

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ УЧЕТ СОДЕРЖАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В СЛОЖНОМ МИНЕРАЛЬНОМ СОСТАВЕ НИЖНЕПЕРМСКИХ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОГО ПРЕДУРАЛЬЯ

В.В.Панков, В.А.Жемчугова

В последнее время детальное моделирование многокомпонентного минерального состава пород становится всё более актуальной задачей при выполнении самых разных научных и производственных проектов. Количественный учёт содержания органического вещества (ОВ) в составе нефтегазоматеринских пород является одной из ключевых проблем. Ее решение может быть достигнуто за счёт выявления устойчивых зависимостей керн-ГИС для сингенетичных пород, находящихся на одинаковой стадии катагенетической преобразованности.

Объем ОВ рассчитывается из содержания остаточного органического углерода (Сорг, %), с учётом суммарной потери массы ОВ для каждой стадии катагенеза и различного типа исходного органического вещества [1, 2].

Объектом исследований являются нижнепермские породы подсолевого комплекса южного Предуралья. Определение условий их накопления является первостепенной задачей. Интерес для изучения нефтегазоматеринских пород представляет юго-западное погружение северного борта Прикаспийской синеклизы и южная часть Предуральского краевого прогиба. Особенность этих зон заключается в том, что из-за недостатка терригенного материала уже в ассельский век обособилась недокомпенсированная зона с накоплением маломощных (первые десятки метров) кремнисто-глинисто-карбонатных осадков, обогащенных ОВ. Современные значения содержания Сорг достигают 11-13%.

Количественное определение содержания Сорг в скважинах должно основываться на синтезе и оптимизации накопленных методик интерпретации данных керна и ГИС. Поэтому вначале была проведена подготовительная работа, направленная на сбор, анализ и систематизацию существующих методик расчёта Сорг по данным каротажа. Авторы работы согласны с выводами исследователей о том, что наличие существенных ограничений не позволяет использовать единую методику. По этой причине интерпретация должна быть адаптивной, то есть настраиваться для каждой нефтегазоматеринской породы в зависимости от определенных геологических и технических условий [3].

Принципиальная схема интерпретации и расчёта Сорг в скважинах по каротажу состояла из трех основных этапов. На первом – произведен сбор и анализ фактических данных изучения каменного материала в лабораториях, в результате чего была создана модель породы по керну. В ходе анализа были изучены результаты пиролитических исследований более 130 образцов (пиролизатор Rock-Eval 6), относящихся к нижнепермским породам южного Предуралья и прилегающим территориям. Далее была выполнена типизация разреза, выделены литотипы.

На втором этапе авторами выполнено сопоставление геофизических свойств пород по данным ГИС с петрофизическими и геохимическими характеристиками по керну. В результате такого анализа установлены связи керн-ГИС. Несмотря на широкий спектр используемых методик определения Сорг, получить зависимость с достаточно высоким коэффициентом корреляции ($R=0.71$) в данном разрезе удалось лишь с помощью расчёта двойного разностного параметра по гамма-каротажу ($\Delta ГК$) [4].

При малой обеспеченности керном необходимо извлечь максимальное количество информации из каротажных данных. Поэтому заключительный этап связан исключительно с интерпретацией данных ГИС. Сначала была выполнена типизация разреза и расчёт содержания Сорг в опорных скважинах. Затем методически отработанные алгоритмы применялись для всех скважин площади. Несмотря на неплохую полученную зависимость керн-ГИС, наличие значительных погрешностей при расчётах Сорг по каротажу – это реальность, с которой приходится сталкиваться, не имея должного количества результатов исследования вещества нефтегазоматеринских пород.

Несомненно, достоверность оценки литологического состава пород и количества органического вещества в изучаемом разрезе зависит от применяемого комплекса ГИС, полноты его выполнения и качества данных изучения керна. Выполненные расчеты позволяют сократить неопределённости прогноза свойств пород, генерирующих углеводороды, оценить их качество на региональном уровне и выделить зоны возможного нефтегазонакопления.

Литература:

1. Справочник по геохимии нефти и газа / Под редакцией Неручева С.Г. – СПб.: ОАО «Издательство «Недра». 1998. – 576 с.: с ил.
2. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МГУ; Издательский центр «Академия». 2004. – 415 с., илл. – (Классический университетский учебник).

3. Панков В.В. Классификация материнских пород по содержанию органического вещества на основе результатов геохимических исследований керна и каротажных данных / Тезисы четвертой тематической конференции ЕАГО «Карбонатные резервуары - 2018», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 25-26 октября 2018 г., г. Москва.
4. Панков В.В. Литолого-петрофизическое моделирование состава и свойств нижнепермских нефтегазоматеринских пород Прикаспийской синеклизы и юга Предуральяского краевого прогиба / Тезисы международной геолого-геофизической конференции и выставки ГеоЕвразия-2019: «Современные технологии изучения и освоения недр Евразии», 4-7 февраля 2019 г.