

Геологические условия и нефтегазоносность месторождений северного борта Бузулукской впадины

Научный руководитель – Ситар Ксения Александровна

Дралина Е.М.¹, Максимова М.А.²

1 - Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия, *E-mail: liza4701@mail.ru*; 2 - Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра динамической геологии, Москва, Россия, *E-mail: hchb11cl11@mail.ru*

Изучение нефтегазоносности отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна является актуальным направлением геологоразведочных исследований. Сегодня существуют комплексные методы, один из них это метод бассейнового моделирования. Методика применения бассейнового моделирования описана во многих публикациях [1].

Работа заключалась в попытке восстановить процессы, которые могли привести к формированию нефтегазоносности в районе Бузулукской впадины на примере месторождения «Розочка» (название изменено по просьбе компании-недропользователя). Модель строилась на основе геологических данных, полученных во время прохождения производственной практики, с привлечением данных из фондовых материалов.

В пределах рассматриваемого района Волго-Уральского НГБ основными продуктивными горизонтами являются среднекаменноугольные отложения подольского горизонта (Pd-I, Pd-IV, Pd-V), верейского (А-3), отложения башкирского яруса (А-4) и нижнекаменноугольные отложения бобриковского горизонта (Б-2), турнейского яруса (В-1). Ловушки в НГК преимущественно антиклинальные, встречаются приуроченные к органогенным постройкикам. В пределах северной части Бузулукской впадины исследователями в качестве нефтегазоматеринских выделяются отложения, обогащенные Сорг в пределах верейского, тульского, бобриковского, доманикового и муллинского горизонтов (рис. 1).

Температурные граничные условия задавались на основе опубликованных данных по палеоизменениям поверхностных температур, с учетом тектоники бассейна. Полученная тепловая модель была откалибрована на основе данных температур и давления в скважинах, а также по показателю отражающей способности витринита.

Результаты проведенного бассейнового моделирования показали, что генерация углеводородов из доманиковых отложений началась в позднепермском периоде и продолжается до сих пор. Кроме этого в формировании нефтегазоносности участвуют и породы живетского яруса. Девонские НГМП вошли в главную зону нефтеобразования (ГЗН), но еще не достигли критического момента, в то время как каменноугольные породы еще не вошли в ГЗН. 1D моделирование показало, что основная НГМП преобразована на 20-23%.

Ловушки были сформированы к моменту начала генерации отложений девона, следовательно, существовали благоприятные условия для аккумуляции генерируемых углеводородов. Однако низкая степень преобразования органического вещества показала, что для идентификации более глубоко погруженных очагов генерации необходимо реконструировать процессы генерации и миграции на основе 2D моделирования.

Источники и литература

- 1) Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007.456 с.
- 2) 2. Завьялова А.П. Условия формирования нефтегазоносности отложений доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба, Москва, МГУ, 2021г.

Иллюстрации

НМТ	Литология	Сорг ₀ , %	Тип кинетики из библиотеки <u>Petromod</u>	Н ₀ , мг УВ/г Сорг	Тип ОВ	Мощность, м
<u>Верейская (C2m)</u>	Аргиллиты	3	<u>Ungerer(1990)_ТП-(NorthSea)</u>	500	II	90
<u>Тулская (C1v)</u>	Глинистые известняки	5	<u>Dieckmann(2000)_Т II (WestCanadaB)</u>	550	II	35
<u>Бобриковская (C1v)</u>	Аргиллиты углистые	3.8	<u>Pepper&Corvi(1995)_ТПIII-IV(F)</u>	300	III	55
<u>Доманиковская (D3dm)</u>	Карбонатно-глинисто-кремнистая порода	14	<u>Pepper&Corvi(1995)_ТП(B)</u>	710	II	30
<u>Муллинская (D2zv)</u>	Аргиллит	3	<u>Ungerer(1990)_ТП-(NorthSea)</u>	450	II-III	25

Рис. 1. Характеристики нефтематеринских толщ района исследований, которые учитывались при построении модели [2]