

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.

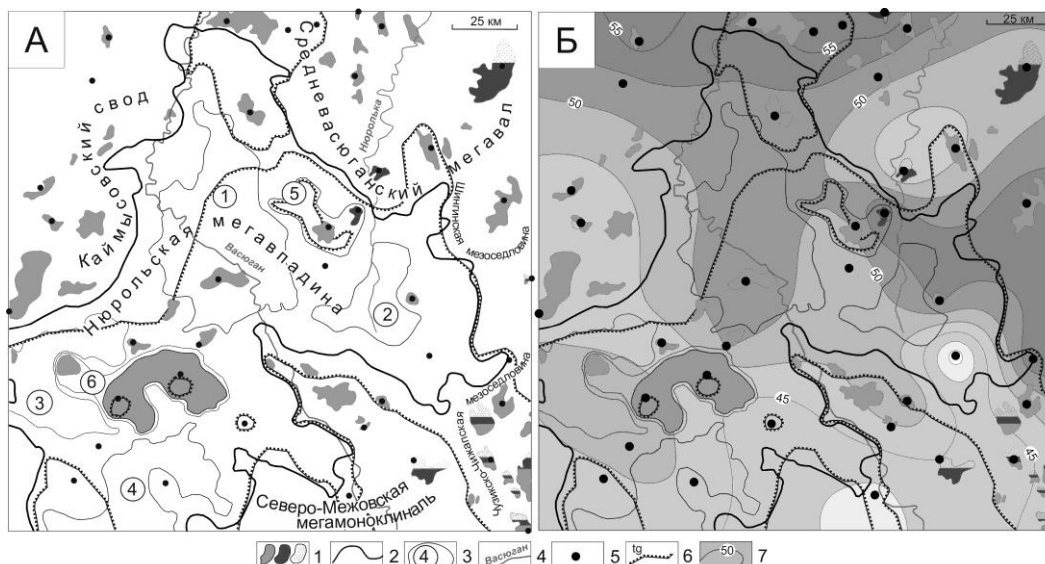


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) и распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного чехла (Б) Нюрольской мегавпадины. 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – 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

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

Экспериментальные исследования [1] показали, что основным источником углеводородов для палеозойского резервуара являются нижнеюрские тогурские отложения. Восстановление плотности глубинного теплового потока (рис. 1Б), катагенетических условий и времени существования очагов генерации в материнских отложениях [2] позволило определить плотность генерации тогурских нефтей, а наличие резервуаров для аккумуляции образующихся углеводородов дало возможность установить перспективы исследуемой территории.

Районирование территории

Учитывая петротипы палеозойских отложений и наличие разломной тектоники, на схематическую карту распределения значений плотности генерации тогурских нефтей вынесены зоны с улучшенными ФЭС (рис. 2А). В пределах зоны распространения улучшенных ФЭС изолинией 90 у.е. выделяются земли перспективные. С учетом плотности генерации УВ и площади распространения этих земель оконтурены и проранжированы перспективные районы (рис. 2Б).

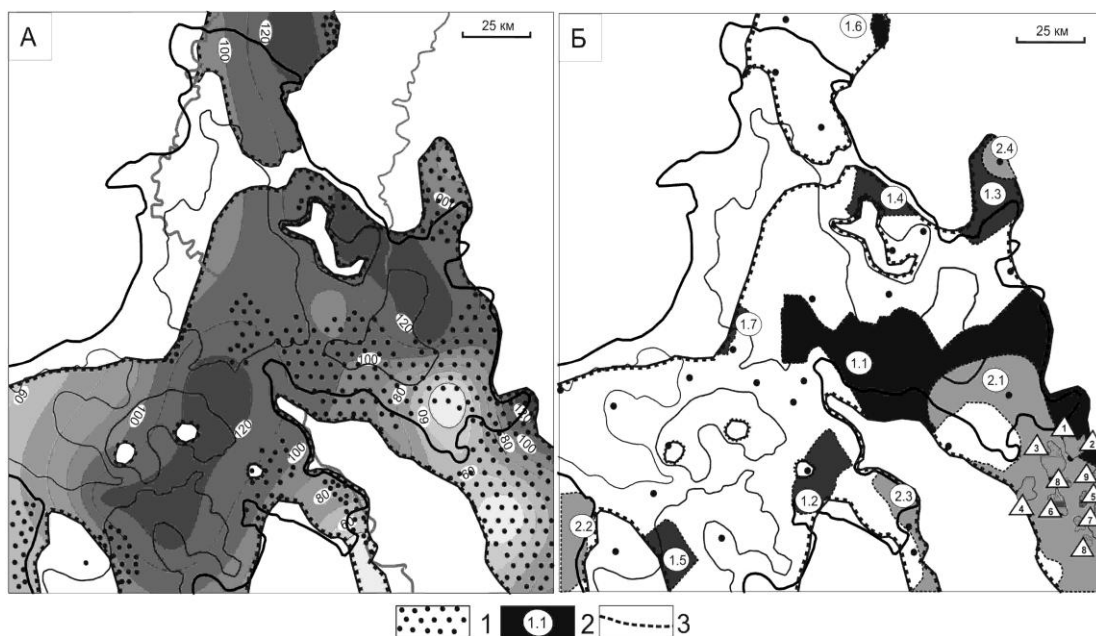


Рис. 2. Схема соотношения распределения значений плотности генерации тогурских нефтей (изолинии, усл. ед.) и качества коллекторов в резервуаре палеозоя (А) и схема выделения первоочередных районов для поисков залежей углеводородов в отложениях палеозоя (Б). К рисунку А: 1 – зоны коллекторов палеозоя с улучшенными ФЭС. К рисунку Б: 2 – перспективный район, номер ранжирования (интенсивность закрашки пропорциональна степени перспективности района); 3 – границы районов. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Заключение

Первоочередными землями для изучения и освоения резервуара палеозоя Нюрольской мегавпадины является район 1.1, который выделяется не только высокой плотностью генерации тогурских нефтей, но и улучшенными ФЭС пласта М₁. Он охватывает южные борта Кулан-Игайской, Тамрадской впадин, восточную часть Чузикско-Чижапской мезоседловины.

Литература

1. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Жильцова А.А., Кузина М.Я. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой

- вертикальной миграции нефтяных углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 30–36.
2. Лобова Г.А., Власова А.В. Реконструкция геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрских и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8 – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf.

ЗОНАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (ЮЖНЫЙ СЕГМЕНТ КОЛТОГОРСКО-УРЕНГОЙСКОГО ПАЛЕОРИФТА)

В.В. Стоцкий, П.Н. Прохорова

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

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

Введение

Было принято [1], что основные объемы нефти, генерированной и аккумулярованной *in situ* локализируются там, где материнские отложения находятся/находились в катагенетической *главной зоне нефтеобразования* – очаге интенсивного пиролиза. Вместе с тем, происходят и текстурно-структурных преобразования пород нефтематеринской свиты в очаге пиролиза. В процессе пиролиза керогена формируется вторичное пустотное пространство, которое называют «органической пористостью» [2]. Поэтому температурный режим материнских отложений становится ключевым фактором не только объемов генерированной нефти, но и формирования «сланцевого резервуара».

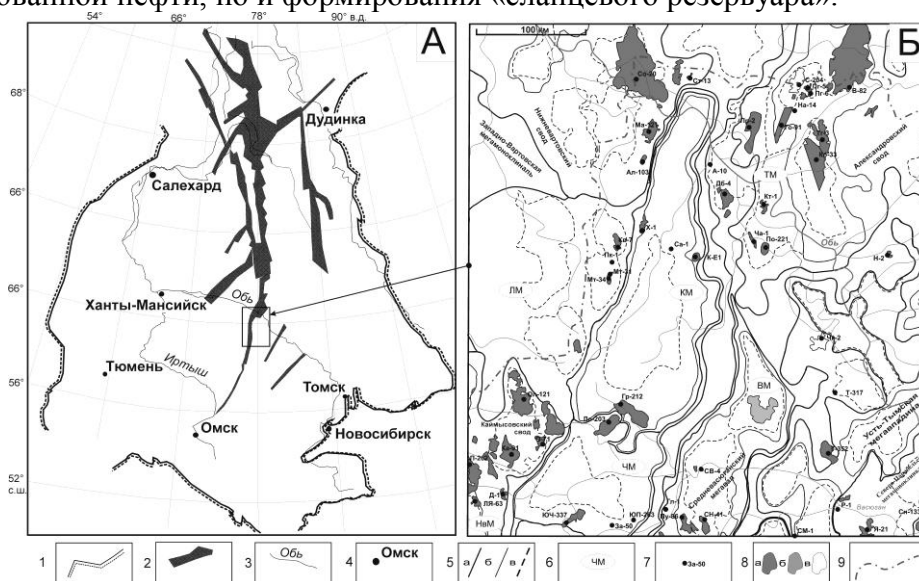


Рис.1. Схемы положение территории исследования (А) и ее нефтегазоносности (Б): 1 – граница Западно-Сибирской плиты; 2 – грабен-рифты; 3 – речная сеть; 4 – населенные пункты; 5 – контуры тектонических элементов: а) надпорядковые и I-го порядка; б) II-го порядка; в) III-го порядка; 6 – условный индекс структур II порядка; 7 – скважина палеотемпературного моделирования и ее условный индекс; 8 – месторождение углеводородов: а) нефтяное; б) газоконденсатное; в) нефтегазоконденсатное; 9 – граница Томской области.