

3. Холодилов В.А. Геология, нефтегазоносность и научные основы стратегии освоения ресурсов нефти и газа Баренцева и Карского морей // Дис. на соискание канд. геол.-мин. наук. - Москва, ООО «Газфлот», 2006 г., 217 с.
4. Bjoroy M., Hall P.B., Ferriday I.L., Mork A. Triassic source rocks of the Barents Sea and Svalbard. Search and Discovery article 10219, 2010

ВЛИЯНИЕ ПАЛЕОКЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.А. Искоркина¹, А.К. Исагалиева²

Научный руководитель профессор В.И. Исаев¹

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

²*Казахский национальный исследовательский технический университет,
г. Алматы, Казахстан*

Введение

В нашей работе [1] исследовалось влияние *векового хода температур на поверхности Земли*, а также *неоплейстоценовой мерзлоты* на термическую историю и реализацию нефтегенерационного потенциала материнских баженовских отложений *южной палеоклиматической зоны Западной Сибири*.

Цель настоящих исследований – оценить влияние мезозойско-кайнозойского хода температур на земной поверхности и неоплейстоценовой толщ мерзлоты на расчетный геотермический режим баженовских отложений *северной палеоклиматической зоны Западной Сибири* (на примере Арктического нефтегазового месторождения Южного Ямала).

Объект и методика исследований

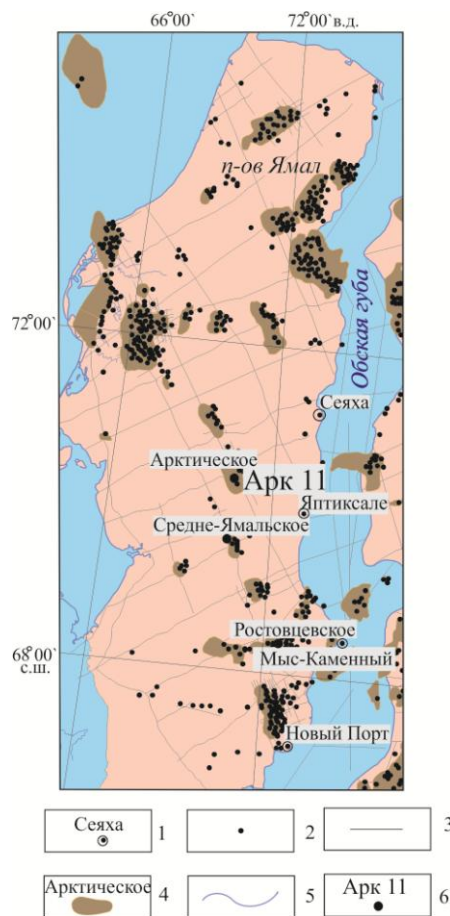
Моделирование [2] палеогеотемпературных условий баженовских отложений выполнено для скважины 11 (рисунки).

Генерационный потенциал баженовских отложений в разрезе Ямала обусловлен содержанием РОВ гумусово-сапропелевого типа с достаточно высоким содержанием Сорг – от 1 до 2 % (ИНГГ СО РАН, 2016). По отражательной способности витринита (ОСВ) – $R_{vt}^0 = 0,96\%$ – в пределах Арктической площади баженовская свита находится в конце главной зоны нефтеобразования.

Оценка выполняется на основе анализа варибельности результатов палеотемпературных реконструкций 4-х вариантов: *1 вариант* – без учета векового хода температур (ВХТ) на поверхности земли, без учета вечной мерзлоты (ВМ); *2 вариант* – с учетом «стандартного» ВХП [3], без учета ВМ; *3 вариант* – с учетом «арктического» ВХТ, без учета ВМ; *4 вариант* – учет «арктического» ВХТ, учет ВМ. «Арктический» ВХТ и вековой ход неоплейстоценовой ВМ построены нами на основе анализа и обобщения данных 50 научных публикаций [4].

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов из четырех вариантов выступает согласованность максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна согласованность («невязка») расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. *Оптимальная «невязка»* – это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности «наблюдений» [5]. Эта погрешность порядка $\pm 2^\circ\text{C}$.

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОНАХ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ



Обзорная схема территории исследований: 1 – населенный пункт и его название; 2 – поисково-разведочная скважина; 3 – сейсмический профиль работ МОГТ 2D; 4 – контур месторождения и его название; 5 – гидрография и береговая линия; 6 – моделируемая скважина Арктическая 11 и ее индекс

Результаты

При учете «арктического» векового хода температур и *толщи плейстоцен-четвертичной мерзлоты* получаем оптимальную (по «невязке») и наиболее «богатую» термическую историю нефтематеринских отложений. Поэтому, рекомендуется при расчете ресурсов углеводородов объёмно-генетическим методом (бассейновое моделирование) на землях арктического региона Западной Сибири применять «арктический» вековой ход температур и учитывать динамику толщи неоплейстоценовой мерзлоты.

Литература

1. Искоркина А.А., Исагалиева А.К., Исаева О.С., Косыгин В.Ю., Исаев В.И. Позднечетвертичная вечная мерзлота как фактор геотермического режима и реализации нефтегенерационного потенциала баженовской свиты (Томская и Новосибирская области) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 10. – С. 6-23.

2. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
3. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
4. Искоркина А.А. Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов – 2016. – Т. 327. – № 8. – С. 59-73.
5. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. – 228 с.

ЗОНАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО РЕЗЕРВУАРА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Т.Е. Лунёва

Научный руководитель доцент Г.А.Лобова

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Введение

Территория исследования расположена на левобережье р. Оби, в пределах которого располагаются основные разрабатываемые месторождения Томской области (рис.1А). Трудноизвлекаемые запасы палеозойских резервуаров в пределах Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее структур являются перспективными объектами воспроизводства и наращивания ресурсной базы в этом регионе.

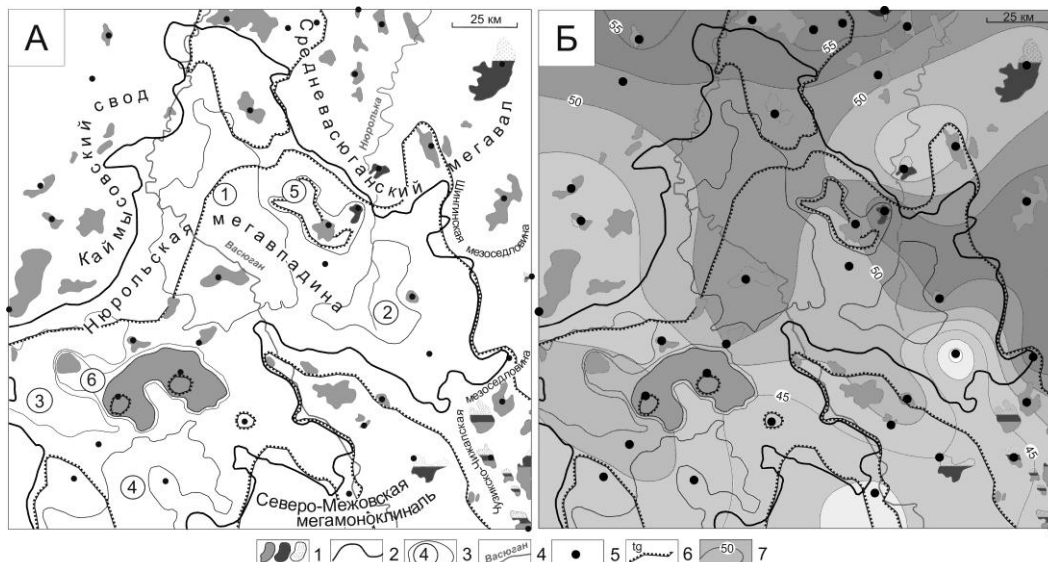


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) и распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного чехла (Б) Нюрольской мегавпадины. 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – речная сеть; 5 – скважина палеотемпературного моделирования; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока, мВт/м². Структуры III порядка: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осево́й прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие