

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ФУНДАМЕНТА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ)

Т.Е. Лунёва, Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

e-mail: tatyana.luneva93@gmail.com

Постановка задачи. Палеозойские резервуары в пределах Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее структур являются перспективными объектами воспроизводства и наращивания ресурсной базы в Томской области [1]. Для уменьшения экономических затрат на поиски перспективных объектов необходим подход, который позволяет на основе уже имеющихся данных выявить залежи в доюрском комплексе. Реализацию такой задачи возможно выполнить с помощью применения палеотемпературного моделирования [2, 3].

Целью настоящей работы является выделение первоочередных районов исследования для проведения геологоразведочных работ на отложения коренного палеозоя с учетом распределения значений плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей (рис. 1А), петрофизических свойств палеозойских отложений и плотности тектонических нарушений (рис. 1Б).

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей и районирование резервуаров коренного палеозоя. Решение данной проблемы на основе геотермии заключается в моделировании тепловой истории формирования тогурской свиты с использованием технологии палеотемпературного моделирования. Результатом моделирования является карта значений плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей [4–6]. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что вполне приемлемо для последующего зонального районирования [7].

Для выделения перспективных участков использовались данные палеотемпературного моделирования и учитывалось качество коллектора и плотность разрывных нарушений. На карту (рис. 2А) вынесены зоны с улучшенными ФЕС коллекторов, образованных по кремнисто-карбонатным, глинисто-кремнистым породам и магматическим породам кислого состава, и зоны с неблагоприятными ФЕС коллекторов, образованных по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации [8, 9].

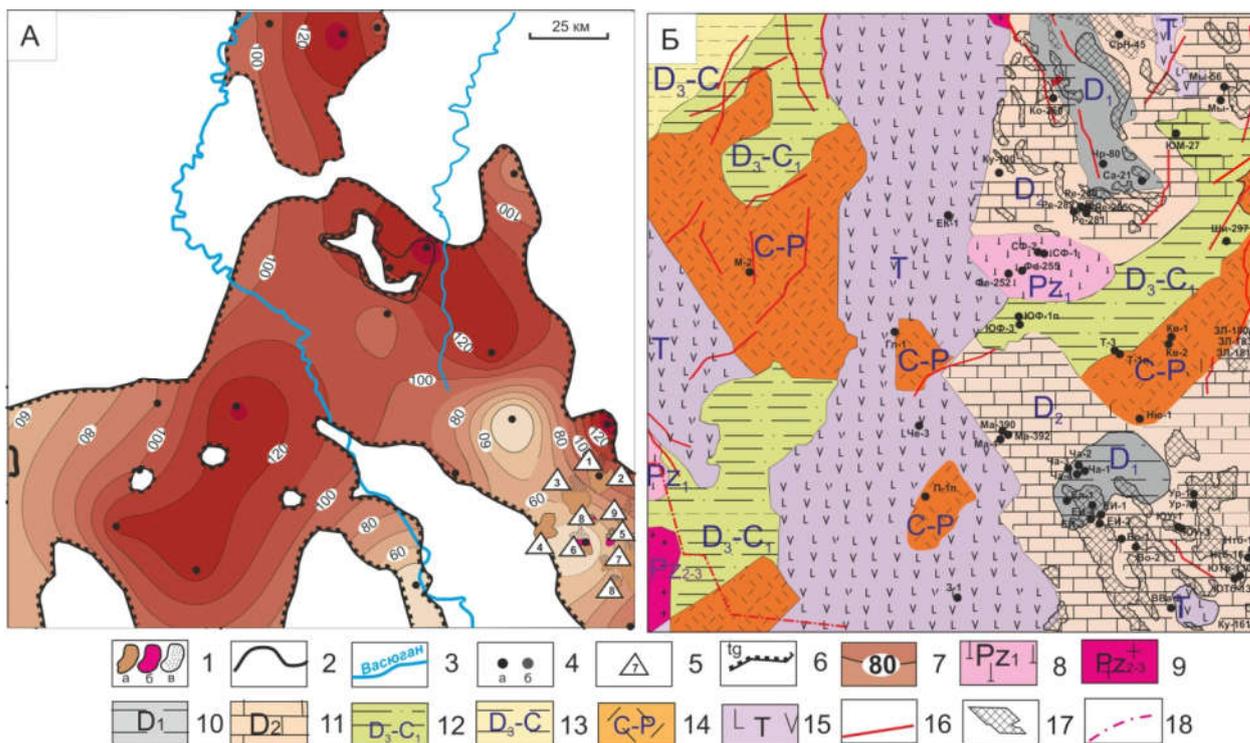


Рис. 1. Схематические карты распределения значений плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей (А) и распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (Б) в Нюрольской мегавпадине и структурах ее обрамления. К рисунку А: 1 – месторождения: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное; 2 – границы тектонических элементов I порядка; 3 – речная сеть; 4 – скважины: а – использованные для построения карты плотностей первично-аккумулятивных тогурских нефтей, б – с выносом керна; 5 – условный номер месторождения; 6 – граница распространения тогурской свиты; 7 – изолинии плотности ресурсов генерированных нефтей, усл. ед. Месторождения и площади с залежами в коренном палеозое (M₁): Тамбаевское (1), Южно-Тамбаевское (2), Урманское (3), Южно-Урманское (4), Северо-Табаканская (5), Арчинская (6), Нижнетабаканская (7), Южно-Табаканское (8), Широтное (9). К рисунку Б: фации комплексов пород фундамента с указанием их возраста: 8 – ультрабазиты, 9 – граниты, 10 – глинисто-кремнистые сланцы, 11 – карбонаты, 12 – терригенные породы, 13 – глинистые сланцы, 14 – липариты, 15 – андезиты-базальты, 16 – разломы, 17 – зоны улучшенных коллекторов, 18 – граница Томской области

Прогноз перспектив нефтегазоносности. Наиболее перспективные участки относятся к *зоне 1*. Внутри данной зоны территория была проранжирована на семь участков, учитывая площадь, наличие тектонических нарушений и значения плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей (более 90 усл. ед.). Наибольшую площадь занимает *участок 1.1*. Он охватывает южные борта Кулан-Игайской, Тамрадской впадин, восточную часть Чузикско-Чижапской мезоседловины и зону их сочленения. Высокая перспективность подтверждается наличием залежей в палеозое на Тамбаевском и Южно-Тамбаевском месторождениях, расположенных на этом участке.

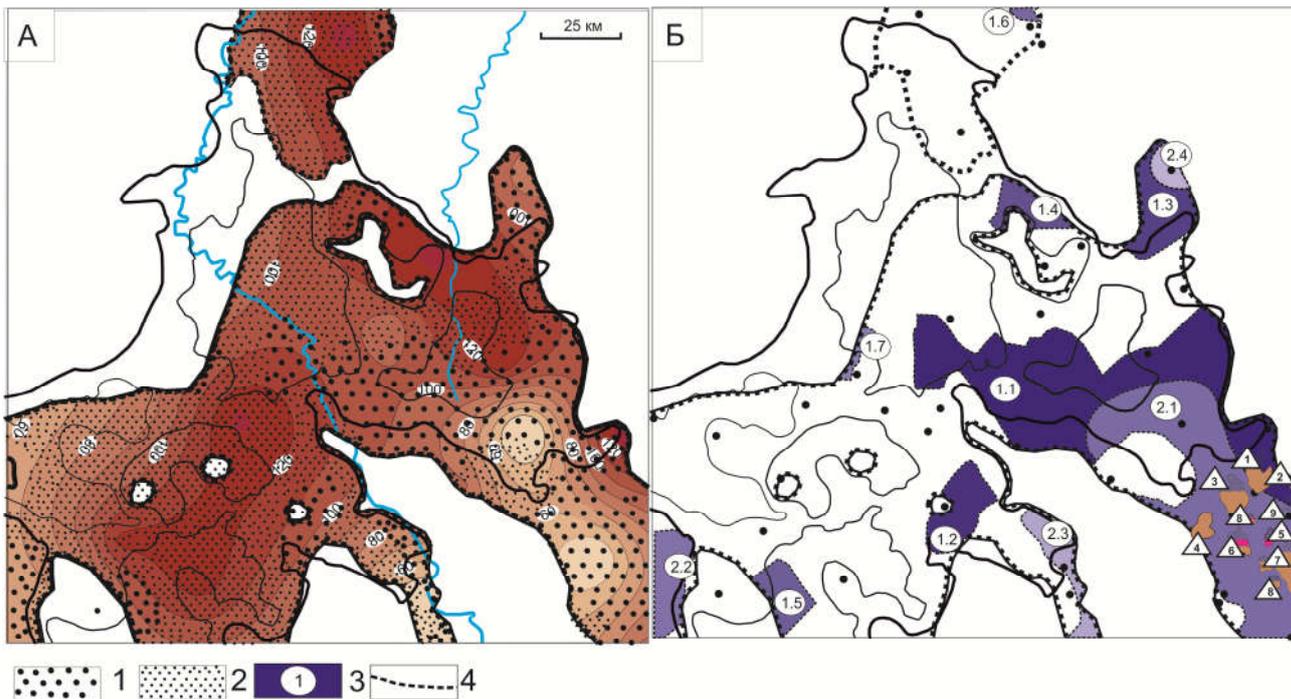


Рис. 2. Схема соотношения распределения значений плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей и качества коллекторов в резервуаре коры выветривания (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в отложениях палеозоя (Б) Нюрольской мегавпадины. К рисунку А: 1 – зона коллекторов палеозоя с улучшенными ФЕС; 2– зоны коллекторов палеозоя с неблагоприятными ФЕС. К рисунку Б: 3 – перспективная зона (участок), номер ранжирования (интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности земель); 4 – границы районов. Остальные условные обозначения те же, что к рис. 1

На участках 1.2–1.7. прямых признаков нефтенасыщения палеозойского разреза пока не установлено. Участок 1.2 расположен на северном склоне Северо-Межовской мегамоноклинали. Участок 1.3 тектонически приурочен к южному склону Среднеवासюганского мегавала и зоне его сочленения с северным бортом Нюрольской мегавпадины. К северному склону Фестивального вала приурочен участок 1.4. Участок 1.5 приурочен к северному борту Тамянского прогиба. На юго-западном склоне Среднеवासюганского мегавала находится участок 1.6. Участок 1.7 располагается на юго-западном борту Кулан-Игайской впадины.

Аналогичным образом была проранжирована зона 2. Наиболее перспективный участок 2.1 приурочен к Чузыкско-Чижапской мезоседловине. Перспективность данной зоны подтверждается открытыми здесь месторождениями с залежами в пласте М₁ различного фазового состояния (рис. 2Б). Стоит отметить, что границы данной зоны

хорошо подтверждаются данными опробований скважин на таких структурах, как Ньюльгинская, Смоляная, Кулганская, где приток не получен (рис. 2Б).

Оставшиеся участки следуют в таком порядке: *участок 2.2* расположен в юго-западной части Ньюльской мегавпадины, *участок 2.3* располагается в южном врезе Ньюльской мегавпадины; перспективный *участок 2.4* тектонически приурочен к южному склону Среднеvasюганского мегавала и зоне его сочленения с северным бортом Ньюльской мегавпадины. Сведений о прямых признаках нефтенасыщения разреза на этих участках в настоящее время нет.

Подводя итоги, можно сделать вывод о том, что ***первоочередным районом для изучения и освоения резервуара палеозоя Ньюльской мегавпадины является участок 1.1***, который выделяется не только высокой плотностью ресурсов тогурских нефтей, но и улучшенными ФЕС пласта М₁.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Lobova G., Osipova E., Isaev V., Terre D.* Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression // Earth Environ. Sci. 2015. Vol. 24. – URL: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001>.
2. *Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А.* Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии: монография. Томск: Изд-во ТПУ, 2011. 384 с.
3. *Лобова Г.А., Власова А.В.* Реконструкция геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрских и палеозойском комплексах Ньюльской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8, № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf.
4. *Исаев В.И., Гуленок Р.У., 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.
5. *Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I.* Estimation of the oil-and-gas potential of sedimentary Depression in the Far East and West Siberia based on gravimetry and geothermy data // Russ. J. Pacif. Geol. 2011. Vol. 5, № 4. P. 273–287.
6. *Iskorkina A., Isaev V., Terre D.* Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia) // Earth Environ. Sci. 2015. Vol. 27. – URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1>.

7. *Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н.* Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Усть-Тымской мегавпадины // Нефт. хоз-во. 2013. Т. 2. С. 36–40.

8. *Зативалов Н.П., Исаев Г.Д.* Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестн. Томск. гос. ун-та. 2010. № 341. С. 226–232.

9. *Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.* Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. 1990. № 11/12. С. 22–30.