

УДК 550.832.54

*К. А. Машкин, А. Г. Коротченко, Р. Г. Гайнетдинов,
В. Л. Глухов, А. Ф. Камалтдинов, А. Н. Огнев, И. Х. Шабиев*
АО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ИМПУЛЬСНЫХ НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ КАРОТАЖА В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Рассматриваются варианты комплекса методов импульсного нейтронного каротажа в спектрометрической и интегральной модификациях применительно к различным геолого-техническим условиям нефтегазовых скважин. Показано, что данные комплекса в составе методов ИНГК-С (С/О), ИННК (ИНГК), СГК позволяют получать большое число различных параметров и обеспечивают достоверное описание исследуемого разреза нефтегазовой скважины, выделение коллекторов и количественное определение характера их насыщения. Приведены примеры использования предлагаемого комплекса для решения задач оценки текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов и уточнения литологической модели разреза, вскрытого скважиной.

Ключевые слова: каротаж, импульсные нейтронные методы, нефтегазовые скважины, нефтегазонасыщенность, выделение коллекторов, литологическая модель.

В АО НПП «ВНИИГИС» и ООО НПП «ИНГЕО» в течение более чем 20 лет с целью проведения геофизических исследований (ГИС) нефтегазовых скважин разрабатываются и применяются методики и аппаратура импульсных нейтронных методов, а именно: спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С и С/О-каротаж), импульсный нейтрон-нейтронный (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). За это время накоплен большой опыт применения скважинных приборов и методов и определены возможности, ограничения и круг решаемых задач в различных геолого-технических условиях.

Комплекс ядерно-физических методов (ЯФМ), включающий ИНГК-С или С/О-каротаж, ИННК/ИНГК, а также спектрометрический гамма-каротаж (СГК), проводится с целью получения новых данных или уточнения имеющихся сведений о характере насыщения, вещественном составе и пористости пластов в разрезе скважин любых категорий для дальнейшего использования полученных данных в решении задач, возникающих в процессе эксплуатации

месторождений углеводородного сырья. В АО НПП «ВНИИГИС» и ООО НПП «ИНГЕО» изготовлена и в течение долгого времени эксплуатируется реализующая данные методы аппаратура: ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИННК-43/ЦСП-2ИНГК-43М, ЦСП-ГК-С-90.

Комплекс позволяет решать следующие основные геологоразведочные задачи:

- открытие и разведка новых и пропущенных залежей углеводородов (УВ);
- расширение контуров нефтегазоносности разведанных залежей;
- оценка текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов, в том числе для подсчета или пересчета запасов углеводородов, а также в случае неоднозначности или недостоверности определения этого параметра стандартным комплексом методов ГИС в открытом стволе.

Основные промысловые задачи, решаемые комплексом, включают:

- уточнение текущего состояния выработки пластов-коллекторов, положений контуров нефтегазоносности и невыработанных участков залежей;
- определение текущих контактов УВ (ВНК, ГНК, ГВК);
- изучение и прогнозную характеристику новых объектов эксплуатации;
- выбор интервалов перфорации;
- оценку степени и характера заводнения пластов;
- мониторинг и оптимизацию процесса разработки объектов и уточнение геолого-технической модели месторождения.

При этом метод ИНГК-С в основном выполнялся в режиме С/О-каротажа, то есть с использованием спектральных отношений из спектров гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) и дальнейшим расчетом коэффициента текущей нефтенасыщенности на основе физического моделирования.

Метод SGK выполняется с целью расчета массовых содержаний естественных радиоактивных элементов (U, Th, K) и определения типов глин по разрезу скважины.

Выполнение метода ИННК или ИНГК направлено на определение нейтронных характеристик пластов, таких как время жизни (τ) и макроскопическое сечение поглощения (Σ_a) тепловых нейтронов. На основе этих параметров проводятся расчеты коэффициента нефтенасыщенности в условиях достаточной минерализации пластовых

вод и отсутствия пресного обводнения коллекторов. Методы ИННК/ИНГК также направлены на выделение газонасыщенных пластов-коллекторов и определение коэффициента текущей газонасыщенности.

В последнее время при обработке данных ИНГК-С по регистрируемым спектрам ГИНР и ГИРЗ проводятся расчеты количественного содержания отдельных химических элементов: Cl, C, O, H, Ca, Si, Mg, S, Fe, Na, Al (рис. 1). Они производятся на основе математически рассчитанных спектров различных элементов с привязкой к спектрам физических моделей, записанных конкретным прибором.

Опыт показывает, что информативность рассматриваемого комплекса нейтронных методов находится на уровне 80–90% подтвержденности. В то же время комплекс имеет определенные геолого-технические ограничения, связанные с небольшой глубиной методов и, следовательно, с наличием кавернозности, глубокой зоны проникновения бурового раствора в открытом стволе. Также комплекс имеет ограничения по пористости коллекторов. Так, средняя глубина применяемых методов оценивается в пределах 30–40 см. Комплекс значительно теряет информативность при наличии каверн более 300 мм по всему диаметру скважины, а также зоны проникновения бурового раствора в таких же пределах. Информативность комплекса значительно снижается при пористости коллекторов менее 5% [1].

Для преодоления указанных ограничений разработан ряд рекомендаций, а именно:

- проведение каротажа спустя не менее семи суток (среднее время на расформирование зоны проникновения бурового раствора) после цементирования вновь пробуренных скважин;
- проведение каротажа в открытом стволе скважин, пробуренных на полимерных растворах;
- в эксплуатируемых скважинах необходима предварительная промывка ствола.

В интервалах перфорации при интенсивной эксплуатации скважины информативность комплекса также снижается. Таким образом, существует необходимость внесения поправок для исключения влияния ближней зоны (ствол скважины, ближняя зона пласта).

Технологичность проведения работ рассматриваемым комплексом снижена также в связи с необходимостью выполнения двух отдельных спуско-подъемных операций (СПО).

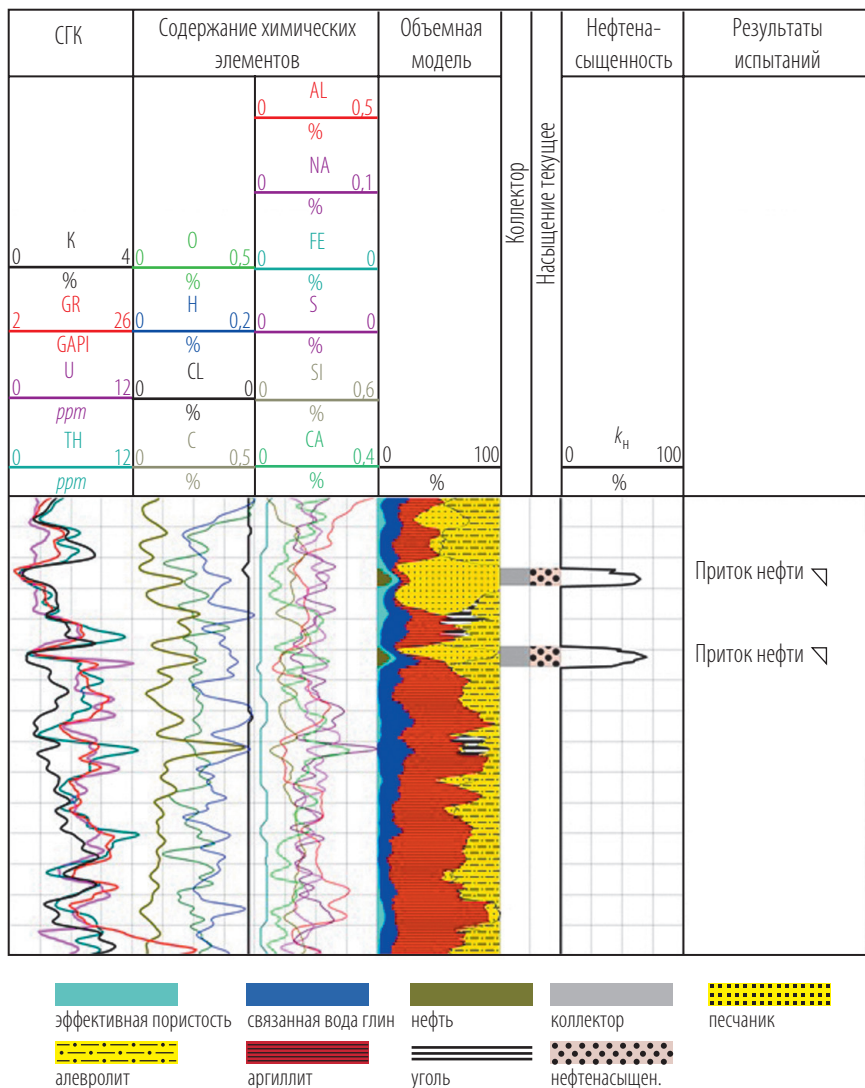


Рис. 1. Результаты обработки данных метода ИНГК-С для расчета литологической модели и определения насыщения коллекторов в разведочной скважине

В 2017 г. при финансовой поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере (Фонд содействия инновациям) разработан и используется скважинный прибор ЦСП-2ИМКС-73, который объединил в одно целое все методы рассматриваемого комплекса ЯФМ. Прибор имеет меньший диаметр (73–75 мм) по сравнению с приборами С/О-каротажа ранних выпусков (90–100 мм), что позволяет расширить диапазон исследуемых скважин.

Методическое и программное обеспечение для интерпретации базируется на существующих программах обработки материалов комплекса ЯФМ, однако оно значительно расширено в связи с новыми возможностями разработанной аппаратуры. В частности, наличие двух зондов дает возможность регистрировать параметры 2ИНГК-С и 2ИНГК, что в свою очередь позволяет исследовать и учитывать скважинную составляющую разреза и частично снять ряд существующих методических ограничений.

Применение более эффективных и обладающих более высокой температуростойкостью и быстродействием (по сравнению с германатом висмута) детекторов на основе бромидов лантана позволяет получать более разрешенные спектры ГИНР и ГИРЗ, что в конечном итоге повышает эффективность интерпретации. Использование генераторов нейтронов с перестраиваемой частотой дает возможность значительно снизить наложение спектров, что также повышает информативность получаемых результатов (рис. 2).

Данные комплекса ЯФМ в составе методов ИНГК-С (С/О), ИННК (ИНГК), СГК позволяют получать большое число различных параметров и обеспечивают достоверное описание исследуемого разреза нефтегазовой скважины, выделение коллекторов и количественное определение характера их насыщения.

С другой стороны, регистрация всего комплекса методов является весьма дорогостоящей операцией, особенно при больших интервалах разреза исследуемых скважин. Выполнение импульсного нейтронного каротажа в интегральной двухзондовой модификации (методы ИННК/ИНГК) в ряде случаев является экономически более выгодным, и некоторые задачи могут быть решены применением только этого метода. Конечно, особенно информативен метод на месторождениях с высокой минерализацией пластовых вод. Применение ИННК на большинстве месторождений Западной Сибири значительно осложнено пресным обводнением, тем не менее, как показывает опыт, позволяет решать производственные задачи и в этих условиях.

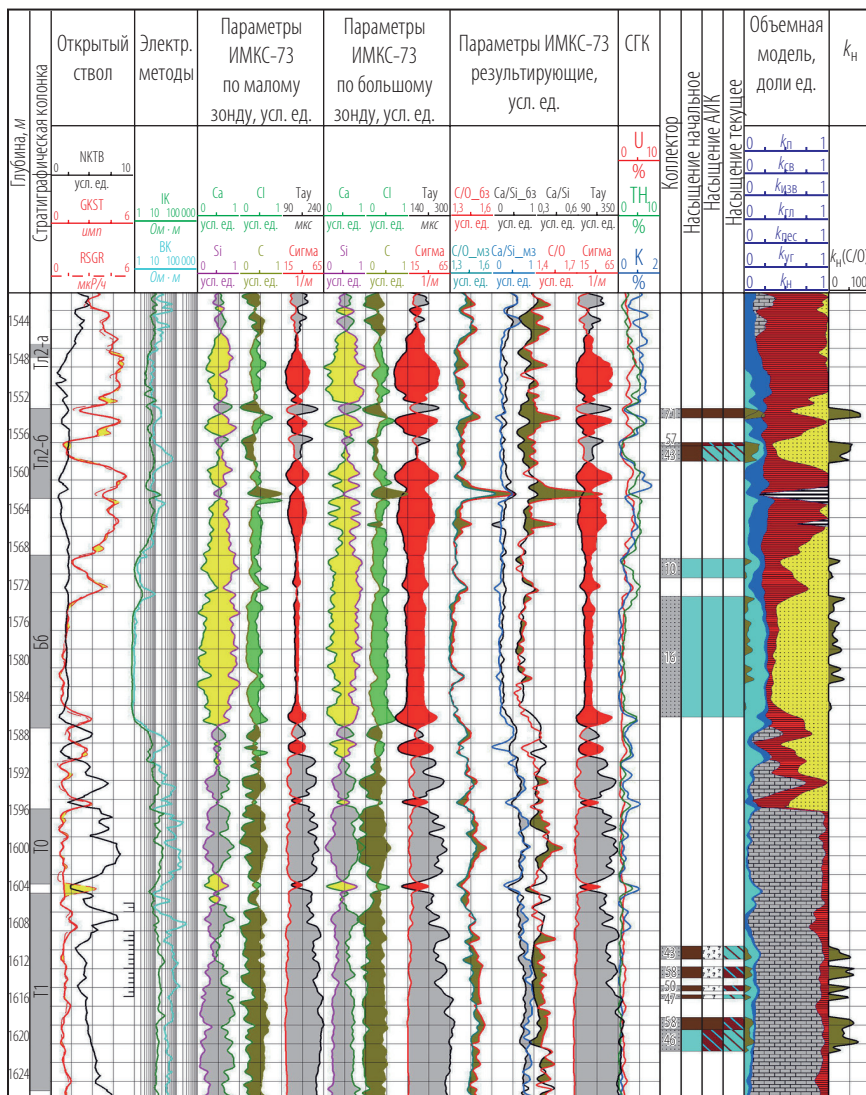


Рис. 2. Результаты обработки материалов, полученных прибором ЦСП-2ИМКС-73 в эксплуатационной скважине

Условные обозначения к рис. 2:



Например, в Юганском регионе Западной Сибири начиная с 2014 г. выполняются производственные работы по проведению ГИС методом ИННК/ИНГК (аппаратура ЦСП-2ИННК-43/ЦСП-2ИНГК-43 соответственно) и стандартным РК (ГК, НГК) с целью увязки результатов с данными каротажа открытого ствола. Работы проводятся в контрольных скважинах, а также в скважинах и боковых стволах, где проведение каротажа в открытом стволе было затруднено из-за неустойчивости вскрытых горных пород, и такие скважины обсаживались сразу после бурения. Исследования в основном проводятся в пластах АС, БС и в юрских отложениях.

В процессе работы по результатам ГИС строится объемно-флюидальная модель разреза, выделяются пласты-коллекторы, рассчитываются пористость, проницаемость, глинистость и текущая нефтенасыщенность выделенных коллекторов. В объемно-флюидальной модели выделяются объемные содержания песчаника, глины, плотных карбонатных пород, углей, рассчитывается общая и эффективная пористость. При этом используются только данные стандартного РК (ГК, НГК) и ИННК/ИНГК (рис. 3). Проницаемость рассчитывается по стохастическим формулам ООО «РН-УфаниПИНефть», полученным для исследованных пластов различных месторождений по результатам каротажа в открытом стволе. В эти данные вносятся поправки из построенной по результатам каротажа объемно-флюидальной модели.

Нефтенасыщенность рассчитывается по результатам ИННК/ИНГК. В методе ИННК/ИНГК обрабатываются временные характеристики ГИРЗ (спады в паузах между импульсами). По ним рассчитывается параметр сигма (сечение поглощения тепловых нейтронов). Этот параметр представляется как средневзвешенная величина параметров сигма всех компонент, составляющих разрез (весовые коэффициенты – объемное содержание компоненты).

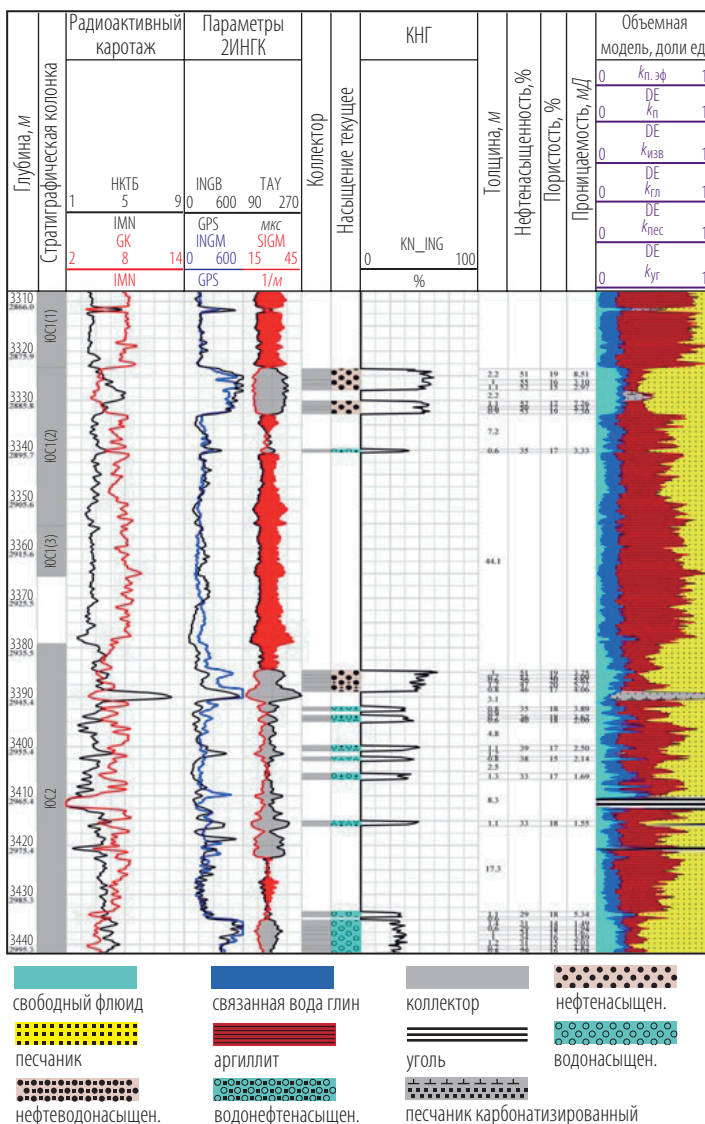


Рис. 3. Пример заключения по данным РК, ИНГК в юрских отложениях (Юганский регион)

Компоненты, не связанные с поровым пространством, исключаются, и определяется параметр сигма для порового пространства, который характеризует коэффициент нефтенасыщенности (k_n) или при наличии газа – коэффициент газонасыщенности (k_r). Такие интерпретационные модели (по параметрам сигма) подбирались для различных пластов и различных месторождений по отдельности.

Всего за это время исследовано около 300 скважин. Несмотря на то что проводимые расчеты в обсаженном стволе носят оценочный характер, сходимость с данными открытого ствола в кустах скважин как по выделяемым коллекторам, так и по параметрам пластов оценивается как достаточно высокая.

В целом, использование комплекса ЯФМ в эксплуатационных скважинах на нефтегазовых месторождениях при исследовании разрезов различных типов позволяет получать информацию как для детального описания вещественного состава горных пород, так и для определения насыщения пластов-коллекторов. Модернизация комплекса с использованием опыта проведенных исследований сегодня направлена на дальнейшее улучшение технологичности проводимых работ и повышение их результативности и информативности.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Перелыгин В. Т., Машкин К. А., Коротченко А. Г., Гайнетдинов Р. Г. и др.* Опыт развития и применения комплекса методов импульсного спектрометрического нейтронного каротажа в различных геолого-технических условиях // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 6 (264). С. 39–54.

Рецензент канд. техн. наук В. Р. Хаматдинов