

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю профессору Исаеву Валерию Ивановичу

Литература

1. Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 15–39.
2. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН. – 2002. – 253 с.
3. Надежды в тумане. Перспективы стабилизации нефтяной отрасли оценивают осторожнее, чем раньше // Недра и ТЭК^{плюс} Сибири. – 2021. - № 7. – С. 11-13.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА И ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА ПАЛЕОЗОЙСКОГО ФУНДАМЕНТА (ЗАПАД ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Крутенко Д.С.

Научный руководитель профессор Исаев В.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

До сих пор нет однозначной оценки влияния факторов на тепловое поле кровли фундамента. Полученные результаты по изучению природы вариаций теплового потока не являются исчерпывающими. Данная работа продолжает исследование природы вариаций теплового потока кровли фундамента [1] и посвящена оценке возможного влияния на тепловое поле вещественного состава доюрского основания.

Цель настоящей работы заключается в изучении наличия связи на качественном и количественном уровнях между теплофизическими параметрами различных литологических разностей, слагающих палеозойский фундамент, и распределением теплового потока. Территория исследования ограничена западной частью Томской области, для которой была построена карта теплового потока (рис. 1) и где сосредоточено большинство нефтегазовых месторождений региона.

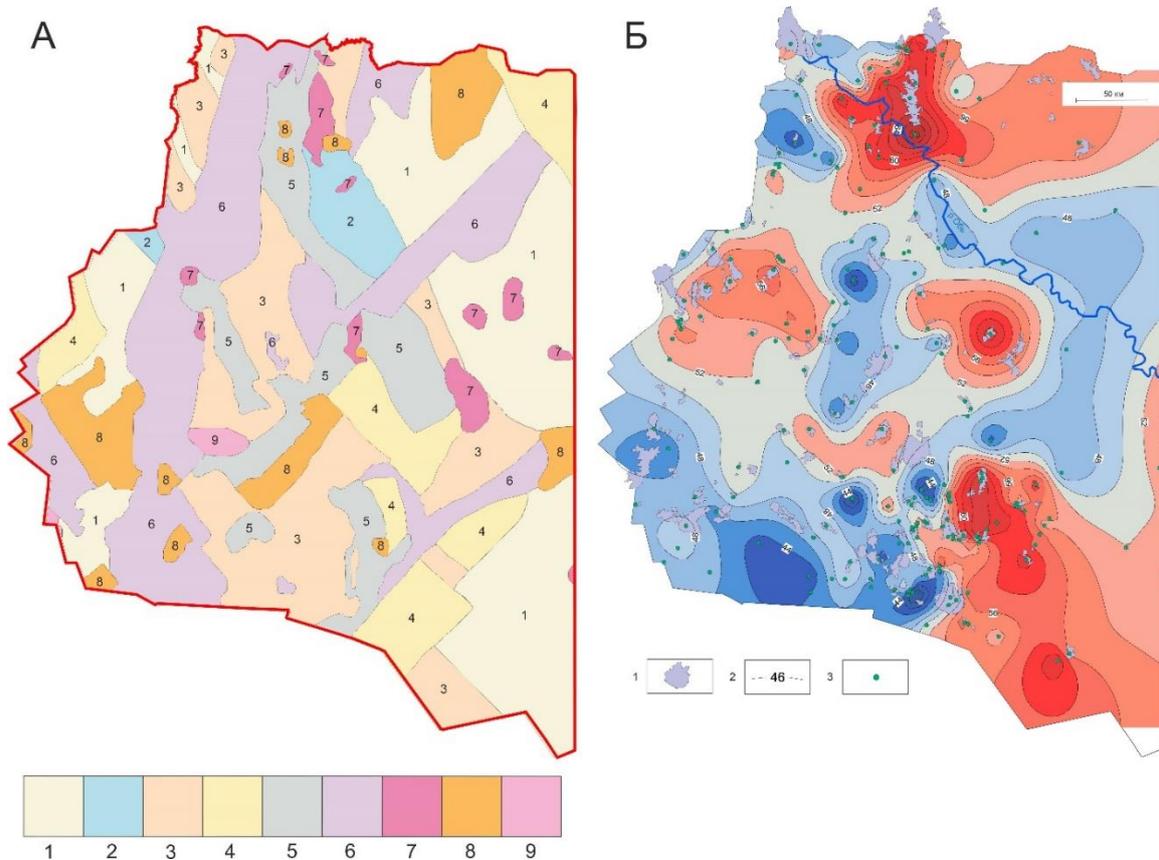


Рис 1. Карта литотипов кровли фундамента [2] (А) и схематическая карта плотности теплового потока (Б) запада Томской области: к А: 1 – терригенные; 2 – терригенно-карбонатные; 3 – карбонаты; 4 – глинистые сланцы; 5 – глинисто-кремнистые; 6 – андезит-базальты; 7 – граниты; 8 – диориты; 9 – ультрабазиты; к Б: 1 – месторождения УВ; 2 – изолинии теплового потока, мВт/м²; 3 – скважина палеотемпературного моделирования

Тепловой поток и вещественный состав фундамента. Изучив расположение литотипов кровли палеозойского фундамента запада Томской области и сопоставив их с распределением плотности глубинного теплового потока (рис. 1), не выявили однозначную визуальную корреляцию.

Количественный сопоставительный анализ проводился в соответствии с утверждением, что изменение вещественного состава пород фундамента сопровождается изменением теплофизических параметров, а именно плотности тепловыделения радиоактивных источников и теплопроводности. Значения теплопроводности и плотности радиоактивного тепловыделения каждому литотипу были присвоены в соответствии с [3, 4].

Территория запада Томской области была разделена сеткой на единичные участки (ячейки) 10x10 км. Центральной точке каждого участка присваивалось значение плотности теплового потока и средневзвешенные по ячейке значения теплопроводности и тепловыделения радиоактивных источников. Подсчет средневзвешенных значений теплофизических параметров в каждой ячейке сетки выполнялся с помощью программного кода, написанного на языке Python. Код основан на применении одного из инструментов машинного зрения – выделении контуров объектов. Код реализован посредством функции модуля OpenCV.

Количественный анализ выполнялся путем сопоставления значений плотности теплового потока и значений теплофизических параметров в узле сетки 10x10 км. Результатом анализа являются полученные численные корреляционные зависимости плотности глубинного теплового потока от теплопроводности и плотности тепловыделения радиоактивных источников (рис. 2, 3).

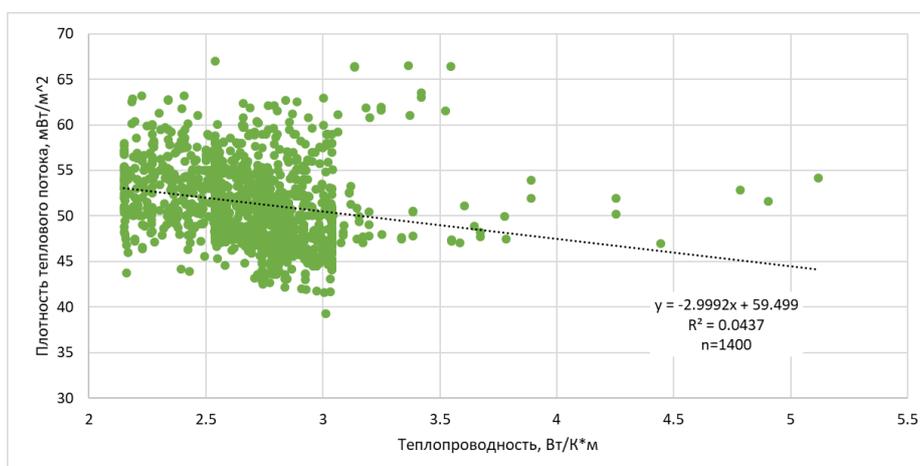


Рис. 2. Кросс-плот зависимости плотности теплового потока от теплопроводности

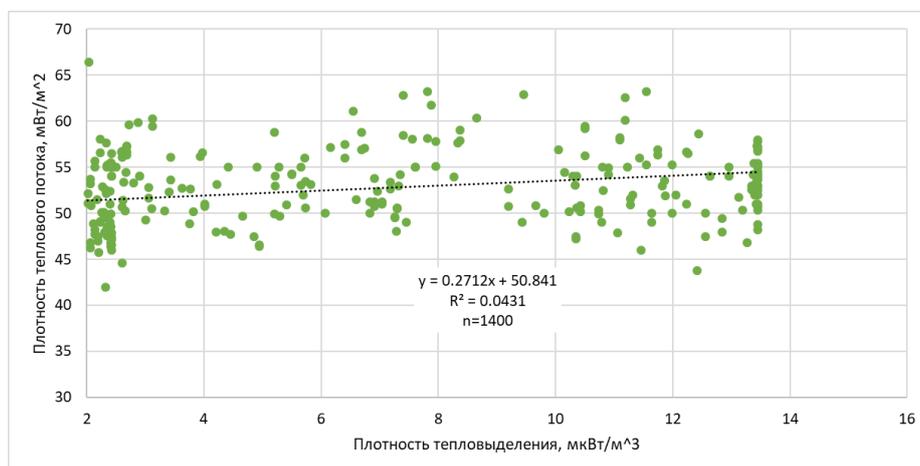


Рис. 3. Кросс-плот зависимости плотности теплового потока от плотности радиоактивного тепловыделения

Точки расчетов, общим количеством 1400, на кросс-плотах формируют облако значений. В обоих случаях получен очень низкий, незначимый коэффициент корреляции регрессионной зависимости, порядка 0,21.

Таким образом, как визуальный качественный анализ, так и более детальный, количественный сопоставительный анализ не выявили значимой корреляционной связи между распределением плотности теплового потока и вещественным составом фундамента (описанным теплофизическими параметрами).

Автор искренне благодарит своего научного руководителя профессора Исаева Валерия Ивановича.

Литература

1. Крутенко Д.С., Исаев В.И., Кузьменков С.Г. Тепловой поток, триасовая рифтовая система и мезозойско-кайнозойские разломы (юго-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/2021/19_2021.html
2. Карта вещественного состава домезозойского основания. Масштаб 1:1 000 000 / под ред. А.Э. Конторовича. – 2001.
3. Дучков А.Д., Соколова Л.С., Аюнов Д.Е. РИД «База данных тепловых свойств горных пород Сибирского региона РФ» Регистрационное свидетельство № 2017621489 от 15.12.2017 г. – 2017.
4. Смыслов А.А., Моисеенко У.И., Чадович Т.З. Тепловой режим и радиоактивность Земли. – Ленинград: Недра, 1979. – 191 с.

КАРТА ПЛОТНОСТИ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА ВОСТОКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ
Меренкова А.С.

Научный руководитель профессор Исаев В.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Актуальность изучения нераспределенного фонда востока Томской области в первую очередь определяется перспективностью и недоизученностью правобережья реки Оби. Риск разведочного бурения здесь слишком велик. Однако, когда добыча в нефтепромысловых районах упадет до критического уровня рентабельности, освоение восточных районов будет необходимо. Уже сейчас на правобережье выявлен ряд перспективных участков для поискового бурения. Восток Томской области представляет интерес в этом направлении ввиду значительного увеличения мощности нижнеюрских отложений, включая потенциально материнскую тогурскую свиту, и области их распространения.

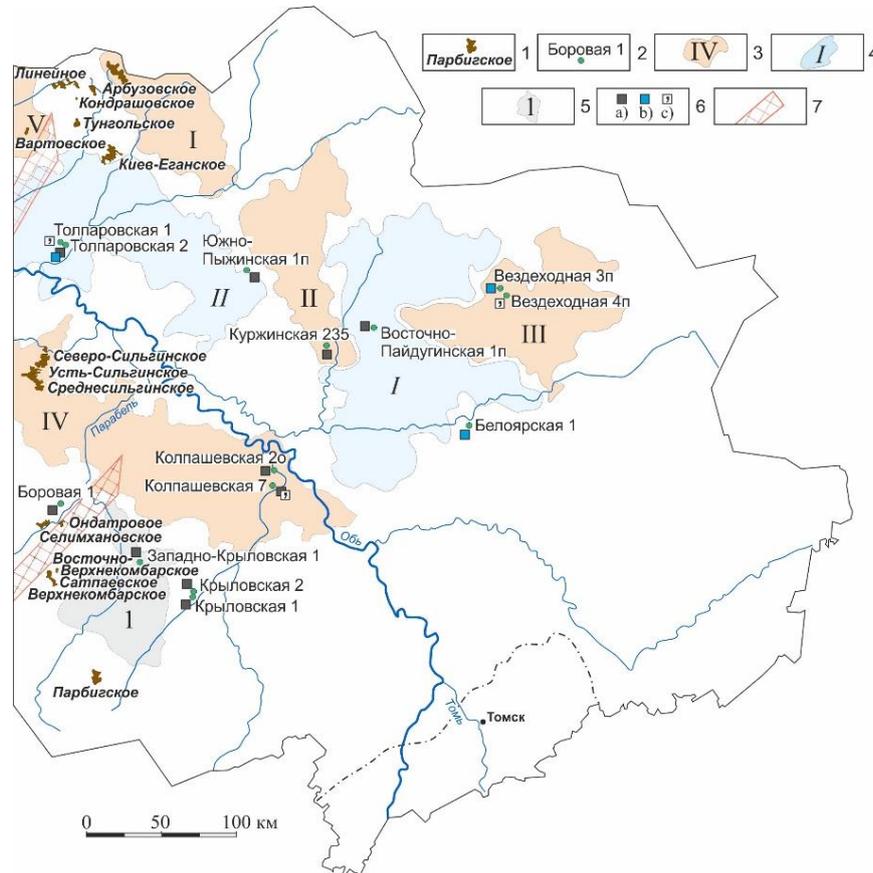


Рис. 1. Обзорная схема нефтегазоносности восточной части Томской области (на тектонической основе [2]): 1 – месторождение УВ и его название; 2 – глубокая скважина с признаками УВ за пределами месторождений; 3-4 – структуры осадочного чехла: 3 – положительная структура I-го порядка и ее условный номер: I – Пыль-Караминский мегавал; II – Пайдугинский мегавал; III – Владимирский мегавыступ; IV – Каймысовский свод; V – Среднеасованский мегавал; 4 – отрицательная структура I-го порядка и ее условный номер: I – Восточно-Пайдугинская мегавпадина; II – Усть-Тымская мегавпадина; 5 – отрицательная структура II-го порядка и ее условный номер: I – Бакчарская мезовпадина; 6 – прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), газа (b); запах нефти в керне (с); 7 – фрагменты зон Чузыкского и Усть-Тымского грабен-рифтов раннемезозойского возраста.