

4. Методическое руководство по исследованию малодебитных (до 40 м<sup>3</sup>/сут) фонтанирующих скважин и скважин, возбуждаемых компрессором / Г. Д. Лиховол, П. В. Шевелев, В. И. Саулей. Нижневартовск: Западно-Сибирская ОМЭ. 1982. 44 с.
5. Аметов И. М., Ализаде М. М. О построении модели пласта по результатам гидродинамических исследований // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1975. № 8. С. 45–48.
6. Лиховол Г. Д. Определение коэффициентов продуктивности методом идентификации // Нефтяное хозяйство. 1990. № 2. С. 42–46.
7. Кульпин Л. Г., Мясников Ю. А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоносных пластов. М.: Недра. 1974. 200 с.
8. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М.: Гостоптехиздат. 1959. 468 с.

УДК 550.832.54

Т. Е. Меженская  
ООО "Нефтегазгеофизика"  
С. Ю. Шигапова  
ЗАО "Нефтегеотехнологии"

## **АНАЛИЗ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ С/О-КАРОТАЖА НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ИЗМЕРЕНИЙ В РЕГИОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

На производственных материалах Западной Сибири показаны необходимость и пути усовершенствования методики С/О-каротажа и интерпретации данных с целью повышения достоверности.

Методика определения текущей нефтенасыщенности по данным С/О-каротажа в терригенных разрезах Западной Сибири на этапах внедрения претерпевала ряд существенных изменений в ходе обработки порядка полутора тысяч скважин.

Основной проблемой при интерпретации полученных данных была недостаточная достоверность оценки текущего насыщения на качественном и количественном уровнях, что проверялось результатами освоения скважин.

- Можно выделить следующие причины подобного явления:
- ложные эффекты нефтенасыщенности в водоносных пластах и пластах, промытых низкоминерализованной нагнетаемой водой;
  - неоднозначность оценки текущего насыщения в низкопористых глинистых коллекторах ( $k_n$  16–20%,  $C_{gl} \geq 0,4$ );
  - отсутствие обоснованных требований к методике проведения исследований и оценке качества получаемых данных.

Усовершенствование технологий оценки текущего насыщения в дальнейшем проводилось совместно с производственными предприятиями “Нефтегеотехнология” и “Сургутнефтегеофизика”.

Исследования проводились на примере 50 отобранных скважин с характерной геолого-технической ситуацией с целью сравнительного анализа и испытания новых методических решений. Адаптация и тестирование этих решений на каждом этапе исследований проводились в производственном режиме.

Для совершенствования методики использовались измерения на моделях и их систематизация, расчеты методами математического моделирования, обобщение результатов производственного опробования.

### **Ложные эффекты нефтенасыщенности**

Проблема ошибочного эффекта нефтенасыщенности в первоначально водоносных коллекторах и в промытых интервалах наблюдалась в пластах с низкой минерализацией вод.

На основе отобранных материалов выполнялось исследование в рамках оконного варианта обработки – рассматривались различные варианты временных и энергетических окон, сравнивались результаты по спектрам гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и результаты по спектрам гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ). В итоге сформировались оптимальные параметры расчета, и стала очевидной необходимость перехода на использование данных спектров ГИНР в качестве основных для обработки, так как отношение  $Ca/Si$ , полученное по спектрам ГИРЗ, сильно зависело от минерализации в пласте, что непосредственным образом влияло на каче-

ственную и количественную оценку  $k_{\text{пп}}$  по С/О. Погрешность, вносимая в определяемый коэффициент нефтенасыщенности фактором изменения минерализации, достигала 100%.

Использование данных спектров ГИНР при расчете оптимизированных параметров обработки впоследствии при опробовании подтвердились получением корректного и устойчивого результата.

В коллекторах, первоначально заполненных водой, в случае низкой минерализации вод  $k_{\text{пп}}$  по С/О, полученный в рамках нового решения, отражает объективную картину. На рис. 1 показан пример, иллюстрирующий два результата: первоначальный результат ( $k_{\text{пп}}\text{-C/O}$ ), полученный на основе спектров ГИРЗ, и результат ( $k_{\text{пп}}\text{-C/O}$ ), полученный по методике, в основу которой положено использование спектров ГИНР. На диаграмме выведен первоначальный  $k_{\text{пп}}$  (ГИС). Красными стрелками отмечены водоносные интервалы, на которых по первым результатам [1] наблюда-

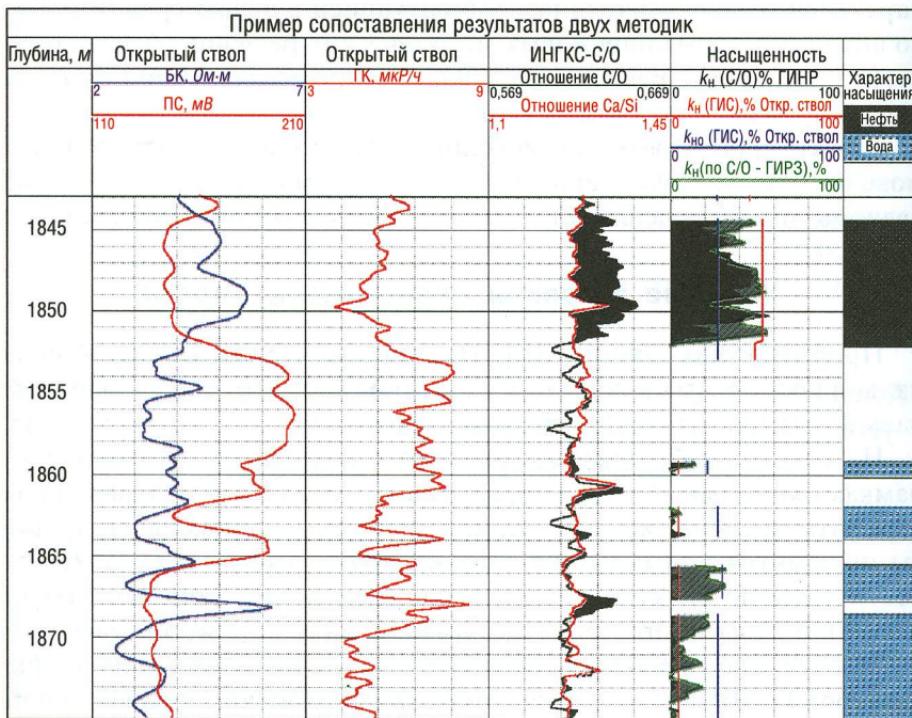


Рис. 1. Пример сравнения результатов, полученных по двум методикам

ется значительное для водоносного участка превышение  $k_h$ . При этом в нефтенасыщенной части пласта различие незначительное.

Далее внесение описанных изменений позволило получить доверительный объективный результат в случае опреснения. Зоны обводнения подтверждаются данными термометрии и наличием геохимических аномалий, фиксирующихся методом СГК. Более того, в сегодняшней технологии используется факт сопоставления  $k_h$ , полученного по данным ГИНР и ГИРЗ для установления интервалов, промытых пресной водой. На рис. 2 показан пример опреснения, на котором сопоставляются два  $k_h$  –  $k_h(\text{C/O-ГИРЗ})$  и  $k_h(\text{C/O-ГИНР})$ . В пласте 1 наблюдается значительное превышение  $k_h(\text{ГИРЗ})$  над  $k_h(\text{ГИНР})$ .

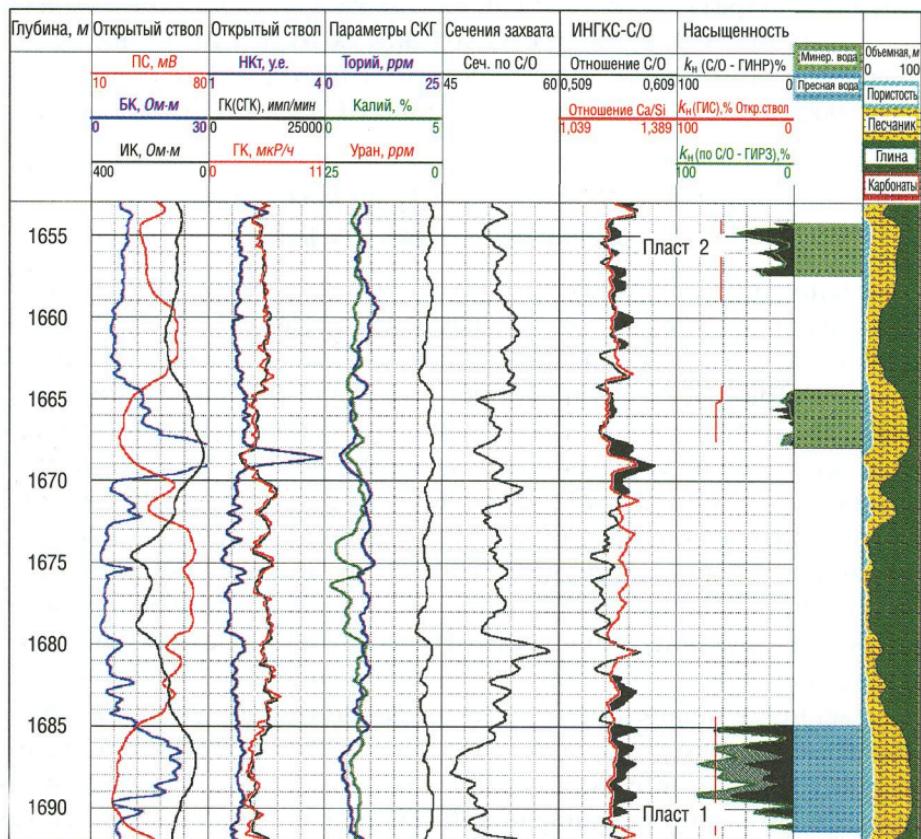


Рис. 2. Пример промывки пласта пресной водой

в то время как в пласте  $2 k_n$ (ГИНР) и  $k_n$ (ГИРЗ) совпадают. В данном случае этот факт наблюдается в связи с закачкой в пласт пресных поверхностных вод.

На основе расчетов методами математического моделирования была получена оценка погрешности, вносимой влиянием минерализации. Изменение минерализации на 100 г/л вносит погрешность в  $k_n$ (ГИНР) – 20%, в  $k_n$ (ГИРЗ) – более 100%.

Настоящее методическое решение устранило ряд субъективных факторов, присутствовавших ранее при получении конечного результата. Учет уровня чувствительности “вода/нефть” выполнял интерпретатор, что снижало объективность учета этого фактора. На сегодня чувствительность “вода/нефть” определяется при базовой калибровке аппаратуры. В технологию также включена более корректная нормализация кривых С/О и Ca/Si, которая выполняется по водоносному интервалу, что исключило необходимость ручной корректировки взаимного положения кривых С/О и Ca/Si.

### *Погрешность, вносимая в $k_n$ по С/О влиянием пористости и глинистости*

Исследование результатов, полученных при обработке отобранных скважин в пластах с известными коллекторскими свойствами, показало зависимость получаемых результатов от пористости и глинистости. При уменьшении пористости и увеличении глинистости коллекторов погрешность получения  $k_n$  существенно возрастила. Для определения характера этой связи были проведены исследования на натурных моделях в диапазоне пористости 0,8–33,3% и сформированы палеточные зависимости, используемые в дальнейшем для ввода поправки за влияние пористости (рис. 3). В [1] приводятся описание схемы расчета и, в частности, зависимости, используемые для ввода поправки за влияние пористости. Представленная схема расчета и фигурирующие в ней константы убедительно доказывают довольно существенное влияние пористости на результат определения нефтенасыщенности и подтверждают, что абсолютная погрешность ее определения при неучете пористости может достигать в терригенном разрезе 20–30%. Опробование новой технологии в производственном режиме в течение полугодового периода подтвердило, что учет влияния пористости по предложенной схеме позволяет получать коррек-

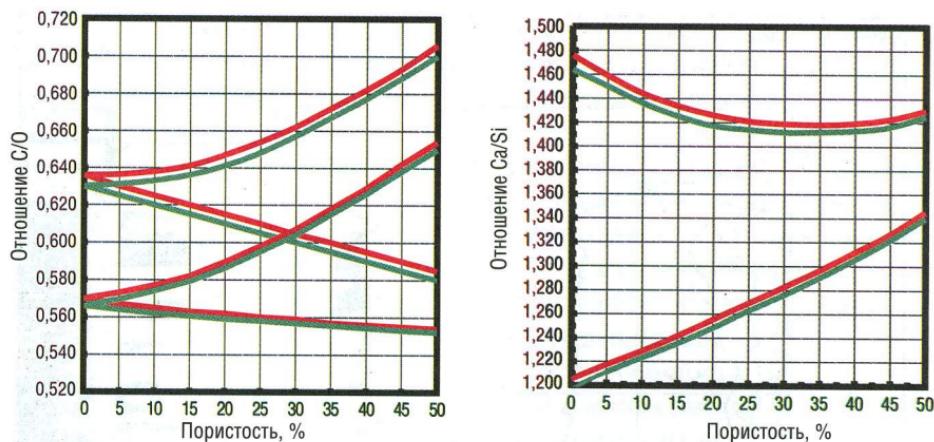


Рис. 3. Палетки для введения поправки за влияние пористости

тный результат в разрезах с существенно меняющейся пористостью коллекторов (от 16 до 27% и выше). Таким образом, порог пористости, допускающий оценку  $k_{\text{пп}}$ , снижен до 16%.

Влияние глинистости также отражается на точности получения  $k_{\text{пп}}$  по С/О. С увеличением глинистости коллекторов погрешность получения  $k_{\text{пп}}$  заметно возрастает. Оценить уровень погрешности, вносимой в  $k_{\text{пп}}$  влиянием глинистости коллектора, к настоящему времени сложно, но очевиден факт занижения  $k_{\text{пп}}$  при увеличении глинистости. Учет глинистости позволяет устраниТЬ эту погрешность, что демонстрируют многочисленные примеры. На рис. 4 проиллюстрирован пример сопоставления  $k_{\text{пп}}$ , рассчитанного без учета влияния глинистости, и  $k_{\text{пп}}$ , рассчитанного с поправкой за влияние глинистости. На примере наблюдается значительное занижение  $k_{\text{пп}}$  (без поправки за глинистость) при увеличении глинистости.

В настоящее время проводятся опытно-методические работы в ЗАО "Нефтегеотехнология" по оценке коэффициентов текущей пористости и глинистости по комплексу методов нейтрон-нейтронного каротажа, интегрального и спектрометрического гамма-каротажа, импульсного нейтрон-нейтронного каротажа.

Более точная оценка указанных параметров позволит существенно уменьшить погрешность определения коэффициента текущей нефтенасыщенности по С/О.

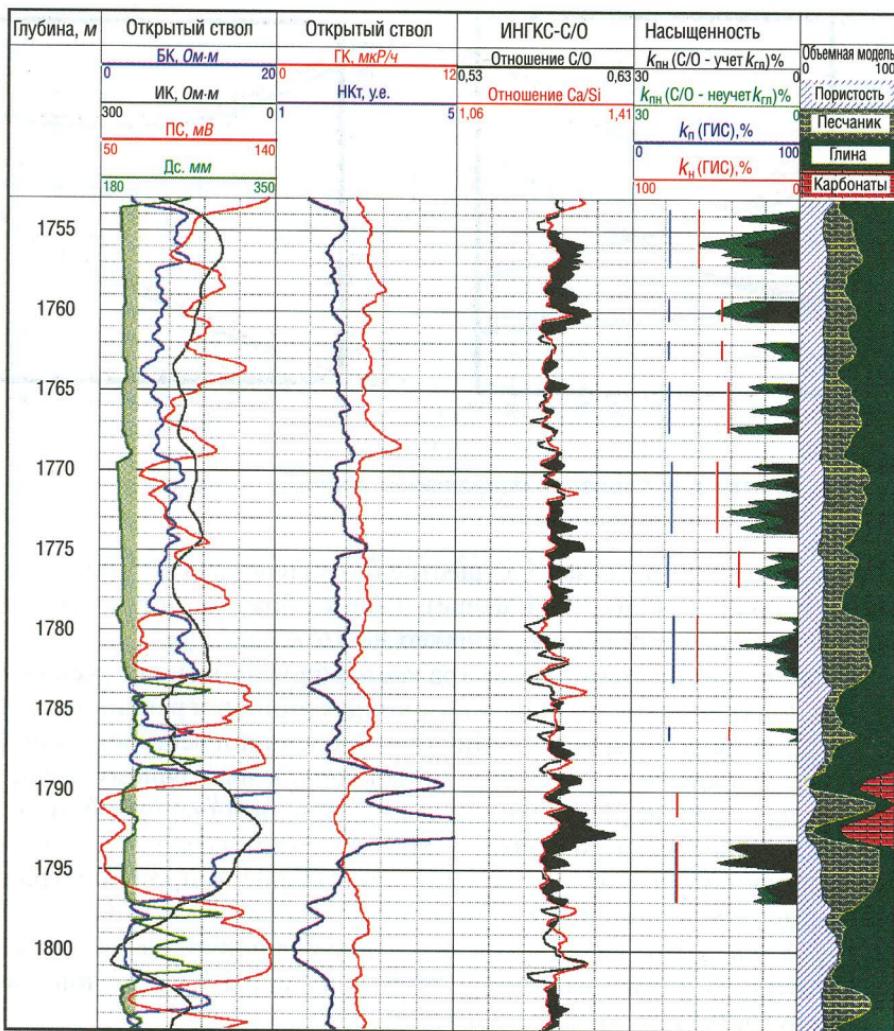


Рис. 4. Пример учета влияния глинистости

#### *Погрешность, вносимая в $k_n$ по С/О влиянием ближней зоны пласта*

Дополнительно в точность определения  $k_n$  вносится фактор влияния ближней зоны пласта, который может привести к существенным систематическим погрешностям. Приводятся оценки погрешностей,

полученных на основе модельных расчетов методом Монте-Карло при изменении различных характеристик ближней зоны.

Факторами, влияющими на точность определения  $k_{\text{н.тек}}$ , являются состояние цементного камня, заполнение ствола скважины флюидами различного состава, изменение диаметра ствола скважины и колонны.

Указанные оценки позволяют сделать вывод о том, что при изменении параметров ближней зоны текущего пласта по сравнению с параметрами ближней зоны опорного пласта величина погрешности может составлять десятки процентов. Например, изменение плотности цемента на  $0,40 \text{ г}/\text{см}^3$  против оцениваемого пласта по отношению к опорному приводит к систематической погрешности определения нефтенасыщенности примерно в 20% в скважинах диаметром 196 мм, обсаженных 146 мм колонной. Неконтролируемое изменение диаметра скважины против оцениваемого пласта по отношению к опорному влечет за собой 7%-ную систематическую погрешность определения  $k_{\text{н}}$  на каждые 10 мм увеличения диаметра. При изменении минерализации пластовых вод на  $100 \text{ г}/\text{л}$  погрешность, вносимая в определяемый  $k_{\text{н}}(\text{ГИНР})$ , составляет 20%,  $k_{\text{н}}(\text{ГИРЗ})$  – более 100%.

Поэтому при задании опорных пластов для определения нефтенасыщенности необходимо контролировать состояние цементного камня и ствола скважины.

К настоящему времени методика учета поправок за указанные факторы не завершена. В качестве временной меры предлагается выбор опорных водонасыщенных пластов и опорных глинистых со скважинными условиями, близкими к условиям в исследуемых пластах.

### *Оценка качества первичных материалов*

Анализ и обобщение множества скважинных данных показали, что значительные погрешности связаны с несоблюдением требований проведения скважинных исследований и требований к качеству получаемых данных.

На сегодня контролируются следующие оценочные характеристики:

- скорость каротажа;
- стабильность технологических параметров, характеризующих работу телеметрии и генератора;
- уровень выхода генератора (косвенно);
- чувствительность энергетической шкалы;
- нелинейность энергетической шкалы;

- степень деформации энергетической шкалы;
- качество работы аппаратуры по двум замерам.

Остановимся на одной из оценочных характеристик – уровне выхода генератора. В силу того, что скважинный прибор АИМС, чьи результаты анализировались в данной статье, не оснащен монитором выхода генератора нейtronов, эта оценка производилась по косвенным признакам – интегральным загрузкам в спектрах ГИРЗ и в суммарных спектрах ГИНР и ГИРЗ во время вспышки нейtronов. Если рассматривать влияние уровня выхода генератора нейtronов на результат, то становятся очевидными снижение статистики при получении расчетных параметров и понижение устойчивости результата от влияния различных факторов, например, от погрешности, вносимой при стабилизации энергетической шкалы. При расчете интегральных параметров (скоростей счета в энергетических окнах, соответствующих элементам – “O”, “C”, “Ca”, “Si”, и их отношений – C/O, Ca/Si) рассчитываются статистические погрешности этих параметров, которые анализируются на превышение допустимых значений, в результате выдается общий признак, указывающий достаточность статистики для получения качественного результата. На рис. 5 показан пример, иллюстрирующий запись при низком уровне выхода генератора (интегральный счет ГИРЗ занижен в два раза по отношению к требуемому граничному значению). На диаграмму выведены отношения C/O, Ca/Si и  $k_n(C/O)$ , рассчитанные по двум замерам, а также усредненный результат. При заниженном уровне выхода генератора сходимость замеров заметно падает.

Подобно выходу генератора, таким же образом на результате отражается скорость записи, так как в конечном итоге на статистическую погрешность влияет общее количество  $\gamma$ -квантов, накопленных при данном выходе генератора за квант.

Ввод в технологию обработки расчета оценочных параметров позволил контролировать качество получаемого результата на этапе регистрации. Помимо введения оценки и контроля технологических параметров, достоверность результата повышена путем использования данных двух замеров при получении окончательной текущей нефтенасыщенности по C/O.

Для получения предельных значений оценочных параметров использовались данные математического моделирования. В частности, было исследовано влияние нелинейности энергетической шкалы на

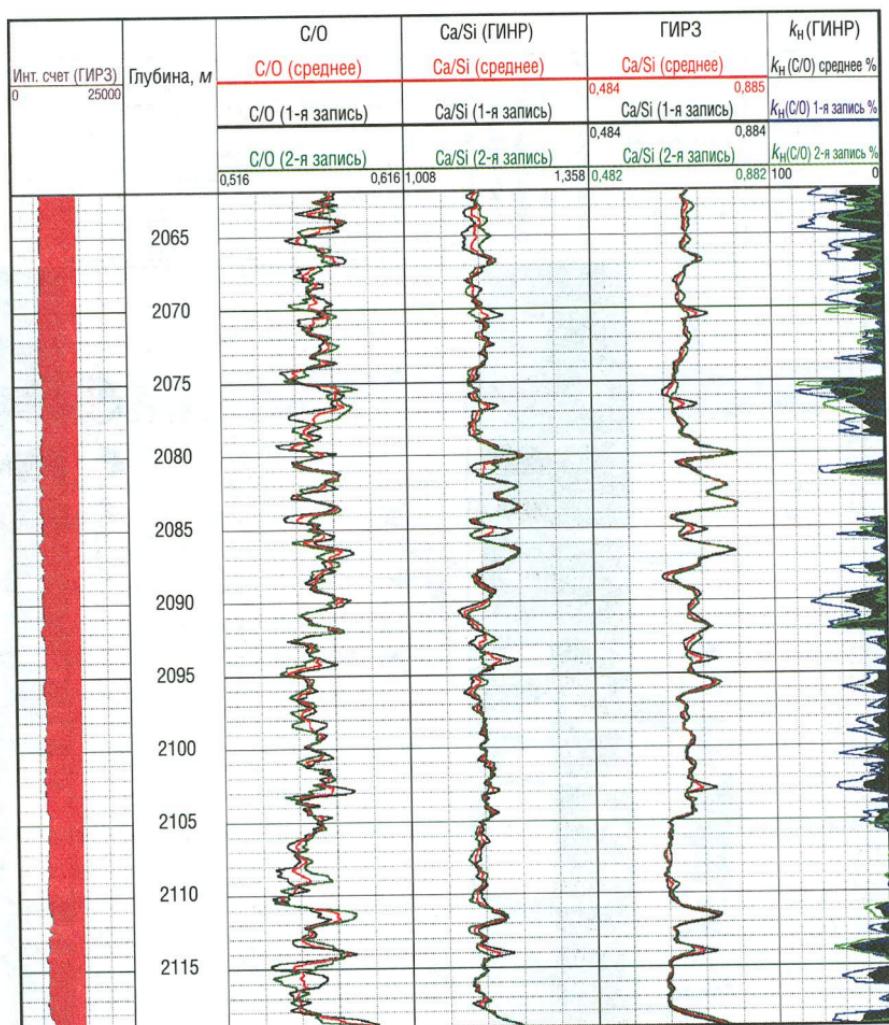


Рис. 5. Пример сходимости результатов по двум замерам при низком выходе генератора

расчетные параметры и выявлена предельно допустимая характеристика этого фактора.

Каждый технологический этап сопровождается получением характеристик, позволяющих контролировать качество прохождения этого этапа.

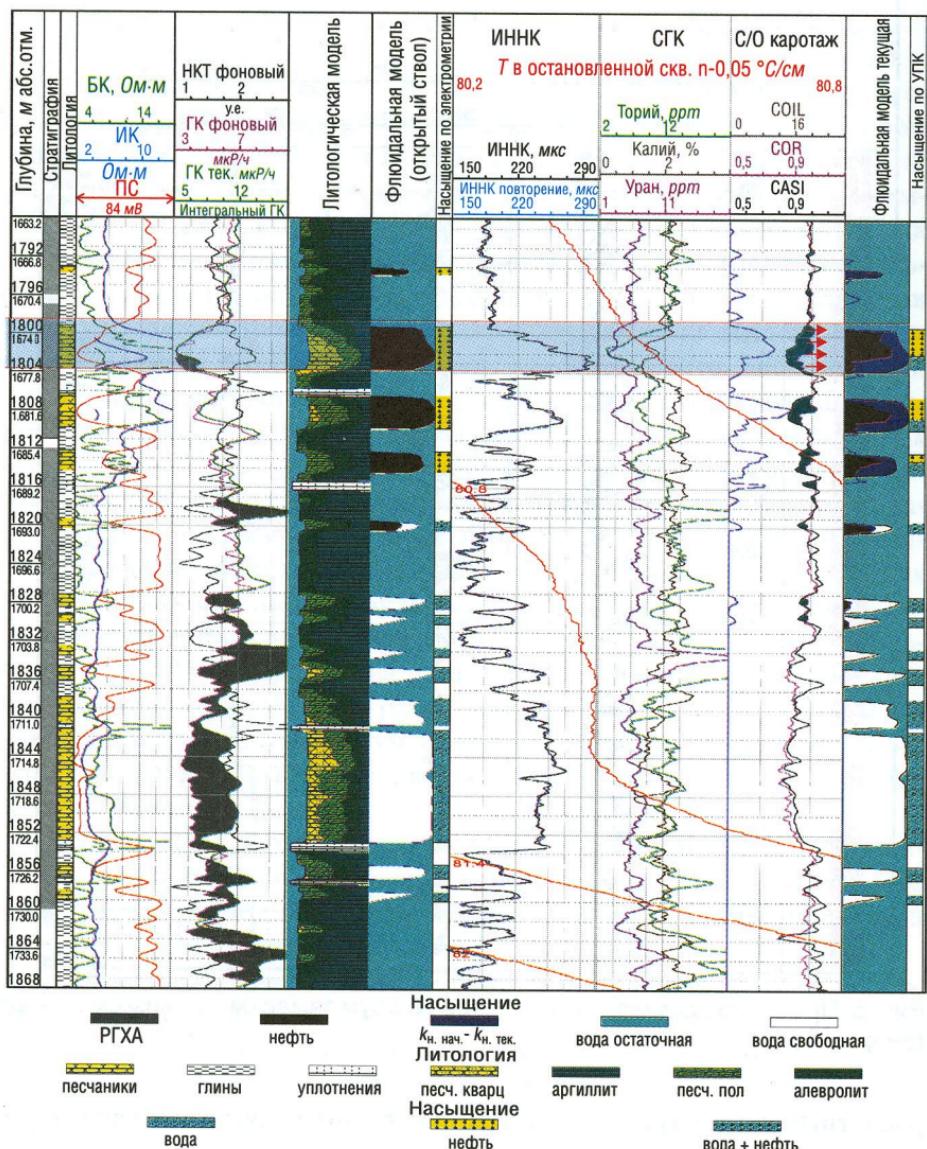


Рис. 6. Результат исследований методом ИННК и ИНГК-С

По результатам проводимых работ оптимальная скорость каротажа в зависимости от выхода нейтронов не должна превышать 40–60 м/ч.

Для уменьшения случайных погрешностей необходимо двойное дублирование записи в интервале исследований.

Усовершенствование программно-методического комплекса при оценке текущей нефтенасыщенности методом ИНГК-С позволило существенно повысить достоверность определения флюидального насыщения на качественном уровне в трех градациях (нефть, нефть с водой, вода). По результатам испытаний 70 скважин Нижневартовского района подтверждаемость составила порядка 85–90%. Анализ несовпадений показал, что ошибки имеются, в основном, в пластах с ухудшенными коллекторскими свойствами и в случаях прорыва нагнетаемых вод по маломощным (~10–20 см) пропласткам. В качестве примера на рис. 6 приведены результаты исследования и освоения скважины. В интервале 1800–1804 м перфорирован нефтеводонасыщенный пласт. По результатам освоения получен приток жидкости дебитом  $93 \text{ м}^3/\text{сут}$ , из них 53 – нефти и 40 – воды.

Таким образом, переобработка порядка 50 скважин Западной Сибири и опробование усовершенствованной технологии в течение полугодового периода в производственном режиме позволяют уверенно констатировать, что использование методики обработки данных С/О-каротажа, описанной в [1], позволяет:

- увеличить точность определения  $k_h$ ;
- исключить зависимость результата от влияния минерализации и увеличить устойчивость результата в ситуациях, усложненных техническими причинами;
- снизить погрешность определения  $k_h$  в низкопористых и глинистых пластах;
- контролировать качество материалов и состояние аппаратуры на всех технологических этапах решения задачи оценки нефтенасыщенности пород по данным С/О-каротажа;
- широко применить метод для контроля текущей нефтенасыщенности на качественном и количественном уровне независимо от минерализации пластовых и нагнетаемых вод.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Велижсанин В. А., Меженская Т. Е. Некоторые вопросы методического обеспечения аппаратуры АИМС при определении текущей нефтенасыщенности коллекторов // Геофизический вестник. 2003. № 12.