

С достаточно высокой точностью определяется скелетная плотность породы, что позволяет использовать ее при расчете пористости по данным плотностного каротажа. В определении карбонатизации и пиритизации породы может присутствовать систематика, обусловленная наличием утяжелителей в буровом растворе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бубеев А. А., Велижанин В. А., Лобода Н. Г., Тихонов А. Г. Некоторые результаты модельных и скважинных испытаний оценки массовых содержаний элементов по данным спектрометрического нейтронного гамма-каротажа // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2010. Вып. 8 (197). С. 67–80.
2. Бубеев А. А., Велижанин В. А., Лобода Н. Г. Способы и алгоритмы обработки данных спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой СНГК-89 // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 8 (206). С. 55–72.
3. Велижанин В. А., Бубеев А. А., Лобода Н. Г. и др. Аппаратура спектрометрического нейтронного гамма-каротажа для оценки массовых содержаний элементов в породе // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 2 (200). С. 73–77.
4. Геология нефтяных и газовых месторождений Юго-Западного Туркменистана / А. А. Али-Заде, М. Аширмамедов, Н. Хаджинуров и др. Ашхабад: Ылым, 1985. 356 с.
5. Лобода Н. Г., Велижанин В. А., Бубеев А. А. Математическое моделирование спектрометрического нейтронного гамма-каротажа // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2010. Вып. 7 (196). С. 50–69.

Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете ООО "Нефтегазгеофизика" и рекомендована к публикации

УДК 550.8.053

В. М. Теленков, Н. В. Козяр, А. Н. Волнухин
ООО "Нефтегазгеофизика"

ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДОВ ГИС ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ЗАСОЛЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

На основе математического моделирования и скважинных исследований изучены возможности методов ГИС для количественной оценки засоленных коллекторов. Определены основные погрешности определения общей пористости и объемного содержания соли в горной породе при использовании различных комплексов ГИС. Предложены комплекс ГИС и методика количественного определения пористости для горных пород с различным объемным содержанием солей.

Ключевые слова: каротаж, комплексная интерпретация, галит, керн.

При разведочном и эксплуатационном бурении на нефть и газ в Восточной Сибири все чаще приходится сталкиваться с проблемой изучения коллекторов сложного минералогического состава. Одной из задач является определение емкостных характеристик терригенных и карбонатных коллекторов в подсолевых отложениях нефтегазовых месторождений, в которых отмечается неравномерное засоление порового пространства.

Примером таких отложений могут служить породы подсолевых разрезов Непско-Ботубинского поднятия. Их общей характеристикой служит повсеместная засоленность и битумизация карбонатных и терригенных отложений. Галит может полностью или частично заполнять поровое пространство пород. В первом случае они не могут быть коллекторами, во втором – значения коэффициентов пористости и соответствующие им значения коэффициентов проницаемости, рассчитанные по данным ГИС, явно завышены, если не учтено содержание галита. Завышение коэффициентов общей пористости пород будет приводить к искажению рассчитанных коэффициентов нефтегазонасыщенности.

Следует также принять во внимание изменчивый состав цемента, скрепляющих зерна породообразующих минералов. В карбонатном разрезе цементы чаще всего доломитовые, доломито-ангидритовые. Чрезвычайно развита известковистость первичных доломитов. В терригенном разрезе цементы изменяются от чисто глинистых до

глинисто-карбонатных, глинисто-ангидритовых и глинисто-галитовых. Глинистые минералы представлены смесью гидрослюдистых и хлоритовых глин, которые переменчиво изменяются в продуктивных коллекторах, увеличиваясь вниз по разрезу.

Засолонение происходит за счет отложений соли в поровом пространстве, в результате чего происходит изменение характеристик матрицы скелета породы и уменьшение объема пор. Максимальное влияние на изменение геофизических характеристик засоленной породы относительно результатов исследований в объектах, не затронутых данным процессом, оказывает изменение объема порового пространства. Изменение свойства скелета породы имеет второстепенное значение. Наиболее сильное влияние наличие соли оказывает на показания, зарегистрированные зондами компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННК-Т). По результатам математического моделирования методом Монте-Карло, произведенного с учетом конфигурации прибора СРК-76, зависимость коэффициента водородосодержания (ω_t), полученного с использованием данного метода, от объемного содержания соли в породе нелинейна (рис. 1), и наиболее сильно это выражено при солесодержании до 5%.

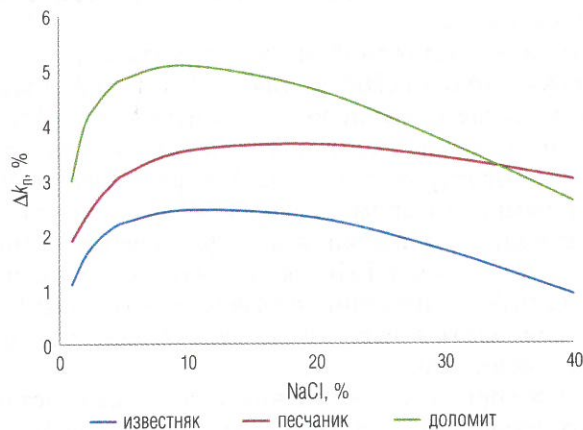


Рис. 1. Поправка ΔK_n , % в водородосодержание за влияние галита в составе скелета породы (аппаратура СРК-76, зонд 2ННК-Т). Результат получен для породы с коэффициентом пористости, равным нулю

Влияние содержания соли на интервальное время продольной волны (Δt_p), плотность (σ) и водородосодержание, определенного по надтепловым нейтронам (ω_{nt}), линейно. Линейный характер связи данных геофизических параметров от объемного содержания соли позволяет получить неискаженные геологические параметры с помощью простых процедур. Учет наличия соли в породе позволяет определить ее пористость по комплексу Δt_p – σ – ω с погрешностью 2% (абс.), при этом минимальная погрешность определения засолонения составит 4% от объема породы.

На рис. 2 показаны кросс-плоты данных, полученных в терригенной части разреза, с линейным (Δt_p , σ) и нелинейным (ω_t) влиянием увеличения содержания соли в породе на показания геофизических методов. Для данных, полученных в карбонатном разрезе, характер влияния засолонения на результаты ГИС аналогичен.

Полного исключения влияния данного фактора на результаты интерпретации можно добиться учетом объемного содержания соли, определенного по данным других геофизических методов.

Наилучший результат получается при использовании данных импульсного нейтронного гамма-каротажа (2ИНГК). Галит характеризуется аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов (Σ) (рис. 3), что обеспечивает хорошую чувствительность данного метода к присутствию соли в породе.

При расчете содержания соли по данным 2ИНГК для учета влияния пористости и глинистости пород необходимо привлекать данные других методов ГИС (рис. 4).

Погрешность определения NaCl в слабоглинистых карбонатных отложениях составляет от 0,3 до 1,0% (абс.) при увеличении пористости породы до 20%.

В терригенном разрезе ситуация осложняется наличием глин. Сечения чистых минералов скелета и глины, слагающих породу, невысоки и слабо отличаются (кварц – 4,2, глинистые минералы 8–12). В реальных условиях сечение захвата нейтронов в глинах из-за ее высоких сорбционных свойств существенно выше слагающих ее глинистых минералов и, как следствие, изменяется в широких пределах. Типичный диапазон изменения сечений пластов глин – от 25 до 35 единиц захвата. По результатам скважинных замеров на Талаканском и Алинском месторождениях сечение захвата нейтронов в глинах составило примерно 60 единиц.

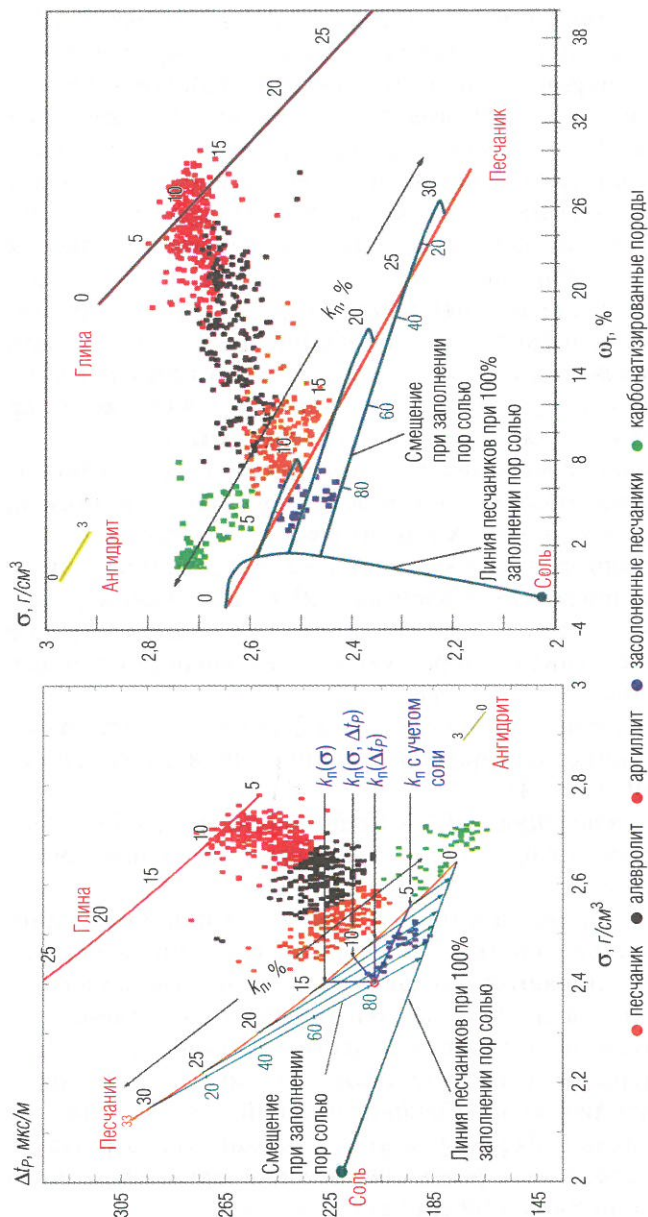


Рис. 2. Влияние засоления на расположение данных относительно линий палеоточных зависимостей на кросс-плотах Δt_p — σ и σ — ω_n . На кросс-плоте отображены данные терригенной части разреза. $k_n(\sigma)$, $k_n(\sigma, \Delta t_p)$ — пористости, определенные по соответствующим методам без учета содержания соли

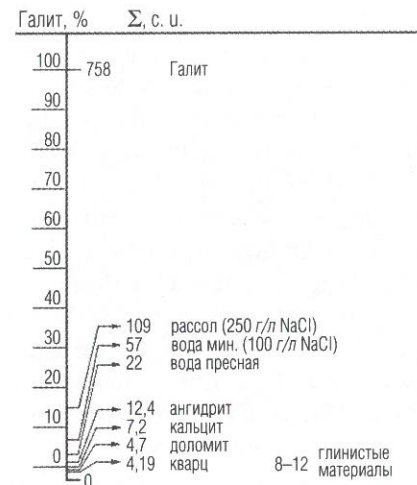


Рис. 3. Сечение захвата нейтронов для отдельных компонент горных пород

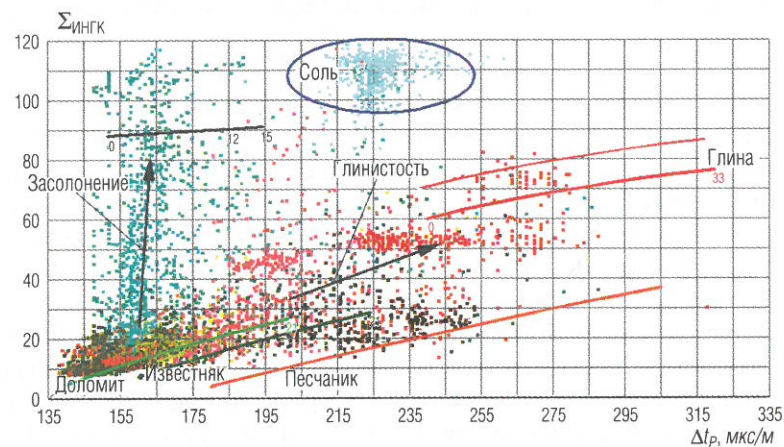


Рис. 4. Разделение засоленных и глинистых пород на кросс-плоте $\Sigma_{\text{ИНГК}}$ — Δt_p . Для увеличения статистики сведены данные по четырем скважинам. Линии палеток построены с учетом заполнения пор высокоминерализованной водой. Зеленые точки соответствуют доломитам и известнякам, коричневые — песчаникам, красные — глинам, розовые — глинистым карбонатам, темно-голубые — засоленным породам, светло-голубые — солям

Такое большое сечение глин при ошибке оценки глинистости в 10% (абс.) приводит к ошибке определения содержания галита 0,9% (абс.).

Использование сечения захвата нейтронов для оценки содержания соли имеет ограничение по диапазону содержания галита в пласте, поскольку невозможно измерить сечение пласта, превышающее сечение скважины. Исходя из этого условия, содержание галита в объеме породы можно достоверно определять в пределах, не превышающих 10–12%. С учетом конфигурации прибора определяемая величина характеризует осредненное значение на интервале 0,5 м.

Апробация технологии происходила на данных, полученных в карбонатной части подсолевых разрезов Непско-Ботубинского поднятия. Особенностью интерпретации в карбонатной части разреза являлась необходимость учета сложного состава и строения пород, которые представлены известняками, доломитом, ангидритом, местами заглинизированными и засоленными. Поровое пространство представлено гранулярной и каверновой пористостью (рис. 5). Для количественного учета всех перечисленных геологических параметров использовался расширенный комплекс геофизических методов (интервальное время продольной волны – Δt_p , интервальное время поперечной волны – Δt_s , плотность – σ , водородосодержание по тепловым нейтронам – ω_T , содержание калия по данным СГК – К, фотоэлектронный эффект – P_e , сечение захвата тепловых нейтронов – $\Sigma_{ингк}$). На планшете (рис. 5) приведены результаты нескольких вариантов интерпретации карбонатного разреза: комплекс $\Delta t_p - \Delta t_s - \sigma - \omega_T - K - P_e$ без учета содержания соли в породе (модель 1); комплекс $\Delta t_p - \Delta t_s - \sigma - \omega_T - K - P_e$ (модель 2) и комплекс $\Delta t_p - \Delta t_s - \sigma - \omega_T - K - P_e - \Sigma_{ингк}$ (модель 3) с расчетом содержания соли в породе.

Сравнение полученных результатов определения коэффициентов пористости с результатами, полученными при анализе зерна, по всем трем вариантам расчетов показаны на рис. 6. Коэффициенты общей пористости, определенные при интерпретации данных без учета содержания соли в породе, систематически завышены по сравнению с результатами, полученными при анализе зерна. Средняя величина завышения показаний равна 1,4% (абс.). При расчетах с использованием данных $\Sigma_{ингк}$ геологическая модель и определенные емкостные характеристики горных пород лучше согласуются с результатами описания и исследований образцов зерна.

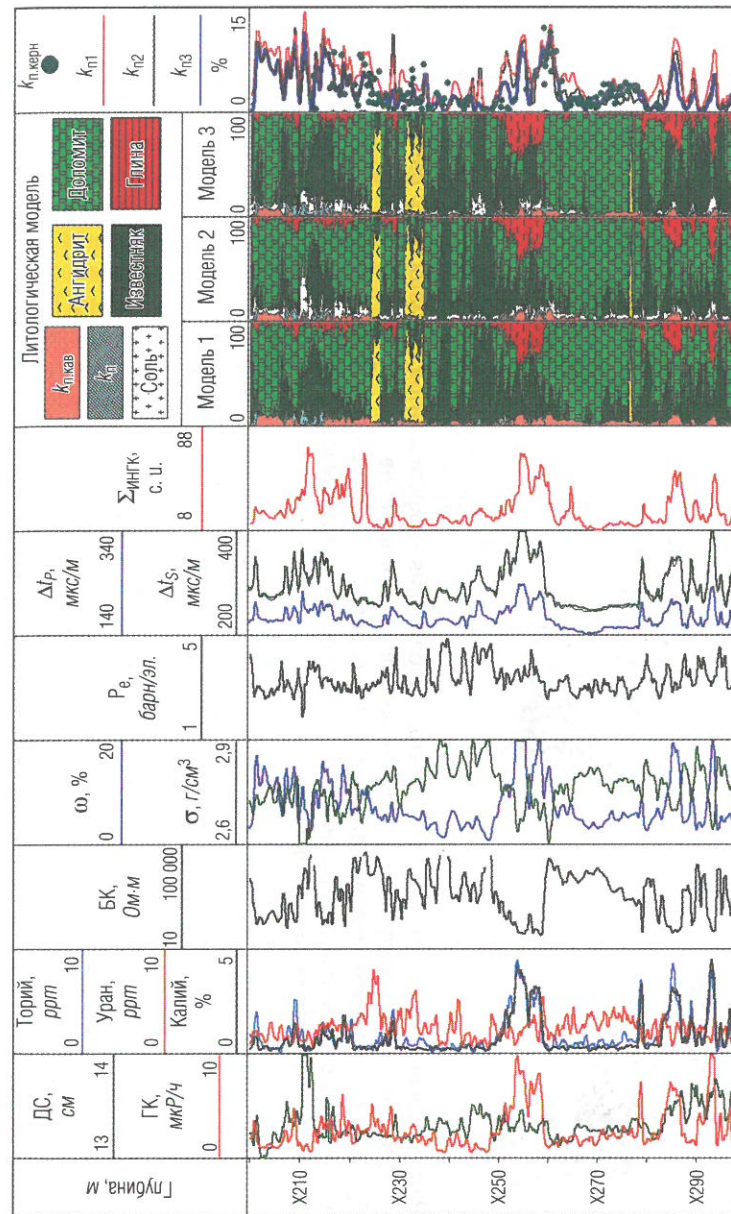


Рис. 5. Результаты интерпретации и определения k_n засоленных пород карбонатного разреза: модель 1 – комплекс $\Delta t_p - \Delta t_s - \sigma - \omega_T - K - P_e$ без учета содержания соли в породе; модель 2 – комплекс $\Delta t_p - \Delta t_s - \sigma - \omega_T - K - P_e$ с расчетом содержания соли в породе; модель 3 – комплекс $\Delta t_p - \Delta t_s - \sigma - \omega_T - K - P_e - \Sigma_{ингк}$ с расчетом содержания соли в породе

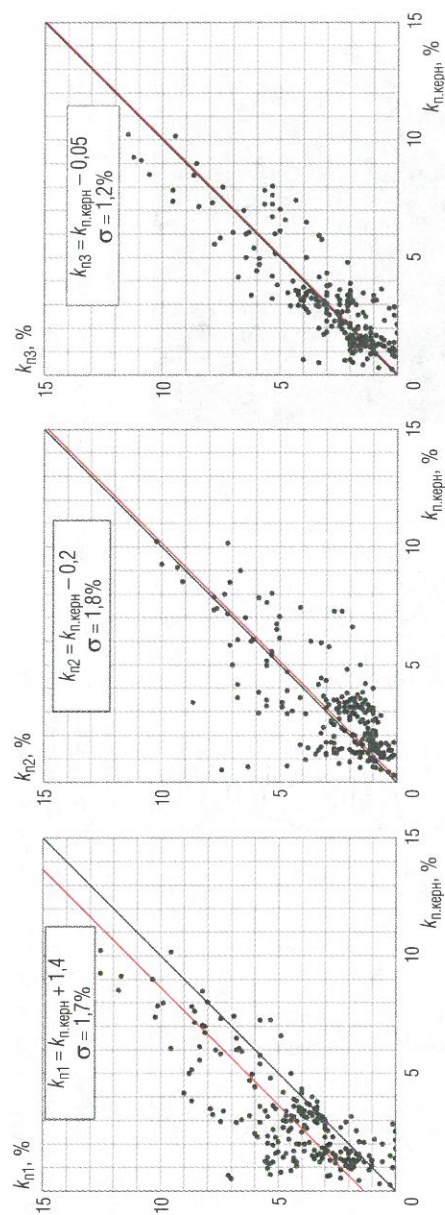


Рис. 6. Сравнение полученных результатов определения коэффициентов пористости по данным разных комплексов ГИС с результатами, полученными при анализе керн: $k_{п1}$ – комплекс $\Delta t_P - \Delta t_S - \sigma - \omega_T - K - P_e$ – в литологической модели не учитывалось содержание соли в породе; $k_{п2}$ – комплекс $\Delta t_P - \Delta t_S - \sigma - \omega_T - K - P_e$ с расчетом содержания соли в породе; $k_{п3}$ – комплекс $\Delta t_P - \Delta t_S - \sigma - \omega_T - K - P_e - \Sigma_{интк}$ с расчетом содержания соли в породе

Выводы

Интерпретация данных ГИС, полученных в засоленных разрезах без учета объемного содержания соли в горных породах, приводит к систематическому завышению общей пористости и, соответственно, искажению коэффициентов нефтегазонасыщенности. Для корректной геологической интерпретации данных, зарегистрированных в породах сложного минерального состава подсолевых разрезов, необходимо использовать расширенный комплекс ГИС.

При засоленности коллекторов менее 10% от объема пород в скважинах, заполненных минерализованными растворами, наиболее оптимально использование данных импульсного нейтронного гамма-каротажа.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Воззов В. И., Чернова Л. С.* Вторичное минералообразование в венд-нижне-кембрийских отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. 1999. № 11–12.
2. *Козяр В. Ф., Ручкин А. В., Яценко Г. Г.* Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях. М.: Недра, 1983.
3. *Теленков В. М., Волнухин А. Н., Козяр Н. В., Малинин А. В.* Оценка засоленных карбонатных коллекторов Восточной Сибири по данным ГИС на основе математического и петрофизического моделирования: Доклад на конференции SPE “Петрофизика XXI – 2014”. Тюмень, июнь 2014.
4. *Хабаров А. В., Бобров С.* Численное моделирование как способ обоснования оптимального комплекса ГИС для условий Верхне-Чонского месторождения: Доклад на конференции SPE “Петрофизика XXI – 2014”. Тюмень, июнь 2014.

Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации