

РАЙОНИРОВАНИЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Исаев В.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Принято, что основные объемы сланцевой (аккумулятивной in situ) нефти локализируются там, где материнские отложения находятся/находились в главной зоне нефтеобразования и в большей степени «прогреты». Продемонстрированы результаты впервые выполненного районирования баженовской свиты Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин по плотности ресурсов сланцевой нефти. В основе районирования лежит метод палеотемпературного моделирования, который органически вписывается в методологию учения о главной фазе нефтеобразования и пороговых температурах вхождения материнских отложений в главную зону нефтеобразования.

Введение

К настоящему времени выполнены оценки ресурсов сланцевой (аккумулятивной in situ) нефти России – от 3296 млрд т остаточной нефти в нефтематеринских свитах (Баженова, 2015) до 46 млрд т технически извлекаемой нефти (Прищепа, 2014). Последняя оценка согласуется с оценкой западных специалистов – 248 млрд барр. н. э. (Beckwith, Writer, 2012). Нефтематеринские формации до последнего времени, за исключением баженовской свиты Западной Сибири, не выступали в качестве объекта поисковых работ.

На сегодняшний день в Томской области только две нефтедобывающие компании, получившие непромышленные притоки из «бажена», поставили на баланс перспективные запасы углеводородного сырья по пласту Ю₀ – ООО «Томская нефть», Федюшкинское месторождение (рис. 1, А) и ООО «Норд Имперал», Снежное месторождение (рис. 3).

Системный подход к сланцевым резервуарам, как к нефтегазоперспективным объектам, находится в стадии разработки. Здесь комплекс проблем, начиная от изучения, типизации сложнопостроенных коллекторов и прогнозного районирования нефтематеринской формации с точки зрения ранжирования зон и участков по степени перспективности. При этом, несомненно, недостаточно информации об аккумуляционной доле в самой нефтематеринской свите генерированных углеводородов (УВ).

Вместе с тем, ключевым фактором, детализирующим характеристику сланцевой формации являются время действия и температурный режим «главной фазы нефтеобразования» (ГФН) (Вассоевич, 1967), «нефтяного окна» (Connan, 1974). Говоря на «языке» поисков, основные объемы аккумулятивной нефти локализируются там, где материнские отложения находились в «главной зоне нефтеобразования» (ГЗН) (Конторович, Парпарова, Трушков, 1967) и в большей степени «прогреты».

Цель настоящего сообщения – продемонстрировать результаты районирования баженовской свиты (bg_{J3tt}) Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин по плотности ресурсов сланцевой (аккумулятивной in situ) нефти. Районирование базируется на методе палеотемпературного моделирования, который органически вписывается

вается в методологию учения о ГФН и пороговых температурах вхождения материнских отложений в ГЗН.

Методика районирования

Восстановление термической истории баженовских отложений выполнено на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций. Применен метод палеотемпературного моделирования [1], основанный на численном решении классического уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей. Метод позволяет на *первом этапе* по распределению «наблюденных» температур в скважине рассчитать тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решить обратную задачу геотермии. На *втором этапе* с известным значением теплового потока решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются геотемпературы в любых заданных точках осадочной толщи (включая отложения материнских свит) в любые заданные моменты геологического времени.

Далее для отложений материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R , усл. ед.) по формуле [2, 3]:

$$R = \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}),$$

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °С; t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; количество временных интервалов n определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных (относительных) единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Районирование Нюрольской мегавпадины

На рис. 1, Б приведена схематическая карта распределения расчетных значений *плотности теплового потока из основания осадочного чехла*. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 39 глубоких скважин (рис. 1, А).

Баженовская свита распространена по всей территории исследований. На втором этапе исследований в моделях восстановлена термическая история баженовских отложений на моменты начала и завершения формирования 21 свиты, вскрытых в разрезах скважин. На эти ключевые времена, путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин, построены схематические карты распределения геотемператур. По геотемпературному критерию [4] выделены *очаги интенсивной генерации баженовских нефтей*. Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа, пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефтей, принята 85 °С.

Путем интерполяции расчетного показателя R построена схематическая карта распределения *относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей* (рис. 2, А). Результаты *районирования Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой (аккумулятивной in situ) баженовской нефти* приведены на рис. 2, Б.

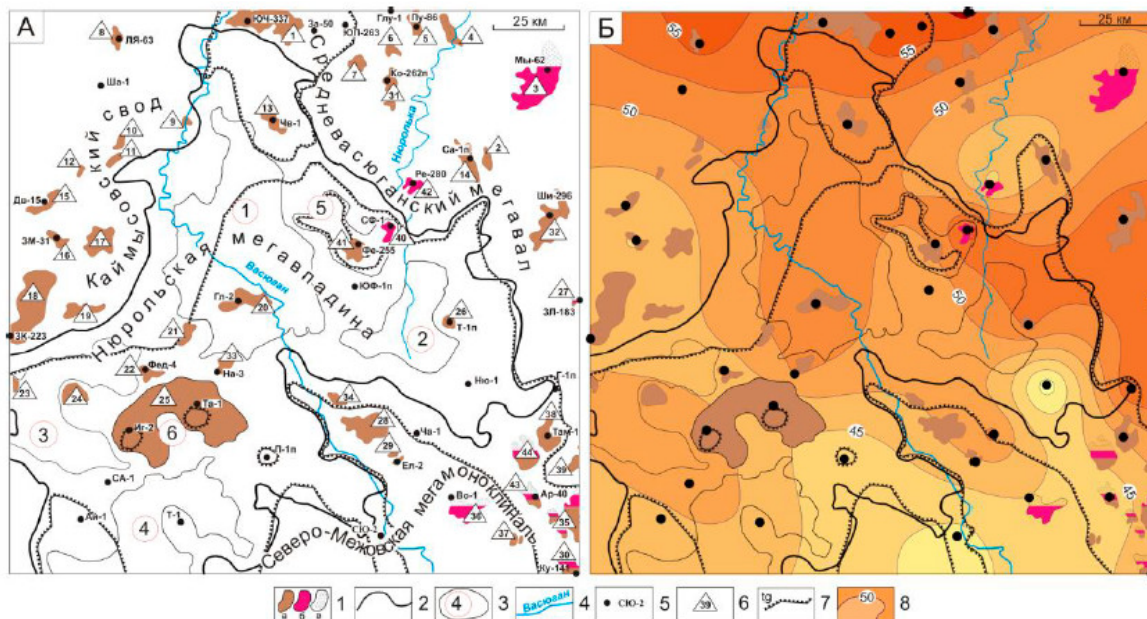


Рис. 1. Схема нефтегазоносности (А) и схематическая карта [3] распределения расчетных значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины, на тектонической основе (Конторович, 2002): 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница мегавпадины; 3 – структура III порядка и её номер: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осевой прогиб, 4 – Тамянский прогиб, 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и её условный индекс; 6 – условный номер месторождения (22 – Федюшкинское); 7 – граница зоны распространения тогурской свиты; 8 – значения изолиний плотности теплового потока, $\text{мВт}/\text{м}^2$

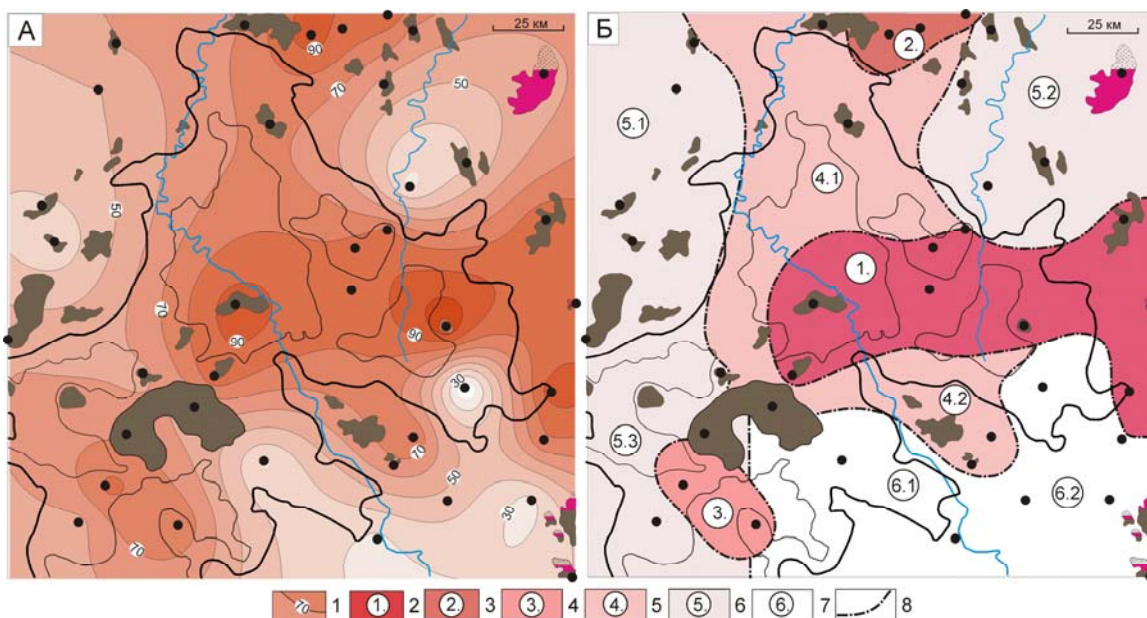


Рис. 2. Схематическая карта [3] распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (А) и схема районирования сланцевой нефтегазоносности (Б) Нюрольской мегавпадины: 1 – изолинии значений показателя R, усл. ед.; 2–7 районы (номер ранжирования по степени перспективности, диапазон значений R): 1. – 80-100, 2. – 80-90, 3. – 70-80, 4. – 60-70, 5. – 40-60, 6. – 30-60; 8 – границы районов. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Наиболее перспективными землями территории исследований на сланцевую нефть являются южные части Кулан-Игайской впадины и Фестивального вала, Тамратская впадина и обрамляющие восточную часть Нюрольской мегавпадины положительные структуры. Здесь максимальная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей. В северной части территории, где разрабатывается Южно-Черемшанское месторождение нефти (рис. 1, А, номер 1), отмечается повышенная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей.

Центральная часть депрессии с выявленными очагами интенсивной генерации баженовских нефтей слабо изучена глубоким бурением. Здесь северная часть Тамратской впадины и южная часть Кулан-Игайской впадины могут быть рекомендованы для постановки геологоразведочных работ на сланцевую нефть баженовской свиты.

Районирование Усть-Тымской мегавпадины

Верхнеюрской нефтематеринской свитой в западной части территории выступает *баженовская свита*, на востоке ее временной аналог – *марьяновская*. Между границами распространения этих свит выделяется *зона с переходными условиями седиментации и катагенеза*. Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти (ГЗН): породы баженовской свиты – 85 °С; породы переходной зоны – 90 °С; породы марьяновской свиты – 95 °С.

На рис. 3, Б приведена схематическая карта распределения *относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей*, построенная путем интерполяции значений расчетного показателя *R* для разрезов 10 представительных скважин (рис. 3, А).

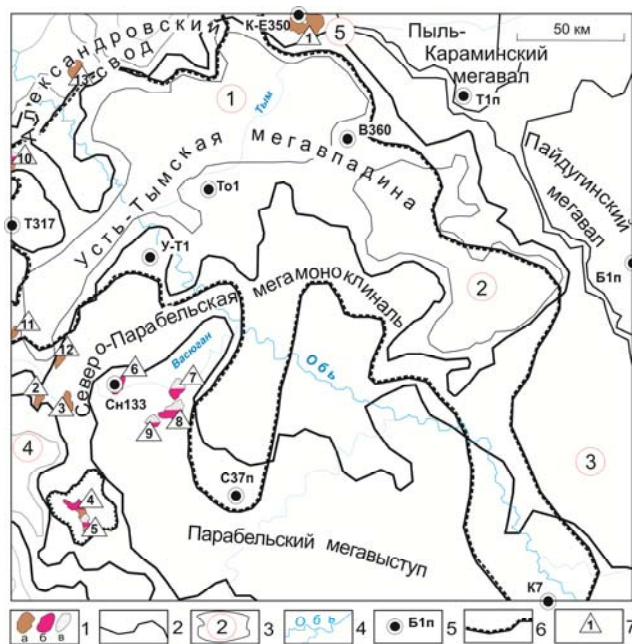


Рис. 3. Схема нефтегазоносности Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления, на тектонической основе (Конторович, 2002): 1 – месторождения: а) нефтяное, б) газоконденсатное, в) газовое; границы тектонических элементов: 2 – I порядка, 3 – II порядка и номер структуры; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее номер; 6 – граница распространения тогурских отложений; 7 – условный номер месторождения (6 – Снежное). Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Зайкинская мезоседловина, 4 – Сампатский мезопрогиб, 5 – Караминская мезоседловина

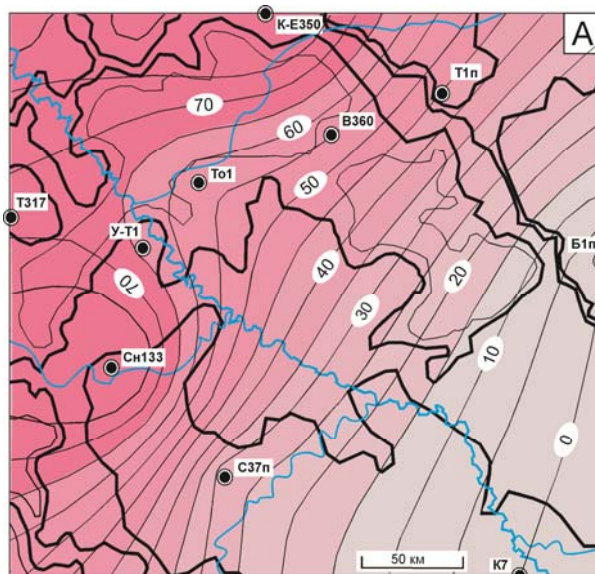


Рис. 4. Схематическая карта [2] распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей в Усть-Тымской мегавпадине. Значения изолиний в величине интегрального показателя R , усл. ед. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3

Из рис. 4 видно, что наиболее перспективными зонами на сланцевую нефть являются северо-восточная, северная и юго-западная части Усть-Тымской мегавпадины и обрамляющие здесь ее структуры.

Максимальная прогнозируемая плотность ресурсов генерированных нефтей локализуется в зоне сочленения Сампатского мезопроггиба, Парабельского мегавыступа и Усть-Тымской мегавпадины. Подтверждением прогноза для этой зоны является тот факт, что в 2014 году в пределах Снежного месторождения нефтедобывающей компанией ООО «Норд Империл» в двух скважинах из баженовской свиты получены притоки нефти порядка 2 т (Каратаев, 2015).

Заключение

На основе реконструкции термической истории баженовских отложений *впервые* выполнено районирование мегавпадин Томской области и выделены перспективные зоны для поисков сланцевой нефти.

Литература

1. Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.
2. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.
3. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.
4. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.