

УДК 550.832.543

В. А. Велижанин, Н. Г. Лобода, В. Г. Черменский
ООО "Нефтегазгеофизика"

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ С/О-КАРОТАЖА

Проанализированы возможности различных методик интерпретации данных С/О каротажа и оценки влияния на них различных факторов.

Известно, что определение текущей нефтенасыщенности по данным импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (ИНГКС-С/О) может быть выполнено несколькими способами [1, 2, 3]. Наиболее распространенными являются методики оценки нефтенасыщенности по полученным на моделях и расчетами методом Монте-Карло зависимостям параметров $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ от нефтенасыщенности, пористости и минерального состава породы, где $\langle C/O \rangle$ есть отношение скоростей счета в спектре гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов (ГИНР) в энергетических окнах углерода и кислорода, а $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ соответственно в энергетических окнах кальция и кремния. Две основные методики оценки нефтенасыщенности коллекторов по данным $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ упоминаются в литературе под названиями *оценка нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$* и *оценка нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$* .

Оценка нефтенасыщенности коллекторов с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ опирается на линейность связи эффекта литологии для кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ при любом значении пористости пласта. При обработке данных ИНГКС-С/О в рамках указанной методики выбирается интервал опорного коллектора с известным насыщением (как правило, водоносный), проводится корректировка кривых $\langle C/O \rangle$, $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ на влияние пористости $\langle C/O \rangle_{\text{испр}}$ $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр,испр}}$. С учетом заданного насыщения опорного коллектора в указанном интервале проводится совмещение кривых $\langle C/O \rangle_{\text{испр}}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр,испр}}$, после чего с учетом текущей пористости пласта – нормализация совмещенных кривых $\langle C/O \rangle_{\text{испр}}$ и

$\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр.испр}}$, то есть выравнивание их чувствительности к литологии. Текущая нефтенасыщенность рассчитывается как разность нормализованных кривых $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{норм}}$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр.норм}}$, отнесенная к разнице $D_{\text{сог}}$ значений $\langle \text{C/O} \rangle$ в нефте- и водонасыщенной породе при соответствующих значениях пористости и содержании карбонатов

$$k_{\text{н}} = (\langle \text{C/O} \rangle_{\text{норм}} - \langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР.норм}}) / D_{\text{сог}},$$

$$\langle \text{C/O} \rangle_{\text{норм}} = (\langle \text{C/O} \rangle_{\text{испр}} - \langle \text{C/O} \rangle_{\text{испр.опор}}),$$

$$\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР.норм}} = (\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{испр}} - \langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{испр.опор}}) / P_{\text{лит}}.$$

Оценка нефтенасыщенности коллекторов по приращению $\langle \text{C/O} \rangle$ осуществляется по следующей схеме. Сначала строится опорная кривая $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр.опор}}$ с учетом базового значения $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$ в коллекторе и текущей пористости. Приращение $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$ над $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр.опор}}$ определяет карбонатность породы

$$V_{\text{Ca}} = [\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}} - \langle \text{C/O} \rangle_{\text{неупр.опор}}] / D_{\text{Ca/Si}},$$

где $D_{\text{Ca/Si}}$ – это разница значений $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$ в известняке и песчанике при соответствующих значениях пористости. Затем строится опорная кривая $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{опор}}$ с учетом базового значения $\langle \text{C/O} \rangle$ в водоносном пласте, текущей пористости и карбонатности V_{Ca} . Значение нефтенасыщенности определяется выражением

$$k_{\text{н}} = [\langle \text{C/O} \rangle - \langle \text{C/O} \rangle_{\text{опор}}] / D_{\text{сог}},$$

где $D_{\text{сог}}$ есть разница значений $\langle \text{C/O} \rangle$ в нефте- и водонасыщенных пластах при соответствующих значениях пористости и содержании карбонатов.

Как показывает практика, в большинстве случаев значения нефтенасыщенности коллекторов, определяемые по приращению $\langle \text{C/O} \rangle$ и по нормализованным отношениям $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$, совпадают. На рис. 1 приведена типичная ситуация оценки нефтенасыщенности по двум рассматриваемым методикам, однако встречаются ситуации, когда результаты обработки данных C/O-каротажа по этим методикам значительно отличаются друг от друга. На рис. 2 приведен пример сопоставления нефтенасыщенностей, полученных по приращению $\langle \text{C/O} \rangle$ ($k_{\text{н}}(D_{\text{сог}})$) и по нормализованным отношениям $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{неупр}}$ ($k_{\text{н}}(\langle \text{C/O} \rangle_{\text{норм}})$). Результаты двух схем обработок отличаются на десятки

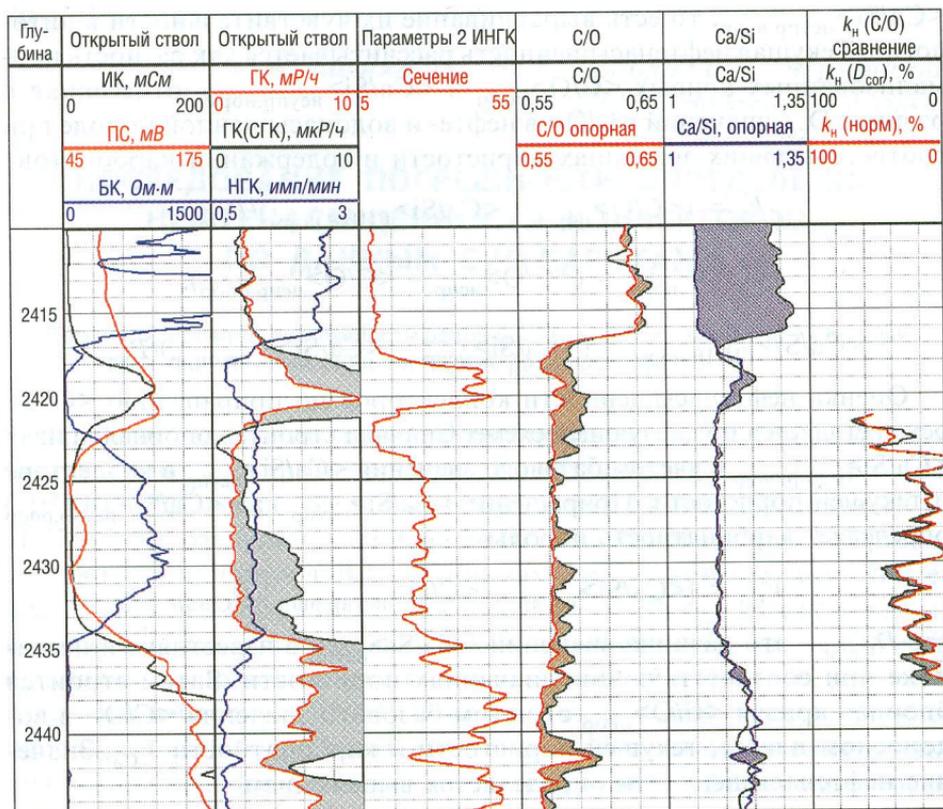


Рис. 1. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-С/О (АИМС):

k_n ($D_{\text{сорт}}$) – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $\langle C/O \rangle$; k_n (C/O) – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{норм}}$

(20–30) процентов абсолютных. Поскольку обе методики построены на компенсации влияния условий измерений, то причинами данных различий, во-первых, могут быть изменяющиеся характеристики ближней зоны (диаметр скважины, плотность и состав цемента и др.) против исследуемых и опорного пластов. Причинами таких различий могут быть также непостоянные либо неточно учитываемые свойства пластов-коллекторов (минерализация пластовых вод, минеральный состав скелета породы, глинистость и др.). Для того чтобы оп-

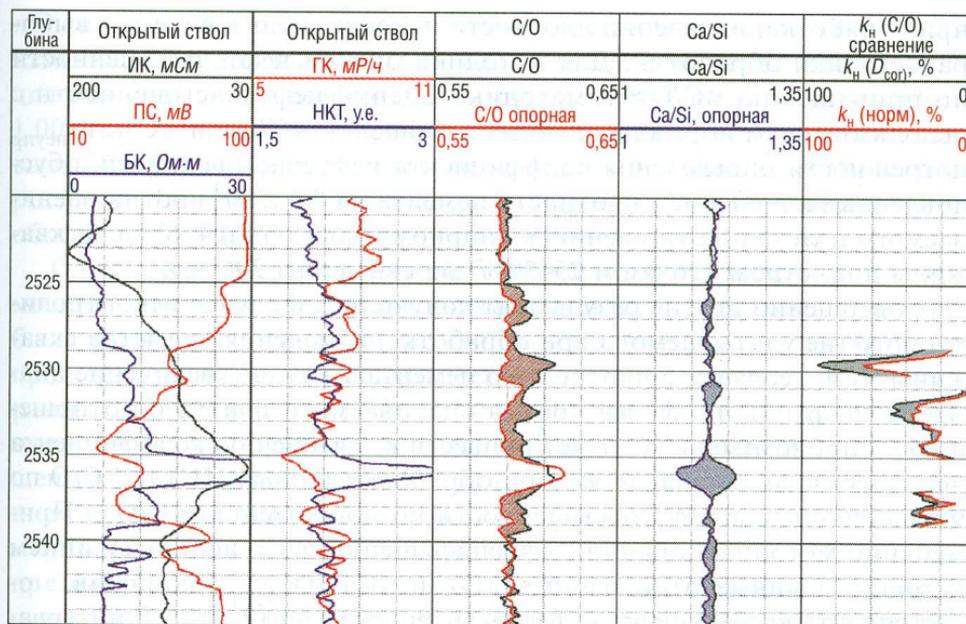


Рис. 2. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-С/О (АИМС):

$k_n(D_{сог})$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $\langle C/O \rangle$; $k_n(C/O)$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$

ределить, какая из методик менее подвержена влиянию данных факторов, проведена серия работ по математическому моделированию показаний аппаратуры С/О-каротажа (на примере аппаратуры АИМС) методом Монте-Карло.

Сравнение методик на предмет оценки их устойчивости начато с исследования влияния неконтролируемых либо слабоконтролируемых факторов условий проведения каротажа (параметров ближней зоны) на величину погрешности определения коэффициента нефтенасыщенности.

На первом этапе выполнена оценка погрешности определения нефтенасыщенности, вносимая изменением плотности цемента против оцениваемого пласта по отношению к опорному пласту. Анализ полученных данных показал, что погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности при неконтролируемом (не учитываемом

при обработке) изменении плотности цемента мало зависит от выбора методики обработки. Для методики оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$ и методики оценки нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ погрешности определения коэффициента нефтенасыщенности, обусловленные изменением плотности цемента на $0,4 \text{ г/см}^3$ против оцениваемого пласта по отношению к опорному, составили 4–6% для скважины диаметром 196 мм и 25–30% для скважины 296 мм.

Совершенно другие результаты получились в случае неконтролируемого (не учитываемого при обработке) изменения диаметра скважины. В интервалах с плотностью цемента $1,8 \text{ г/см}^3$ увеличение диаметра скважины на 50 мм против оцениваемого пласта по отношению к опорному пласту может привести к завышению коэффициента нефтенасыщенности на 7–9% при обработке данных ИНГКС-С/О по методике оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$. Применение методики оценки нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$, напротив, может снизить коэффициент нефтенасыщенности на 14–15%. В интервалах с плотностью цемента $1,00 \text{ г/см}^3$ (нет цемента) аналогичное изменение диаметра скважины приводит к снижению коэффициента нефтенасыщенности независимо от выбираемой схемы обработки. Однако для методики оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$ погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности составляет 15–20%, в то время как при использовании нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ величина погрешности достигает 30–35%. Таким образом неконтролируемое изменение диаметра скважины может быть одной из причин существенного различия результатов двух схем обработок. Степень же влияния изменения данного параметра на погрешность оценки нефтенасыщенности меньше при использовании методики оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$.

На следующем этапе проведена оценка влияния неконтролируемого (не учитываемого при обработке) изменения толщины стенки обсадной колонны против оцениваемого пласта по отношению к опорному пласту. Проведены расчеты для скважин диаметром 196 мм обсаженных колонной 146 мм, при этом толщина стенки обсадной колонны варьировалась от 12 до 8 мм. По результатам расчетов погрешность оценки коэффициента нефтенасыщенности в интервалах с

плотностью цемента $1,8 \text{ г/см}^3$, обусловленная неконтролируемым изменением толщины обсадной колонны на 4 мм, не превысила 10% для обеих методик обработки. В интервалах с плотностью цемента $1,00 \text{ г/см}^3$ погрешность оценки коэффициента нефтенасыщенности, вызванная теми же изменениями толщины обсадной колонны, возросла до 35–40% и по-прежнему не зависела от выбора методики обработки данных.

Следующей характеристикой ближней зоны, которая, по нашему мнению, могла бы внести различия в результаты двух схем обработки, была минерализация промывочной жидкости. Результаты расчетов, проведенных для скважины диаметром 196 мм с различными диаметрами обсадной колонны (146 и 168 мм), не подтвердили предположения. Оказалось, что методика оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$ и методика оценки нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ имеют, примерно, одинаковую чувствительность к изменению минерализации промывочной жидкости. Так, например, для методики оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$ погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности, обусловленная изменением минерализации промывочной жидкости на 100 г/л, составила 7–11% в интервалах с плотностью цемента $1,8 \text{ г/см}^3$ и 10–15% в интервалах с плотностью $1,00 \text{ г/см}^3$, а для методики оценки нефтенасыщенности по нормализованным отношениям $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ – 9–12% и 10–15%, соответственно. Приведены данные для скважины 196 мм, обсаженной колонной 146 мм. Расчеты при других технических условиях (диаметр скважины, диаметр обсадной колонны) показали, что погрешность оценки коэффициента нефтенасыщенности, вызванная изменением минерализации промывочной жидкости на 100 г/л против оцениваемого пласта по отношению к опорному пласту, не превышает 20–25%.

Аналогичные расчеты выполнены для определения чувствительности двух методик обработки к изменению минерализации пластовых вод. Оказалось, что и в этом случае чувствительность двух методик, примерно, одинакова. Согласно результатам расчетов погрешность оценки коэффициента нефтенасыщенности, обусловленная изменением минерализации пластовых вод на 20 г/л, составляет 5–10% для обеих методик. При изменении минерализации пластовых вод на 100 г/л погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности может достигать 20–25%.

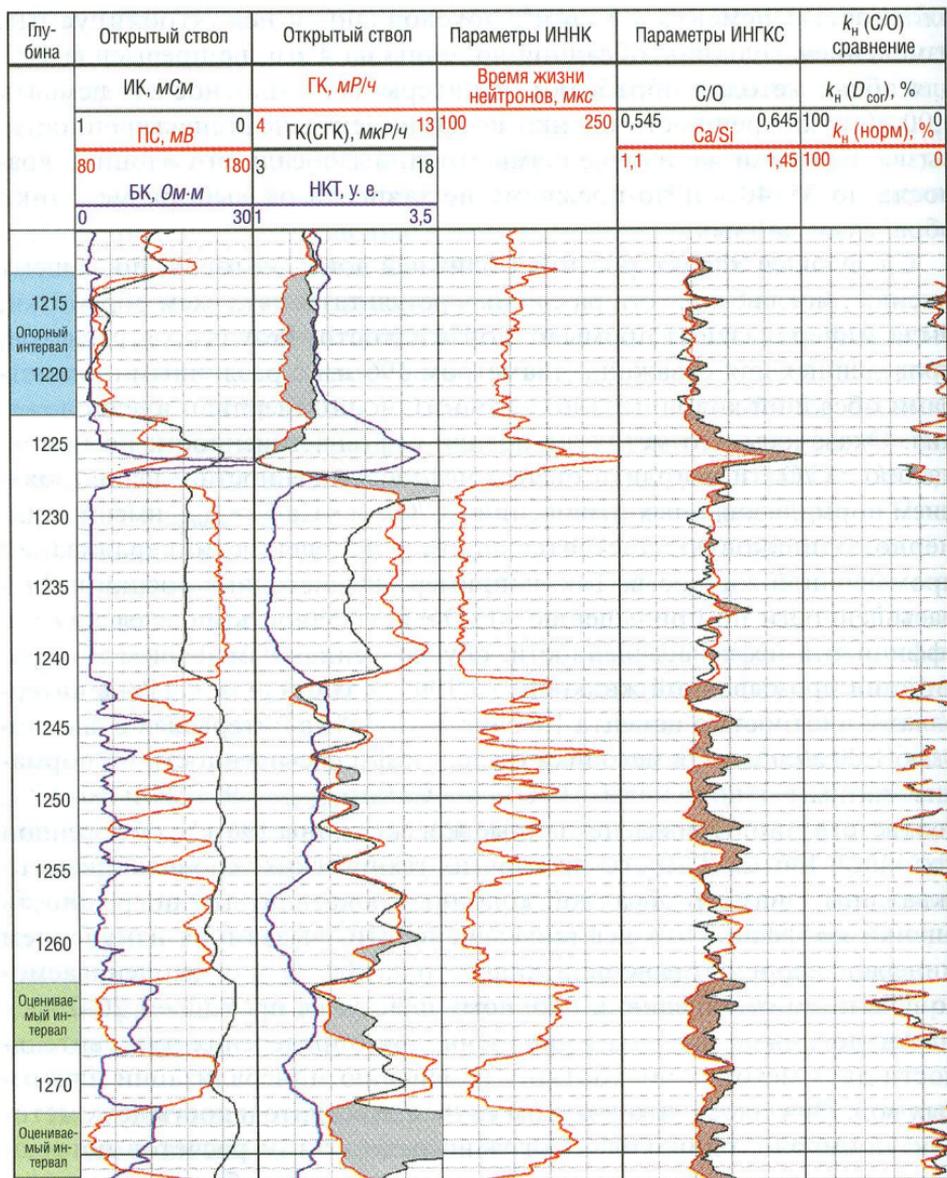


Рис. 3. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-C/O (АИМС).

k_n ($D_{\text{сог}}$) – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $\langle C/O \rangle$; k_n (C/O) – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неуп}}$

На рис. 3 приведен пример обработки данных ИНГКС-С/О по двум методикам. В данном примере оцениваемые пласты (1263–1267 и 1272–1276 м) и опорный пласт (1214–1223 м) представляют терригенные коллекторы с одинаковыми свойствами (глинистостью, пористостью, карбонатностью). Однако в исследуемых коллекторах наблюдается значительное увеличение времени жизни нейтронов, определяемое по данным ИННК, что является одним из признаков изменения минерализации пластовых вод. Результаты обработки данных С/О-картажа по двум методикам достаточно хорошо согласуются. Аналогичная ситуация наблюдается и при постоянном уровне минерализации вод. На рис. 4 сравниваются результаты обработки данных по двум методикам для подобного случая. Приведенное сравнение результатов обработки данных по двум методикам подтверждает, что мето-

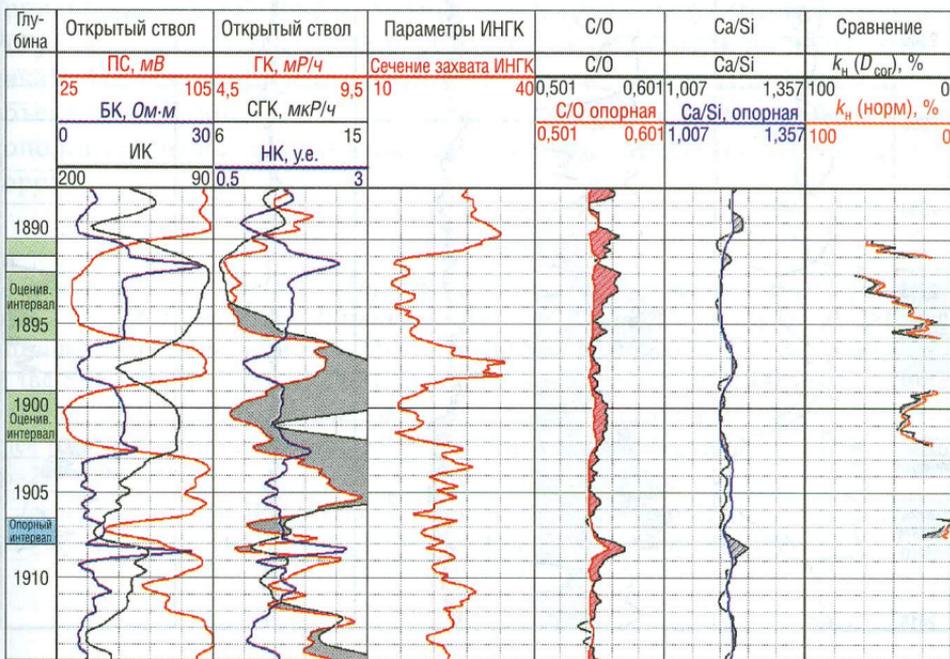


Рис. 4. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-С/О (АИМС):

$k_n(D_{cor})$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $\langle C/O \rangle$; $k_n(C/O)$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$

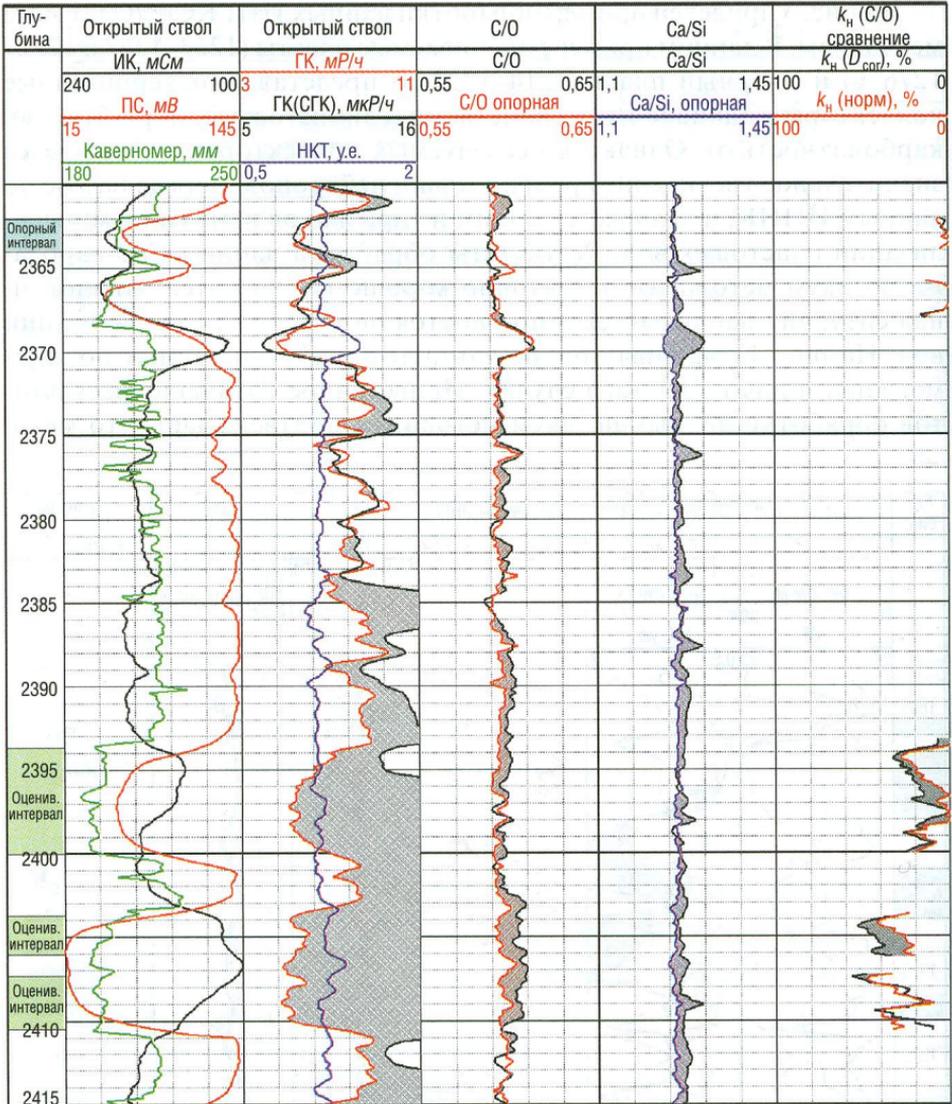


Рис. 5. Пример оценки нефтенасыщенности пород по данным ИНГКС-С/О (АИМС):

$k_n (D_{кор})$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по приращению $\langle C/O \rangle$; $k_n (C/O)$ – нефтенасыщенность, рассчитанная по нормализованным отношениям $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$

дики имеют, примерно, одинаковую погрешность к изменению минерализации пластовых вод.

Проведенные исследования показали, что методика оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$ и методика оценки нефтенасыщенности с использованием нормализованных отношений $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{неупр}}$ имеют одинаковую чувствительность к изменению большинства параметров ближней зоны (плотности и составу цемента, минерализации промывочной жидкости, толщине стенки обсадной колонны). Единственным фактором (из рассмотренных), который может привести к принципиальному различию результатов обработки по двум методикам, является диаметр скважины. При этом влияние неконтролируемого изменения диаметра скважины на величину погрешности оценки коэффициента нефтенасыщенности более слабое при использовании методики оценки нефтенасыщенности по приращению $\langle C/O \rangle$. Однако существуют и другие факторы, которые могут обуславливать различие результатов обработок по двум методикам. На рис. 5 приведен один из таких примеров. Для того чтобы объективно установить причины имеющихся различий, необходимы дополнительные исследования свойств оцениваемых пластов-коллекторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Roscoe B. A., Stoller C., Adolph R. A., Boutemy Y., Cheeseborough J. C. III, Hall J. S., McKeon D. C., Pittman D., Seeman B. and Thomas S. R. // A New Throung-Tubing Oil-Saturation Measurement System. Paper SPE 21413, presented at the SPE Middle East oil Show. Bahrain, November 16–19, 1991.
2. Jacobson A., Ethridge R. and Simpson G. A new small-diameter, high-performance reservoir monitoring tool. SPWLA 39th Annual Logging Symposium, Mae 26–29. 1998.
3. Jacobson L. A. and Wyatt D. F. Elemental yields and complex lithology analysis from the pulsed spectral gamma log // The Log Analyst. Jan-Feb. 1996.