

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ФУНДАМЕНТА УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ)

Лобова Г.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

По результатам моделирования термической истории нефтематеринских тогурских отложений, с учетом распространения петротипов пород фундамента, предложен первоочередной район для поисков и освоения доюрского нефтегазоносного комплекса Усть-Тымской мегавпадины.

Расширение ресурсной базы углеводородов (УВ) Томской области возможно за счет новых земель на Правобережье Оби – территории Усть-Тымской мегавпадины. Здесь перспективы связываются с глубокозалегающими, в том числе с доюрскими резервуарами [1]. Геологическое строение разреза Усть-Тымской депрессии имеет определенную общность с нефтепромысловыми районами Нюрольской мегавпадины, а палеозойская залежь на Чкаловском месторождении подтверждает высокие перспективы этого стратиграфического уровня.

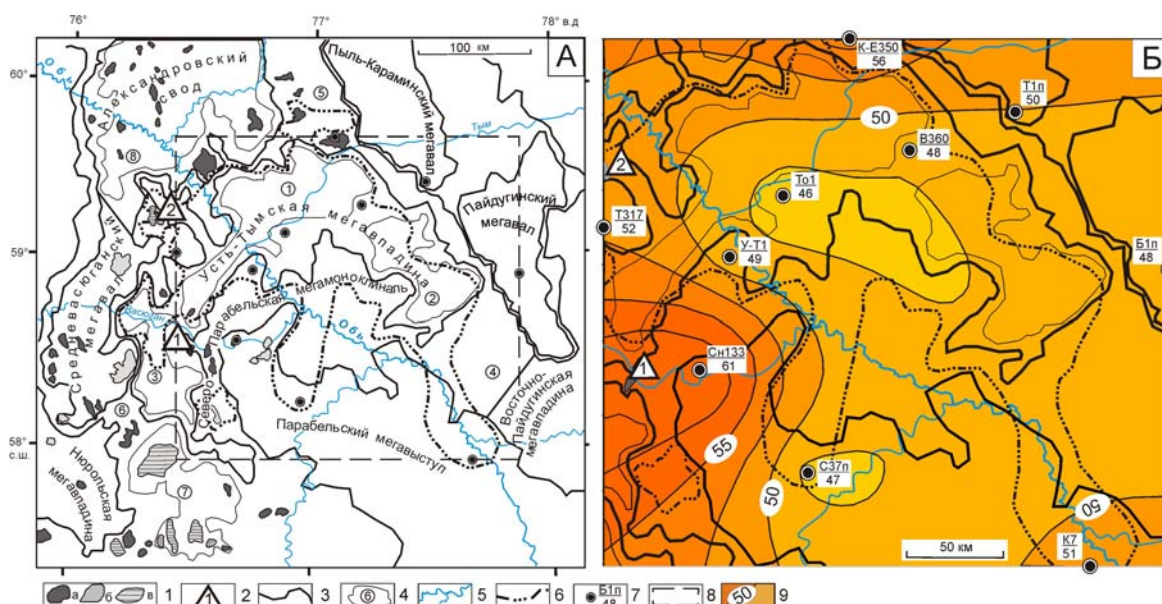


Рис. 1. Обзорная схема территории исследования (А) на структурно-тектонической основе [5] и схема распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания (Б): 1 – месторождения: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное; 2 – условный номер месторождения с залежами в доюрском НГК (1 – Ясное, 2 – Чкаловское); границы тектонических элементов: 3 – I порядка, 4 – II порядка и условный номер структуры; 5 – речная сеть; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – скважина палеотемпературного моделирования: в числителе условный индекс, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока, $\text{мВт}/\text{м}^2$; 8 – контур территории построения прогнозных карт; 9 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока, $\text{мВт}/\text{м}^2$. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Сампатский мезопрогиб, 4 – Зайкинская мезоседловина, 5 – Караминская мезоседловина, 6 – Шингинская мезоседловина, 7 – Пудинское мезоподняtie, 8 – Трайгородский мезовал

Цель настоящих исследований – определить и предложить первоочередные участки для изучения и освоения резервуаров внутреннего палеозоя, с применением палеотемпературного моделирования.

Оценка ресурсов генерированных тогурских нефтей и характеристика палеозойского резервуара

Рассеянное органическое вещество смешанного типа в нижнеюрской тогурской свите является основным источником УВ для образования залежей в верхних толщах коренных пород фундамента [2]. Экспериментально установлено, что вклад «юрского» источника для залежей в доюрском НГК, при определенных структурно-формационных условиях, достигает 98 % [3]. Тогурская свита картируется в центральных и восточных частях мегавпадины, заливообразно – в северной и юго-восточной части Парабельского мегавыступа, озерообразно – в южной части Северо-Парабельской мегамоноклинали (рис. 1, А).

Ранее [4], выполнены расчеты плотности теплового потока из основания осадочного разреза (рис. 1, Б). На основе применения метода палеотемпературного моделирования для разрезов 10-ти представительных скважин (рис. 1) и картирования по геотемпературному критерию палеоочагов генерации нефти, сделана оценка распределения плотности генерированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и структур её обрамления (рис. 2, А).

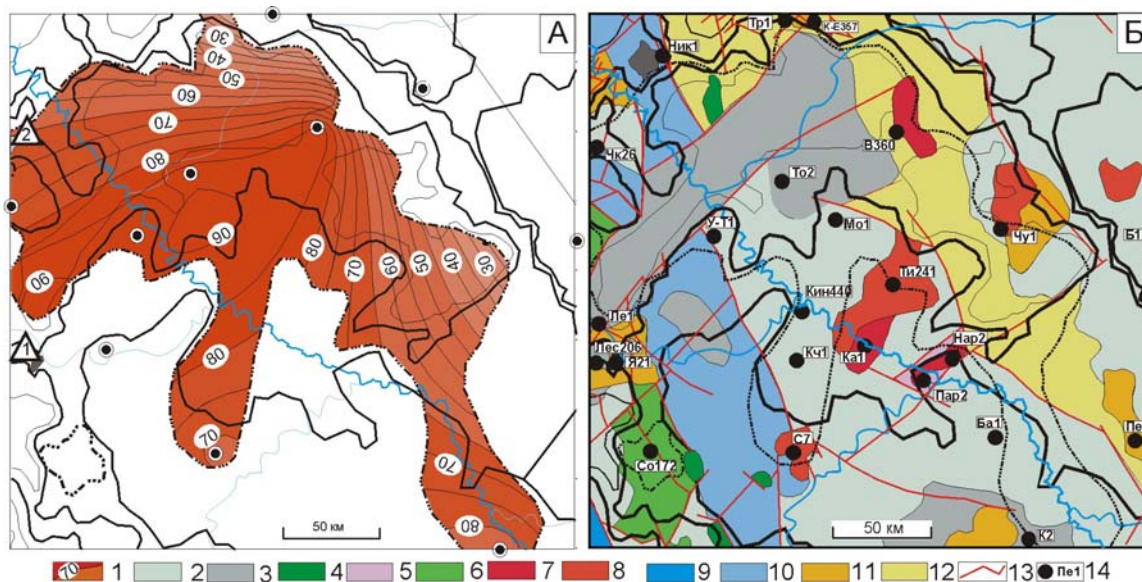


Рис. 2. Схематические карты распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей (Б) и распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – значения изолиний в усл. ед. К рисунку Б, фации комплексов пород фундамента: 4 – аспидная; 5 – базальтовая; 6 – базиты; 7 – глинисто-кремнистая; 8 – глинисто-сланцевая; 9 – гранодиориты; 10 – гранитоиды; 11 – карбонатная; 12 – терригенно-карбонатная; 13 – риолитовая; 14 – терригенная; 15 – тектонические нарушения; 16 – скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс. Остальные обозначения те же, что на рис. 1

Районирование палеозойского резервуара

Используя схему распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (рис. 2Б), выделены области пород фундамента с потенциально улучшенными ФЕС, потенциально средними ФЕС и с потенциально неблагоприятными ФЕС (рис. 3А). Затем, с учетом интенсивности разрывной тектоники в фундаменте, определены зоны коллекторов с лучшими, хорошими и удовлетворительными

ми ФЕС. Сопоставлением зон коллекторов лучших, хороших и удовлетворительных ФЕС с распределением значений плотности генерированных тогурских нефтей, выделены и проранжированы четыре перспективных участка (рис. 3, Б).

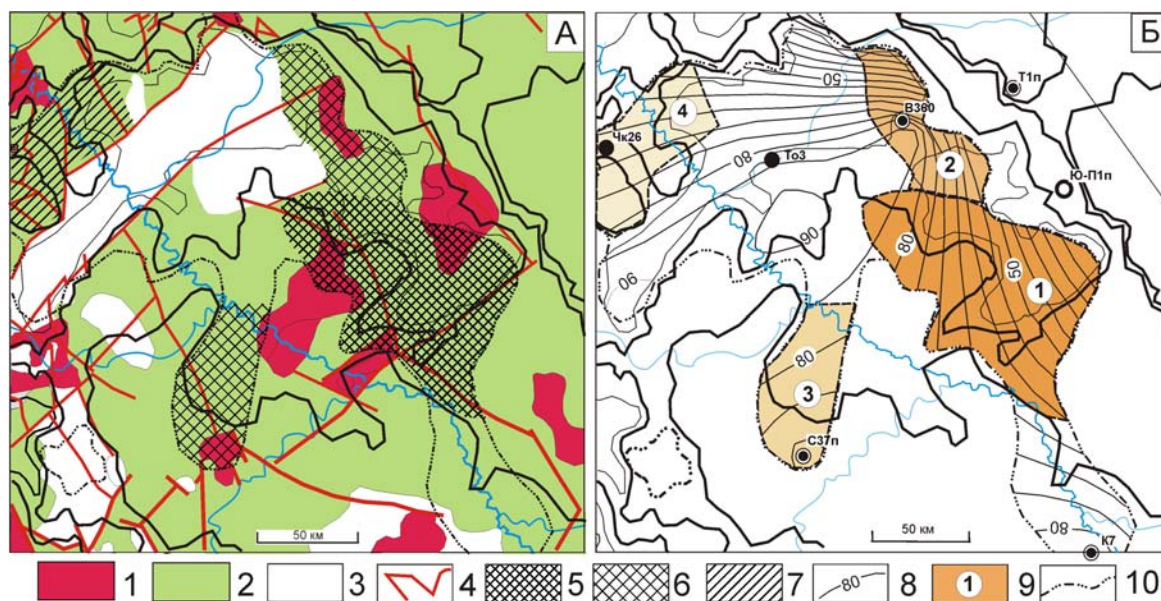


Рис. 3. Схема распределения петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в палеозойском резервуаре (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – область петротипов пород с потенциально улучшенными ФЕС; 2 – область петротипов пород с потенциально средними ФЕС; 3 – область петротипов пород с потенциально неблагоприятными ФЕС; 4 – тектонические нарушения; 5 – зона коллекторов с лучшими ФЕС; 6 – зона коллекторов с хорошими ФЕС; 7 – зона коллекторов с удовлетворительными ФЕС. К рисунку Б: 8 – изолинии значений плотности генерированных тогурских нефтей, усл. ед.; 9 – перспективный участок, номер ранжирования (интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности участка); 10 – граница распространения нефтематеринской тогурской свиты. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1 и 2

Обсуждение результатов

На 1-м участке прямого подтверждения нефтегазоности нет из-за отсутствия фактического материала. 2-й участок протягивается вдоль северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Здесь, в скважине 360 Вертолетной (В360), палеозойские породы вскрыты, но не испытывались на продуктивность. На 3-м участке, занимающем территорию у южного вреза Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельную часть Парабельского мегавыступа, имеются данные по скважине 37 Сенькинской (С37п), при испытании которой притока практически не получено. Прямое подтверждение прогноза получено лишь на 4-м участке, где палеозойские отложения в скважине Чкаловская 26 оказались продуктивными.

Как подтверждение прогноза, можно отметить, что отложения палеозоя, вскрытые скважинами Тымская 1 (Т1п) и Южно-Пыжнинская 1 (Ю-П1п) за пределами распространения тогурской нефтематеринской свиты, оказались водоносны или без притока. Таким образом, условный расчетный уровень достоверности прогноза и данных бурения отложений фундамента составил 67 %.

Однако необходимо отметить, что не согласуется наш прогноз по палеозойскому резервуару – высокая плотность ресурсов нефти и неудовлетворительные ФЕС коллектора – с результатами испытания скважины Толпаровская 3 (То3). Конечно, можно объяснить факт коллектора с удовлетворительным ФЕС положением скважины на продолжении разлома северо-западного простирания, а водонасыщенность коллектора – расформированием залежи под влиянием этого же разлома. Но это дополнительная условность, требующая детальной проработки.

Выводы

1. По результатам моделирования термической истории нефтематеринских отложений определены первоочередные районы и участки для изучения и освоения палеозойского резервуара Усть-Тымской мегавпадины.

2. В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в палеозойском резервуаре выделен и предложен перспективный участок, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пыжинского мезопргиба.

Литература

1. Ростовцев В.Н., Резник С.Н. Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в Правобережье Оби Томской области – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2004. – 164 с.

2. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

3. Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.

4. Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4 – С. 28–39.

5. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.