

1D-моделирование нефтегазоносной системы Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области на примере месторождения D6-южное шельфа Балтийского моря

(1D-modeling of oil and gas system of the Baltic syncline on the example of the D6-southern field on shelf of the Baltic Sea)

Кулиева Александра Сергеевна¹, Афонасенко Сергей Алексеевич²

^{1,2}Студент

^{1,2}СПбГУ

АННОТАЦИЯ

Проведено 1D геологическое моделирование нефтегазоносной системы (НГС) Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области (СНГО) в программе Petrel (Schlumberger). По данным скважины №1-южная выделены элементы НГС. Получены графики истории погружения, интервалов вхождения в окна нефте- и газообразования и деструкции углеводородов (УВ), изменения температуры, гидростатического давления и отражательной способности витринита с глубиной и другие. Составлена схема НГС, представленная диаграммой событий.

ABSTRACT

1D geological modeling of the hydrocarbon system of the Baltic syncline was carried out using the Petrel (Schlumberger). According to the well №1-southern, elements of the hydrocarbon system were identified. Graphs of the history of subsidence, intervals of entry into the windows of oil and gas formation and destruction of hydrocarbons, changes in temperature, hydrostatic pressure and reflectivity of vitrinite with depth, and others have been obtained. A diagram of the oil and gas system has been drawn up, represented by an events chart.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Моделирование нефтегазоносных систем, шельф Балтийского моря, месторождение D6-южное.

KEYWORDS

Modeling of oil and gas systems, Baltic Sea shelf, D6-southern field.

Месторождение D6-Южное расположено в акватории мелководного и полностью шельфового Балтийского моря в исключительной экономической зоне РФ. Хотя на шельфе Балтийского моря и сосредоточено мене 1% шельфовых запасов УВ России, условия для добычи этих запасов весьма благоприятные. Коэффициенты извлечения нефти (КИН) здесь одни из самых высоких в России, а нефти лёгкие и имеют высокое качество, поэтому их стоимость выше, чем, например, у Urals. Уровень разведанности недр относительно высокий, добыча нефти ведется с 1972 года. Область богата ресурсами УВ, но разбуренность недостаточно высокая, а значит, есть перспективы. В связи с новыми открытиями на шельфе Балтийского моря назрела необходимость в переоценке ресурсного потенциала. Остро стоит вопрос о восполнении ресурсной базы за счет прироста запасов УВ.

Предпосылкой к полноценному 3D геологическому моделированию области является создание 1D-модели, позволяющей выделить эффективную последовательность элементов НГС, благоприятное по мощности сочетание коллекторов и покрышек для накопления УВ в осадочном чехле, а также определить степень зрелости органического вещества в течение геологического времени и многое другое.

Промышленная нефтеносность Балтийской СНГО связана с отложениями среднекембрийского терригенного нефтегазоносного комплекса, представленного кварцевыми песчаниками разной степени глинистости и плотности, алевролитами и редкими прослоями аргиллитов. Верхней границей залежи служит подошва регионально выдержанной карбонатно-глинистой толщи пород ордовика, которая является региональной покрывкой для залежей среднекембрийского нефтегазового комплекса. Основным фактором неопределённости при моделировании УВС, в особенности для Балтийской синеклизы, является анализ нефтематеринских пород (НМП). Отечественными авторами-геологами и в источнике [1] констатируется факт наличия зрелых нефтематеринских пород в отложениях нижнего кембрия. Остальные же зарубежные авторы (Литвы, Польши и других стран Прибалтики) в своих научных работах не рассматривают породы нижнего кембрия в качестве нефтематеринских. Надёжно выделить НМП можно только по прямым данным при анализе образцов из скважин, а данные о результатах анализа этих образцов обычно являются конфиденциальными. Скважина №1-южная не пробурена до нижнего кембрия, однако, по некоторым данным всё же известно, что российскими компаниями были отобраны образцы НМП нижнего кембрия из скважин на суше и на шельфе (месторождения Дб, D41 и D33) Калининградской области, хотя в открытом доступе информации о результатах анализа этих образцов нет. Модель была построена на основе вышеуказанных данных (по Каневу), и в дальнейшем они требуют уточнения.

По результатам моделирования в момент вхождения нефтематеринских толщ в окна нефте- и газообразования уже были сформированы основные элементы УВС. На рисунке 1 представлен график истории погружения, где цветом обозначен коэффициент трансформации. По нему можно сделать вывод о том, что образование УВ началось около 300 млн лет назад, но НМП еще не прошли критический момент, под которым понимается время, когда 50% Сорг в НМП преобразовано в УВ. Полученные результаты позволяют оценить остаточный потенциал нефтематеринской толщи и эффективность НГС.

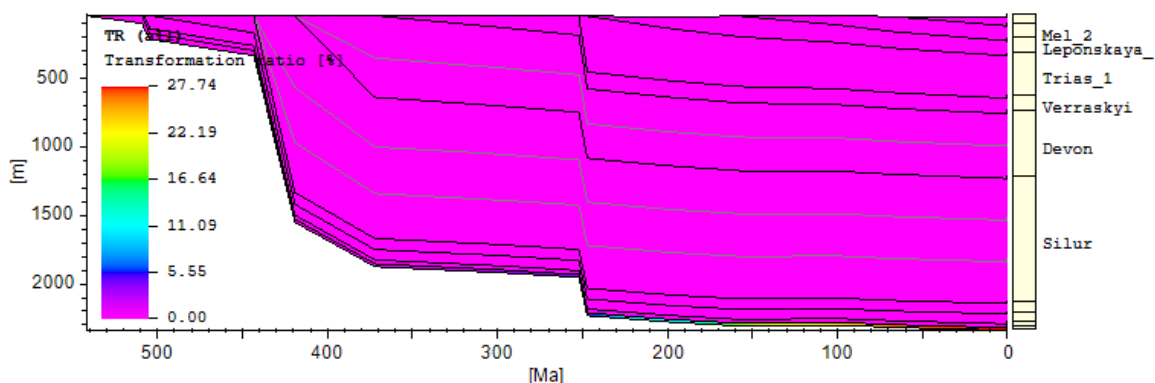


Рисунок 1 График истории погружения. Цветом обозначен коэффициент трансформации.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Kanev S., Margulis L., Bojesen-Koefoed J.A., Weil W.A., Merta H., Zdanaviciute O. Oils and hydrocarbon source rocks of the Baltic sineclise // Oil & Gas Journal. – 1994 - Juli. – pp. 69-73

REFERENCES:

1. Kanev S., Margulis L., Bojesen-Koefoed J.A., Weil W.A., Merta H., Zdanaviciute O. Oils and hydrocarbon source rocks of the Baltic sineclise // Oil & Gas Journal. – 1994 - Juli. – pp. 69-73