

УДК 550.832.555

В. А. Велижанин, Н. Г. Лобода, А. А. Бубеев, В. С. Лисицын
ООО "Нефтегазгеофизика"

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮГО-ЗАПАДНОГО ТУРКМЕНИСТАНА

Представлены результаты интерпретации скважинных исследований. Показана эффективность предложенной методики, в том числе в условиях утяжеленного бурового раствора.

Ключевые слова: спектрометрический нейтронный гамма-каротаж, массовое содержание элементов, объемная модель, утяжеленный буровой раствор.

Аппаратура спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (СНГК-89) для оценки массовых содержаний основных породообразующих элементов в породе (Si, Ca, Fe, Cl, Na, S, Ti, Gd) была разработана в ООО "Нефтегазгеофизика". В период с 2010 по 2013 гг. в научно-техническом вестнике "Каротажник" была напечатана серия статей, посвященных техническим характеристикам аппаратуры СНГК-89, вопросам методического обеспечения метода и результатам ее опробования на месторождениях Западной и Восточной Сибири [1, 2, 5].

В течение последних двух лет аппаратура СНГК-89 эксплуатировалась на территории Юго-Западного Туркменистана. Исследованиями были охвачены основные месторождения данного региона, такие как Восточный Челекен, Гограндаг, Готурдепе, Экерем, Небитлидже, Кумдаг, Алтыгуйи.

Для месторождений Юго-Западного Туркменистана характерны аномально-высокие пластовые давления [4]. Следствием этого является технологическая необходимость утяжеления буровых растворов. Наиболее широко используемым утяжелителем для буровых растворов является барит (BaSO_4). Однако помимо барита в практике утяжеления буровых растворов применяют гематит (Fe_2O_3) и растворы на углеводородной основе.

Список элементов, входящих в состав перечисленных веществ, перекликается со списком элементов, определяемых по данным

СНГК, поэтому при обработке данных необходимо учитывать влияние бурового раствора на показания аппаратуры. В противном случае наблюдается систематическое завышение массовых содержаний таких элементов, как сера, железо, кальций в зависимости от типа бурового раствора. Применение гематита или магнетита в качестве утяжелителя увеличивает долю излучения железа в регистрируемом спектре, в случае баритового раствора требуется корректировка данных СНГК за излучение серы, входящей в состав промывочной жидкости.

Исследования аппаратурой СНГК-89 проводились в необсаженных скважинах с номинальным диаметром 165, 216, 295 мм. Во всех скважинах применялся утяжеленный буровой раствор с плотностью от 1,35 до 2,28 г/см³ и минерализацией 15–30 г/л. Исследуемые породы были представлены терригенными отложениями.

При интерпретации данных каротажа, как правило, рецептура бурового раствора неизвестна и разработка технологии учета влияния бурового раствора на результаты измерений не представляется возможной. В связи с этим корректировка показаний выполнялась по опорному интервалу, в качестве которого использовался интервал наиболее "чистого" коллектора с минимальным содержанием глини и карбонатов.

Определение массовых содержаний элементов выполнялось для скелетной составляющей пород пласта. Список определяемых элементов включал кремний, кальций, серу, железо, натрий, хлор, титан и гадолиний. Выбранная схема расчета массовых содержаний элементов предполагала, что водород как элемент участвует в разложении зарегистрированного спектра на спектры элементов, но при расчете массовых содержаний не входит в нормировочное уравнение интерпретационной модели

$$F \times \sum \{X_i \times Y_i / C_i\} = 1, \quad (1)$$

где X_i – оксидный множитель, учитывающий весовые доли кислорода, углерода и других элементов, входящих в состав модели, но не определяемых методом СНГК; Y_i – относительный вклад i -го элемента в зарегистрированный спектр; C_i – спектральная чувствительность детектора для i -го элемента; F – нормировочный множитель.

Массовые содержания элементов привлекались для построения объемной модели скелета породы. Модель включала в себя следующие компоненты:

Для месторождений Туркменистана результаты лабораторного анализа керн отсутствовали, поэтому корректность полученных результатов проверялась путем сопоставления с данными других методов.

Так, например, для некоторых скважин расчет глинистости выполнялся также по комплексу 2ННК-Т + 2ГГК-П. Объемная модель породы в данном комплексе состояла из трех компонент: общая пористость, глинистые минералы, скелет породы. Сравнение глинистости, полученной по двум независимым методам, показало хорошую согласованность результатов (рис. 2).

В соответствии с построенной объемной моделью рассчитывались скелетная плотность породы и индекс фотоэлектрического поглощения (рис. 2, 3). Как отмечалось ранее, в скважинах применялся утяжеленный раствор, поэтому по данным литолого-плотностного каротажа индекс фотоэлектрического поглощения P_e не мог быть определен.

На рис. 3 приведено сопоставление индекса фотоэлектрического поглощения, измеренного аппаратурой литолого-плотностного каротажа (ЗГГК-ЛП) и рассчитанного на основании данных СНГК в одной из скважин с минимальным содержанием барита в составе бурового раствора (плотность $1,39 \text{ г/см}^3$). Несмотря на малую дифференциацию индекса фотоэлектрического поглощения, что характерно для исследованных отложений Западного Туркменистана, наблюдается уверенная корреляция рассматриваемых кривых. Возможность расчета индекса фотоэлектрического поглощения в терригенных отложениях по данным СНГК ранее проверялась в скважинах других регионов, в том числе с большим диапазоном изменения P_e . Для примера, на рис. 4 приведено сопоставление индекса фотоэлектрического поглощения, измеренного аппаратурой литолого-плотностного каротажа и рассчитанного на основании данных СНГК.

Следует отметить, что расчет индекса фотоэлектрического поглощения по массовым содержаниям элементов наиболее корректен в терригенных отложениях, а в карбонатных отложениях он, наоборот, является дополнением к методу СНГК для разделения доломитов и известняков.

Анализ скважинных исследований показал, что литологическая модель породы, построенная по данным СНГК, хорошо согласуется с данными других, независимых определений.

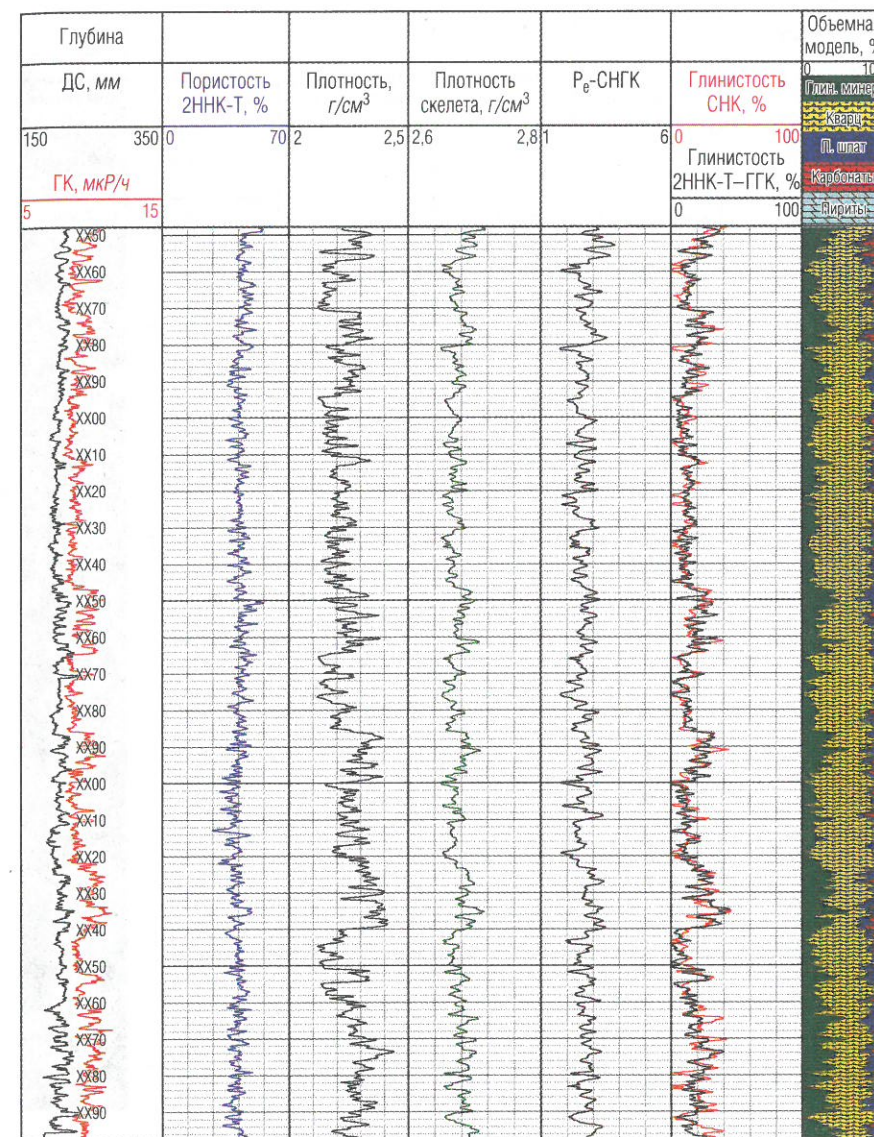


Рис. 2. Сопоставление результатов обработки данных СНГК и комплекса 2ННК-Т + 2ГГК-П

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