

УДК 550.832.543

А. А. Бубеев, В. А. Велижанин

ООО "Нефтегазгеофизика"

В. А. Земсков, О. М. Терешина

ТОО "Techno Trading"

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС ПО ДАННЫМ 2ИНГК В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО КОМПЛЕКСА ГИС

На примере одного из месторождений Казахстана показаны возможности 2-зондового ИНГК для количественной оценки текущей нефтенасыщенности в условиях изменяющейся минерализации пластовых вод.

Метод ИНГК предназначен для определения (оценки) характера насыщения пластов по сечению поглощения тепловых нейтронов Σ (далее сечение поглощения) либо другим параметрам (компенсационная методика), зависящим от нейтронных характеристик среды.

Цель работы состояла в оценке возможности использования модели двойной воды для количественной оценки текущей нефтенасыщенности по данным метода 2ИНГК с тем минимальным набором априорной информации и данных ГИС, характерным для настоящего момента эксплуатации месторождения Каламкас (Казахстан). Комплекс ГИС, использовавшийся при обработке 2ИНГК, главным образом состоял из интегрального ГК и однозондового НК. Критерием оценки служили данные С/О-каротажа и незначительное число данных опробования.

В задачи работы входили выбор модели породы, определение нейтронных характеристик по скважинным измерениям (ввиду отсутствия данных по анализу керна), расчет текущей нефтенасыщенности.

Одним из основных факторов, влияющим на точность результатов оценки текущей нефтенасыщенности пластов на месторождении Каламкас, является закачка в них воды с различными физико-химическими свойствами (в частности минерализации) для поддержания пластового давления. Для этих целей используются альбская и сточная, а также их смеси в различных соотношениях. Исходная минерализа-

ция подземных вод юрских отложений составляла 170–175 г/л. Если в 1982 г. минерализация подтоварной воды составляла 150–160 г/л, то в 1992 г. – 99,6–126,5 г/л. К сожалению, на момент проведения исследований текущие характеристики пластовых вод отсутствовали.

Связи геофизических параметров с геологическими характеристиками строились на представлении породы как многокомпонентной среды, состоящей из твердой части и порового пространства, заполненного флюидом (нефть, газ, вода). При обработке данных 2ИНГК на месторождении Каламкас была принята следующая модель породы:

- твердая часть коллекторов описывается в рамках двухкомпонентной системы, представленной песчаником и глинистым материалом;
- поровое пространство состоит из пор, заполненных подвижной водой и углеводородами, а также из объема, занятого адсорбционной водой, обусловленной наличием глины.

Исходя из этого модель породы можно представить в виде:

$$k_{\text{п}} + k_{\text{гл}} + k_{\text{пес}} = 1. \quad (1)$$

Водородосодержание глинистого пласта, объемная доля глины в котором $k_{\text{гл}}$, определяется следующим выражением:

$$k_{\text{п.нк}} = k_{\text{п.о}} + k_{\text{гл}} * (\omega_{\text{м.гл}} + \omega_{\text{x.гл}}), \quad (2)$$

$$k_{\text{п}} = k_{\text{п.нк}} - \omega_{\text{x.гл}} * k_{\text{гл}}, \quad (3)$$

$$k_{\text{п.о}} = k_{\text{п}} - \omega_{\text{м.гл}} * k_{\text{гл}}, \quad (4)$$

где $k_{\text{п.нк}}$ – пористость по НК; $k_{\text{п}}$ – общая пористость; $k_{\text{п.о}}$ – открытая пористость; $\omega_{\text{x.гл}}$ – содержание химически связанный воды глин; $\omega_{\text{м.гл}}$ – содержание адсорбционной воды глин.

Макросечение поглощения пласта определяется как сумма макросечений компонентов модели, помноженных на соответствующие объемные доли

$$\Sigma_a = \Sigma_{\text{ск}} * (1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) + \Sigma_{\text{гл}} * k_{\text{гл}} + \Sigma_{\text{в.гл}} * k_{\text{гл}} * \omega_{\text{м.гл}} + \\ + \Sigma_{\text{в}} * k_{\text{п.о}} * (1 - k_{\text{н}}) + \Sigma_{\text{н}} * k_{\text{п.о}} * k_{\text{н}}, \quad (5)$$

где $\Sigma_{\text{в}}$ – сечение поглощения пластовой воды; $\Sigma_{\text{н}}$ – сечение поглощения нефти; $\Sigma_{\text{ск}}$ – сечение поглощения скелета; $\Sigma_{\text{гл}}$ – сечение поглоще-

ния глин с химически связанный водой; $\Sigma_{\text{в.гл}}$ – сечение адсорбционной воды глин.

Оценка параметров модели (5) в основном была выполнена по результатам измерений в скважинах. На подготовительном этапе проводились сопоставление начального и текущего положения ВНК и качественный анализ данных 2ИНГК для выделения заведомо водоносных, обводненных и нефтеносных коллекторов. На качественном уровне выделялись газонасыщенные интервалы стационарного НК и 2ИНГК. По возможности, уточнялась минерализация пластовых вод по пробам в соседних скважинах, эксплуатирующихся на исследуемые горизонты. Сечение воды глин выбиралось исходя из максимально возможной минерализации адсорбционной воды в условиях высокой минерализации пластовых вод [1], а именно 30 с.и. Значение $\omega_{\text{м.гл}}$ принималось равным 0,14–0,16.

Сечение поглощения глины $\Sigma_{\text{гл}}$ оценивалось по пластам чистых неразмытых глин. Для этого выделялись один или несколько глинистых пластов, для которых определялось сечение поглощения глинистого пласта $\Sigma_{\text{гл.п}}$ (рис. 1).

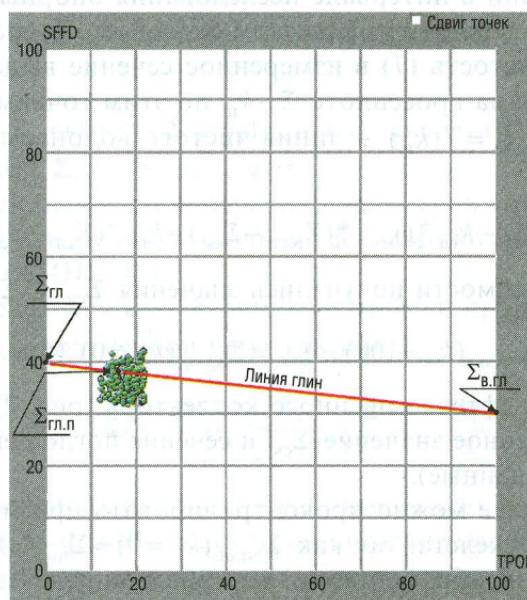


Рис. 1. Пример оценки параметров глин по данным каротажа

По введеному $\Sigma_{\text{гл}}$ значению с учетом значений $\omega_{\text{м.гл}}$ и $\Sigma_{\text{в.гл}}$ проводилась линия глин. При экстраполяции полученной зависимости до значения $k_{\text{п}} = 0$ было получено значение $\Sigma_{\text{гл}}$.

Далее для исследованного разреза выбирался один или несколько опорных водонасыщенных пластов. В качестве таких опорных пластов принимались пласти, характеризующиеся совпадением компенсационных счетов зондов 2ИНГК и показаниями ГК и ПС на уровне чистого песчаника. В качестве дополнительной информации использовались абсолютные отметки ВНК и заключение по результатам обработки открытого ствола.

Сечение поглощения скелета коллектора $\Sigma_{\text{ск}}$ определялось на основе результатов измерений сечения поглощения в скважине в неглинистых водоносных пластах по формуле:

$$\Sigma_{\text{ск}} = \frac{\Sigma_{\text{вп.оп}} - \Sigma_{\text{в}} \cdot k_{\text{п.вп.оп}}}{1 - k_{\text{п.вп.оп}}}, \quad (6)$$

где $k_{\text{п.вп.оп}}$ – общая пористость опорного водоносного пласта.

При отсутствии в интервале исследования опорных пластов параметр $\Sigma_{\text{ск}}$ определялся графическим способом. После введения поправки за глинистость (7) в измеренное сечение выделялись водоносные пласти и на кроссплоте $\Sigma - k_{\text{п}}$ по этим точкам проводилась зависимость $\Sigma'_{\text{вп.оп}} = f(k_{\text{п}})$ – линия чистого водонасыщенного коллектора.

$$\Sigma'_{\text{а}} = \Sigma_{\text{а}} - k_{\text{гл}} * \omega_{\text{м.гл}} * (\Sigma_{\text{в.гл}} - \Sigma_{\text{ск}}) - k_{\text{гл}} * (\Sigma_{\text{гл}} - \Sigma_{\text{ск}}). \quad (7)$$

По этой зависимости получались значения $\Sigma_{\text{ск}}$ и $\Sigma_{\text{в}}$:

$$\Sigma_{\text{в}} = \Sigma'_{\text{вп.оп}} (k_{\text{п}} = 100), \quad \Sigma_{\text{ск}} = \Sigma'_{\text{вп.оп}} (k_{\text{п}} = 0) \quad (\text{рис. 2}).$$

Линия 100% нефтенасыщенного коллектора (рис. 2) проводилась через уже полученное значение $\Sigma_{\text{ск}}$ и сечение поглощения для нефти $\Sigma_{\text{н}}$ (априорные данные).

В первом случае можно проконтролировать правильность определения сечения скелета, так как $\Sigma_{\text{вп.оп}} (k_{\text{п}} = 0) = \Sigma_{\text{нп.оп}} (k_{\text{п}} = 0)$.

При обобщении обработанного материала определены возможные диапазоны значений сечения поглощения для компонентов модели, которые составили по сечениям пластовой воды $\Sigma_{\text{в}} \approx 60 - 70 \text{ с.и.}$, не-

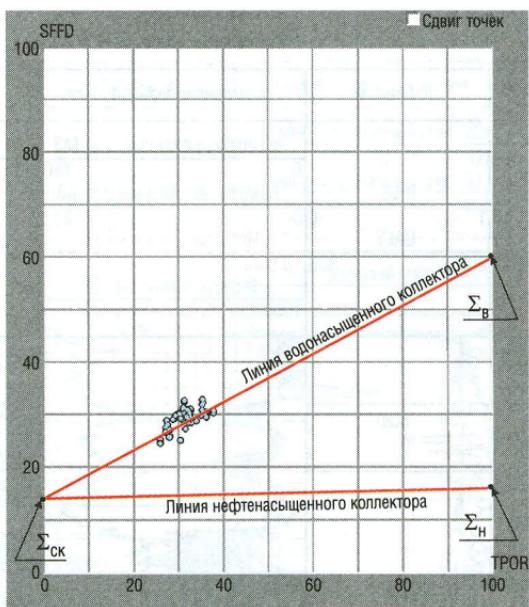


Рис. 2. Пример оценки параметров скелета породы по данным каротажа

фти $\Sigma_h \approx 18$ с.и., скелета $\Sigma_{ck} \approx 11-14$ с.и., скелета глин с химически связанный водой $\Sigma_{gl} \approx 35-42$ с.и.

В указанный диапазон измерения параметров компонент породы укладываются измерения, выполненные всеми комплектами аппарата 2ИНГК (АИНК-43).

После определения всех параметров модели производился расчет k_h по формуле, полученной из уравнения (5):

$$k_h = \frac{\Sigma'_a - \Sigma_{ck} - k_{n,o} * (\Sigma_b - \Sigma_{ck})}{k_{n,o} * (\Sigma_h - \Sigma_b)} \cdot \frac{k_{n,o}}{k_n} . \quad (8)$$

По описанной методике было обработано около 30 скважин. В четырех скважинах выполнен переход на исследовавшиеся горизонты и получены результаты опробования. Еще в четырех скважинах одновременно с 2ИНГК выполнялся С/О-каротаж. Оценка эффективности методики и подтверждаемости результатов проводилась как по

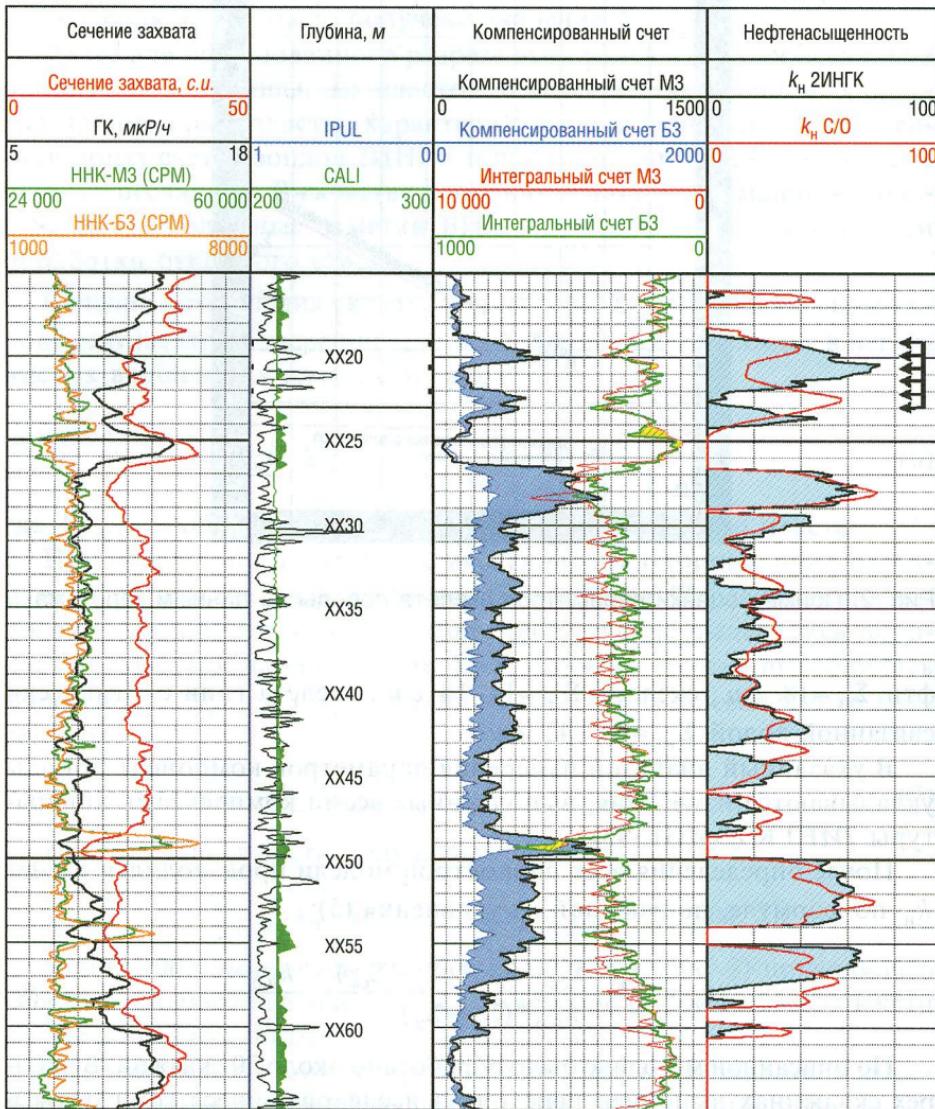


Рис. 3. Пример сопоставления оценок нефтенасыщенности песчано-глинистых коллекторов по данным 2 ИНГК и С/О-каротажа

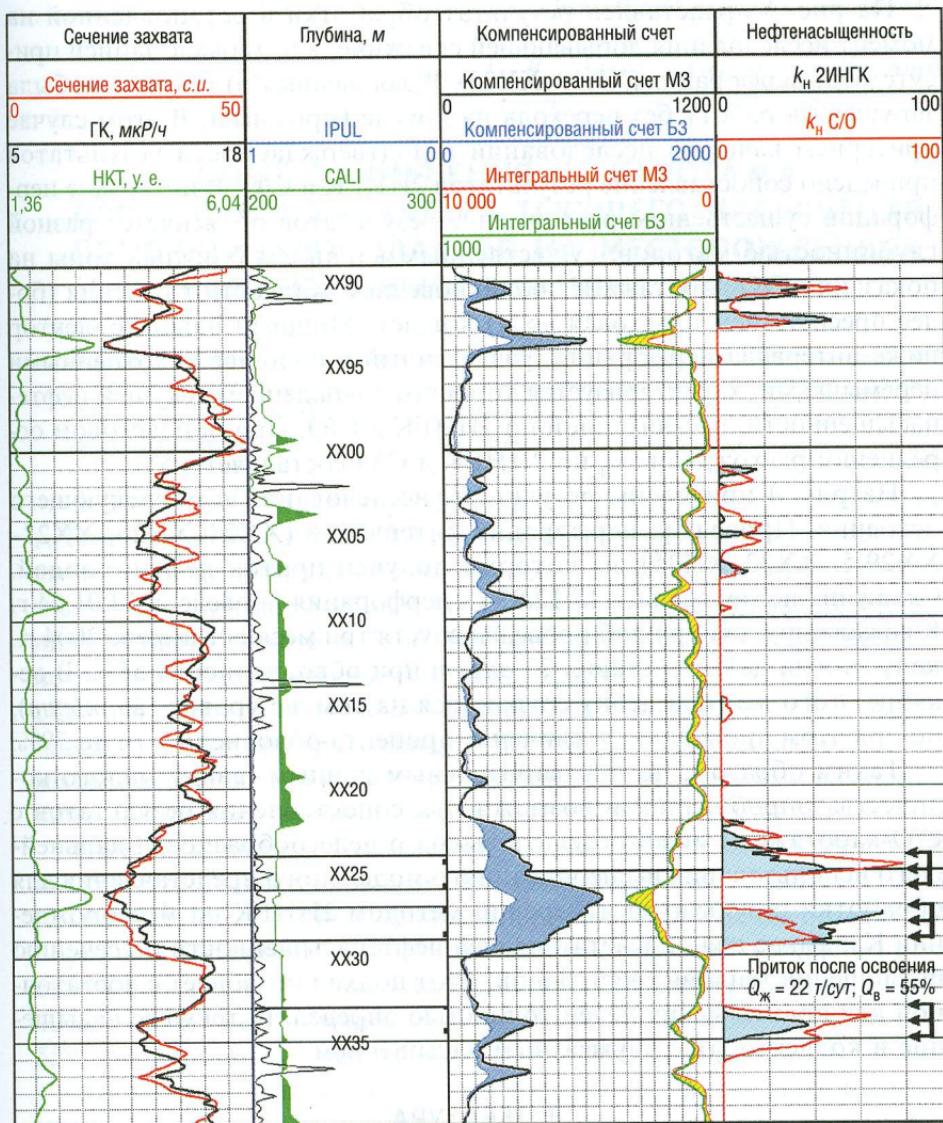


Рис. 4. Пример сопоставления оценок нефтенасыщенности песчано-глинистых коллекторов по данным 2 ИНГК и С/О-каротажа

результатам опробования, так и по сопоставлению с С/О-каротажом. На рис. 3 и 4 приведены примеры оценки результатов.

На рис. 3 представлен результат обработки в остановленной на момент исследования добывающей скважине, в интервале записи присутствует перфорация (ХХ19–ХХ23). В дальнейшем эта скважина была запущена в работу без перехода на другие горизонты. В этом случае критерием качества исследований и подтверждаемости результатов приведено сопоставление результатов 2ИНГК и С/О. В интервале перфорации существенное расхождение результатов объясняется разной глубинностью методов, существенным влиянием ближней зоны на показания С/О-каротажа и проникновением жидкости глушиения (более пресной, чем пластовая вода) в пласт. Мощный пласт-коллектор ниже интервала перфорации, разделенный в подошве уплотненными перемычками, характеризуется хорошим совпадением текущей нефтенасыщенности, рассчитанной по 2ИНГК и С/О. При попластовом осреднении расхождение k_n по 2ИНГК и С/О составляет ~5%.

На рис. 4 приведены результаты исследований и последующего освоения. Проведена перфорация интервалов (ХХ24–ХХ26; ХХ27–ХХ29,5; ХХ33–ХХ35), из которых получен приток нефти с водой. Скважина исследовалась 17.12.03 г., перфорация проведена 24.01.04 г. К сожалению, отбор проб проведен спустя три месяца в апреле 2004 г., полученный дебит составил 22 $m^3/сут$ при обводненности 55%. В декабре этого же года дебит сохранился на том же уровне (23 $m^3/сут$), но при этом произошло увеличение процента обводненности до 79%.

Таким образом, по предварительным данным (ввиду малого количества опробований и возможности сопоставления результатов с С/О-каротажом) можно сделать вывод о целесообразности дальнейшего использования вышеописанного модельного представления для обработки результатов измерений методом 2ИНГК на месторождении Каламкас для подсчета текущей нефтенасыщенности по сечению поглощения тепловых нейтронов. Этот подход позволяет с достаточной для практических целей точностью определять текущее насыщение в коллекторах с двухфазным насыщением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Элланский М. М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (методическое пособие). Тверь: Изд. АИС. 2001. 209 с.