертой колонке. Фиолетовая кривая – правильная пористость, рассчитанная предложенным способом для нефилтрующих буровых растворов (совпадает со второй колонкой, согласуется с керном). Синяя кривая – пористость, рассчитанная по традиционному подходу для фильтрующихся БР (сильное завышение пористости на 3-8%абс в верхнем газонасыщенном интервале). Зеленая кривая – пористость, рассчитанная в предположении, что все интервалы газонасыщенные (занижение пористости на 5-6%абс в нижнем водонасыщенном интервале). Красными стрелками обозначено, как искажается пористость при неверном задании характера насыщения коллекторов.

Таким образом, если скважина, пробуренная на нефилтрующемся буровом растворе, обрабатывается с заданием некоего «единого» (изначально неизвестного) характера насыщения для всех коллекторов, или если она обрабатывается традиционным способом (как для фильтрующихся буровых растворов), то ошибки в расчете пористости оказываются велики. Предложенный авторами методический подход позволяет избежать этих ошибок, и при любом насыщении коллекторов рассчитать пористость верно.

### Ошибки в расчете глинистости по ГК без учета помех от монацитов

Если бы расчет глинистости и связанной воды глини  $K_{св}$  был выполнен по обычной методике для ГК без учета помех от монацитов, то в интервале с монацитами глинистость была бы очень сильно завышена, пример приведен на рисунке 1 в пятой колонке. В этой колонке приведена кривая  $K_{св}$ , рассчитанная по предложенному способу с коррекцией за помехи, и кривая  $K_{св}^*$  без коррекции за помехи, а также кривая водородосодержания  $W$ . При расчете  $K_{св}$  было учтено, что в интервале 1800-1807м кривая  $K_{св}$  не должна превышать  $W$ , и было положено  $K_{св}=W$ . Если бы коррекция  $K_{св}$  не производилась, то интервал 1800-1807м ошибочно был бы признан глинистым.

Могла бы реализоваться и гораздо худшая ошибка, в результате которой глинистость была бы рассчитана неверно во всем разрезе. Обычно глинистость рассчитывается по двойному разностному параметру, когда  $GK_{тах}$  соответствует глинам, но в данной скважине  $GK_{тах}$  (при 1807м) в два раза превышает показания ГК в глинах, поскольку соответствует не глинам, а большому содержанию монацитов. В результате этой ошибки неверно был бы определен  $GK_{тах}$  и, следовательно, двойной разностный параметр во всем разрезе, и глинистость была бы везде существенно занижена.

Таким образом, расчет глинистости по ГК обычным способом без учета и коррекции

за помехи от монацитов приводит к серьезным ошибкам в интервалах с монацитами или даже во всем исследуемом интервале. Предложенный авторами методический подход позволяет избежать этих ошибок и рассчитать глинистость верно.

### Преимущества нового методического подхода расчета пористости, глинистости и построения литомодели

1) Новый методический подход позволяет правильно рассчитать пористость и построить литологическую модель пласта по комплексу ГИС открытого ствола в условиях применения нефилтрующих буровых растворов, когда вблизи скважины в порах находится то же самое, что и на удалении от скважины (газ, вода или их смесь в произвольном соотношении), причем заранее неизвестно, что там находится.

2) Одновременно определяется газонасыщенность коллекторов.

3) Новый методический подход позволяет рассчитать глинистость по ГК с учетом и коррекцией за помехи от монацитов, сильно деформирующих кривую ГК, приводящих к появлению ложных пропластков глини, завышающих глинистость в коллекторах или даже искажающих кривую глинистости во всем разрезе.

4) Новый методический подход легко обобщается на случай применения фильтрующихся буровых растворов, когда вблизи скважины в порах находится ФБР и остаточный газ. Пористость, рассчитанная по этому новому способу, будет точнее, чем при использовании традиционного подхода, так как в процессе расчета более корректно учитывается остаточный газ. Газонасыщенность коллекторов при этом не рассчитывается, но решается задача определения остаточной газонасыщенности в каждом коллекторе, которая важна сама по себе, потому что этот параметр необходимо знать для сопоставления с текущей газонасыщенностью для оценки степени выработки месторождения и с точки зрения перспектив дальнейшей работы месторождения в каждый текущий момент времени.

### Заключение

В заключение хотелось бы сказать, что построение литологической модели пласта всегда является сложной задачей. Решение ее неоднозначно, зависит от многих факторов, от комплекса ГИС, наличия данных керна, априорной информации, специфики применения методик конкретным интерпретатором. Однако при использовании любых методик надо четко понимать, для каких условий они предназначены, какие у них сложности и ограничения, где методики перестают работать. Литологическую модель пласта для газовых объектов необходимо строить по-разному для фильтрующихся и нефилтрующих буровых растворов, так как эти случаи сильно отличаются характером заполнения пор вблизи скважины.

Традиционные методики построения литологической модели на газовых месторождениях, широко используемые для обычных фильтрующихся буровых растворов, плохо пригодны для современных нефилтрующих буровых растворов, для которых необходимо учитывать, что вблизи скважины в радиусе действия методов НК, ГК, АК, ГГК-П в порах находятся газ и вода в произвольном и заранее неизвестном соотношении. И чтобы избежать ошибок, необходимо использовать другие способы построения литомодели, в частности, предложенный авторами новый методический подход.

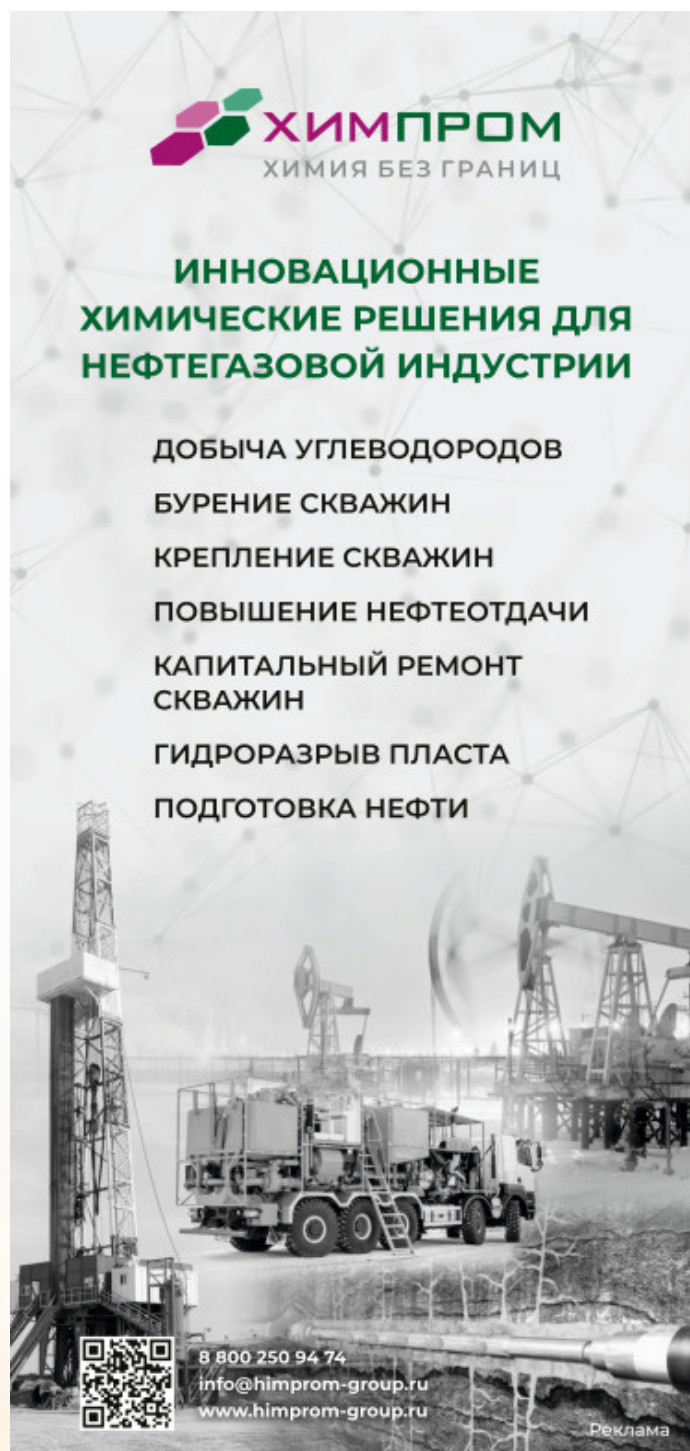
Еще одно важное замечание: если для какого-то месторождения методика построения литологической модели была разработана в то время, когда применялись фильтрующиеся буровые растворы, то переход к нефилтующимся буровым растворам на этом же месторождении означает необходимость разработки новой методики, старая будет давать ошибки в расчете пористости или окажется вовсе неприменимой.

### ЛИТЕРАТУРА

1. О стратегии научно-технологического развития Российской Федерации: указ Президента РФ от 28.02.2024 № 145 // Собр. Законодательства РФ. – 2024. - № 10. – ст. 1373(4653).
2. Меньшиков С.Н., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А. и др. Платформенный подход в области нейтронного каротажа скважин – один из инструментов повышения технологического потенциала ПАО «Газпром» // Газовая промышленность, 2023. - Спецвыпуск № 1 (844). С. 234-242.

### REFERENCES

1. On the strategy of scientific and technological development of the Russian Federation: Decree of the President of the Russian Federation No. 145 dated 02/28/2024 // Sobr. Legislation of the Russian Federation. - 2024. - No. 10. – Art. 1373(4653).
2. Menshikov S.N., Akhmedsafin S.K., Kirsanov S.A., etc. The platform approach in the field of neutron logging of wells is one of the tools for increasing the technological potential of Gazprom PJSC // Gas Industry, 2023. - Special Issue No. 1 (844). pp. 234-242.



**ХИМПРОМ**  
ХИМИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

**ИННОВАЦИОННЫЕ  
ХИМИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ**

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ  
БУРЕНИЕ СКВАЖИН  
КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН  
ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ  
КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ  
СКВАЖИН  
ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА  
ПОДГОТОВКА НЕФТИ

8 800 250 94 74  
info@himprom-group.ru  
www.himprom-group.ru

Реклама