

**ТЕРМИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ ТОГУРСКОЙ СВИТЫ И
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ БАКЧАРСКОЙ МЕЗОВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

А.С. Меренкова

Научный руководитель профессор Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Актуальность исследования на территории Бакчарского бассейна определяется широким распространением тогурской свиты, которая признана основной нефтематеринской для нижнеюрских и доюрских отложений (рис.1А), что дает основание на проведение палеотемпературного моделирования. Выполнение экспресс-оценки генерационного потенциала тогурской нефти позволит выделить наиболее перспективные земли для проведения дальнейших поисковых работ на нефть и газ.

Целью настоящих исследований является восстановление термической истории нефтематеринской свиты и определение плотности генерации тогурской нефти для территории исследования.

Характеристика объекта исследований. Крупная отрицательная ступень II порядка Бакчарская мезовпадина на севере граничит с Парабельским мегавыступом, на северо-западе – с Горелоярским мезоподнятием, на юго-западе – с Калгачским мезовыступом. Южный борт сопрягается с Барабинско-Пихтовской моноклизой. Тогурская свита накапливается в раннеюрское время в континентальных условиях, содержит РОВ в основном гумусово-сапропелевого типа с содержанием $C_{орг}$ до 5%, достигая на территории исследования по данным [2] максимальных толщин до 220 м.

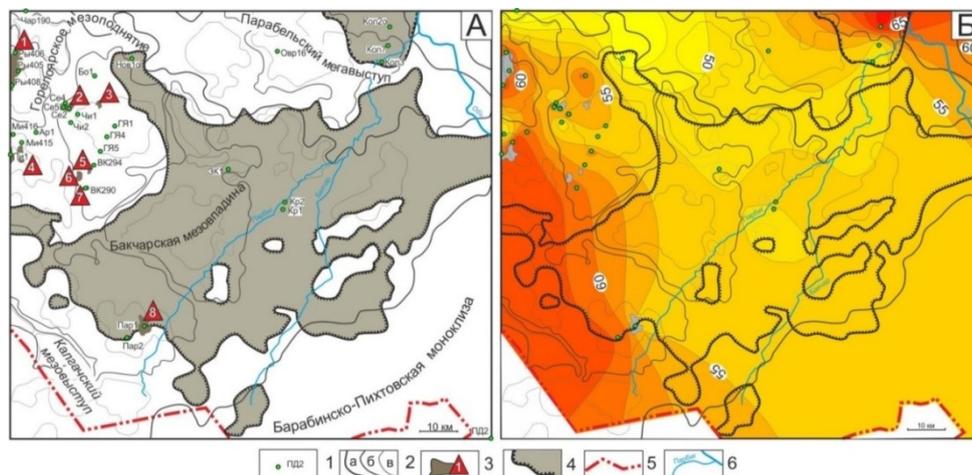


Рис.1 Обзорная схема нефтегазоносности (А) и карта теплового потока из основания осадочного разреза (Б) Бакчарской мезовпадины на тектонической основе [2]. К рисунку (А): 1 – глубокая скважина, используемая для палеотемпературного моделирования и ее индекс; 2 – тектонический элемент: а) II порядка, б) III порядка, в) локальная структура; 3 – месторождение УВ: 1 – Рыбальное, 2 – Селимхановское, 3 – Ондаэровое, 4 – Пинджинское, 5 – Восточно-Верхнекомбарское, 6 – Сатпаевское, 7 – Верхнекомбарское, 8 – Парбигское. Граница: распространения тогурской свиты (4), административная (5); 6 – речная сеть. К рисунку (Б) – изолинии теплового потока в mW/m^2

Методика исследования. Решение прямой задачи геотермии проводится с использованием ПО «TerpDialog» [1] по значениям плотности теплового потока из основания осадочного чехла (рис.1Б) [4]. Определяются палеотемпературы в тогурских свите на 12-ть ключевых моментов геологического времени. Установлено, что для вхождения в «нефтяное окно» тогурских отложений с РОВ террагенного типа необходимы более высокие температуры, поэтому очаги генерации оконтуриваются изотермой в 95 °С. С учетом максимальных температур в очаге генерации и продолжительности его существования на каждом временном отрезке геологического времени, по формуле из работы [3], рассчитывается показатель плотности генерации тогурской нефти и строится схематическая карта в условных единицах (рис.2Г).

Исходными данными для решения прямой задачи геотермии являются значения теплового потока, рассчитанные ранее [4] в 30-ти представительных скважинах.

Результаты исследования и обсуждение. Начало генерации тогурской нефти относится к альбсеноману (91,6 млн лет назад) (рис.2А), с максимальными температурами в районе Колпашевской структуры. Максимальный прогрев территории зафиксирован в некрасовское время (24 млн лет назад). Очаги генерации в это время занимают практически всю Бакчарскую мезовпадину за исключением небольшой полосы на юго-восточном борту (рис.2Б). Максимальные температуры отмечаются на Колпашевской и Верхнекомбарской структурах. В современном разрезе (рис.2В) катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются на большей части Бакчарской мезовпадины.

По результатам экспресс-оценки оконтурены земли с высоким значением плотности генерации нефти (рис.2Г) в пределах Колпашевской структуры и северо-западного борта Бакчарской мезовпадины. Высокая перспективность этих земель на нижнеюрский и доюрский НГК подтверждается прямыми признаками

нефтенасыщения на Колпашевской, Западно-Крыловской, Крыловской структурах и Парбигском месторождении.

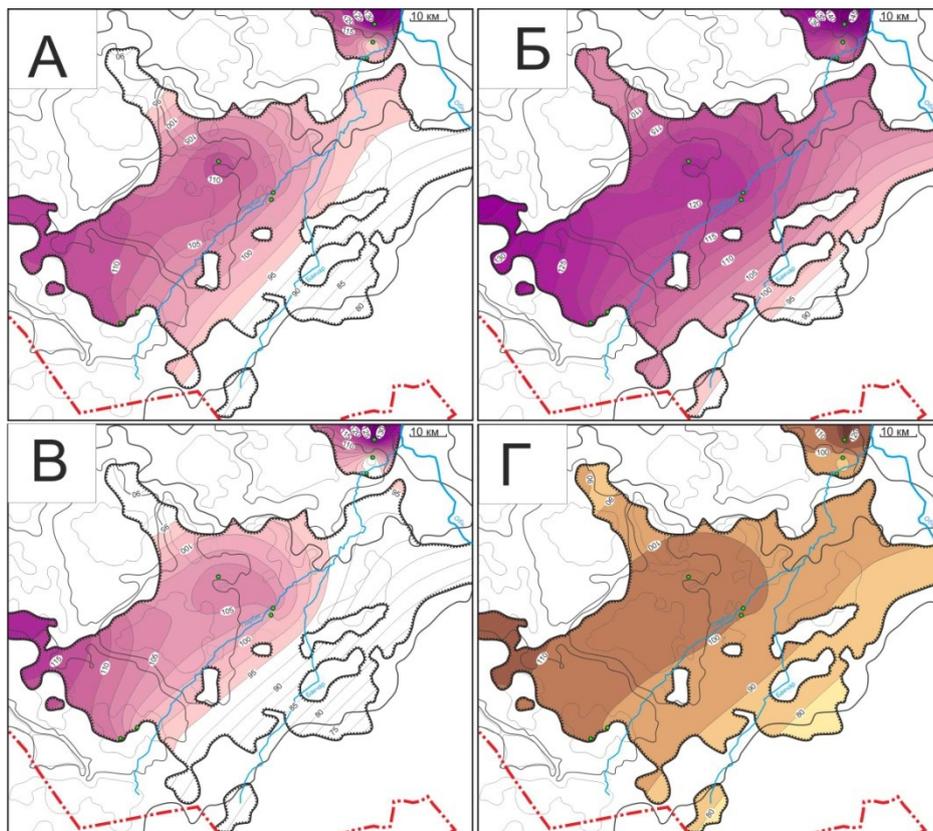


Рис.2 Схематические карты распределения палеотемператур (значения изолиний в °С), положение очагов генерации тогурской нефти (обозначены заливкой), млн лет назад: 91,6 (А); 24,0 (Б) и современное время (В). Схематическая карта распределения плотности генерации тогурской нефти (Г), значение изолиний – в условных единицах. Остальные условные обозначение те же, что на рисунке 1

Заключение. Выполненными исследованиями установлено нахождение тогурской свиты в главной фазе нефтеобразования, начиная с некрасовского времени до настоящих дней. По результатам палеотемпературного моделирования выполнена экспресс-оценка реализации генерационного потенциала для тогурской нефтематеринской свиты в пределах Бакчарской мезовпадины. Полученные результаты будут использоваться в последующей работе по проведению районирования и ранжирования земель по перспективности для проведения поисков УВ в нижнеюрском и доюрском НГК.

Литература

1. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С.48-54.
2. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
3. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013 – № 2. – С. 36-40.
4. Меренкова А. С., Карбосова З. К., Кириллина М. С., Михеев А. Н. Тепловое поле и нефтегазоносность юго-востока Томской области // Трофимуковские чтения – 2019 Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2019. – С. 296-299.