

На рисунке 2 (колонка 5) показаны кривые $K_{пэф}$, рассчитанные при данных граничных Т2. Расхождение кривых показывает, что в случаях с литологически неоднородным разрезом использование единой отбивки может существенно исказить эффективную пористость. Итоговая кривая $K_{пэф}$ рассчитана с учетом компонентного состава пород и лучше отражает природу разреза [3].

С привлечением материалов электротометрии была определена нефтенасыщенность пород. Колонка насыщения представлена на рисунке 2 (колонка 8). Информация об остаточной водонасыщенности, полученная по материалам ЯМК, позволяет определить интервалы с подвижной нефтью.

Выводы:

Включение ЯМК в комплекс методов ГИС в литологически неоднородных разрезах и его интерпретация совместно с другими методами пористости позволяют не только определить общую пористость разреза, но и оценить его литологический состав, кавернозность и остаточную водонасыщенность, а с привлечением материалов электротометрии – выделить интервалы коллекторов с подвижной нефтью.

Литература

1. Джафаров, И.С. Применение метода ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов / И.С. Джафаров, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов. – Москва: Химия, 2002. – 439 с.
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь.: Издательство, 2003. – 4-1 с.
3. Coates, G.R. NMR Logging. Principles and Applications / G.R. Coates, L. Xiao, M.G. Prammer. – Houston: Halliburton Energy Services, 1999. – 253 p.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ПРОБЛЕМЫ «ПАЛЕОЗОЙСКОЙ НЕФТИ» (НА ПРИМЕРЕ ОСТАНИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Галиева М.Ф.

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время перед нефтедобывающей отраслью Западной Сибири ставится приоритетная задача осуществления значительного прироста запасов и, соответственно, предотвращения снижения добычи нефти.

Одно из решений этой задачи заключается в активном вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, а именно потенциально богатых залежей в образованиях доюрского комплекса, к которому приурочены скопления с начальными геологическими запасами нефти порядка 0,5-1,0 млрд. т. Полагается, что для юго-востока Западной Сибири (Томской области) освоением «палеозойской нефти» ежегодно можно добывать, начиная с 2025 года, до 1,3 млн т. Ожидается, что в перспективе палеозойские залежи обеспечат до половины всей областной нефтедобычи [3]. В рамках этого направления на повестку дня ставится проблема источника «палеозойской нефти», решение которой позволит перейти от случайных открытий залежей в доюрском комплексе к их успешному прогнозированию.

Цель настоящего исследования заключается в *определении вероятных источников палеозойских залежей углеводородов на базе палеотемпературного моделирования очагов генерации палеозойско-мезозойских нефтематеринских формаций (на примере юго-востока Западной Сибири).*

В административном отношении *территория исследований* расположена в Парабельском районе на юго-западе Томской области (рис.) и включает Останинскую группу месторождений. В геологическом строении изучаемой территории принимают участие образования доюрского фундамента и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Доюрский фундамент представлен отложениями ордовика, силура, девона и карбона.

В качестве *инструмента исследований* применяется хорошо апробированный метод палеотемпературного моделирования [1], основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей. В математическую модель непосредственно включены «местный» климатический вековой ход температур на земной поверхности, начиная с позднего ордовика (449,1-0 млн. лет назад), как краевое условие, и палеотемпературы из определений ОСВ, как «наблюденные».

В работах российских и зарубежных исследователей палеотемпературное моделирование очагов генерации нефти и газа обычно выполняется для кайнозойско-мезозойского осадочного чехла. Особенность данной работы состоит в выполнении совместного моделирования юрско-мелового «современного» осадочного бассейна и доюрских осадочных «палеобассейнов». Данный подход дает возможность более полного изучения нефтегазоносности фундамента, как перспективного объекта наращивания добычи.

Результаты моделирования по трем скважинам Сельвейкинской площади бурения, Останинского и Герасимовского нефтегазоконденсатных месторождений сведены в таблице. Их анализ позволяет сделать несколько предварительных, но важных выводов относительно проблемы «палеозойской нефти».

Выводы, касающиеся фундаментальных аспектов проблемы «палеозойской нефти»:

1. Источником палеозойских залежей нефти могут быть, как породы доманикоидного типа палеозойских свит, так и юрские нефтематеринские формации. Таким образом, может иметь место как восходящая, так и нисходящая вертикальная межпластовая миграция углеводородов. Поэтому две концепции «главного источника» являются совместимыми и не должны рассматриваться ортодоксально альтернативными.

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ И ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

2. Источником палеозойских залежей газа и газоконденсата являются, скорее всего, только породы доманикоидного типа палеозойских свит.

3. «Палеозойским» источником залежей нефти и газа в доюрском комплексе могут быть только палеозойские свиты кровли палеозойского фундамента (к примеру, кехорегская *C1kh* и чагинская *D3cg* свиты). «Юрским» источником залежей «палеозойской нефти» может быть баженовская свита *J3bg*.

Выводы, которые касаются прикладных (поисковых) аспектов проблемы «палеозойской нефти»:

1. Низкая плотность современного теплового потока (скажем, меньше 40 мВт/м^2) это, скорее всего, негативный признак залежей нефти в палеозое.

2. Высокие палеотемпературы по ОСВ (например, более $175 \text{ }^\circ\text{C}$) это скорее всего, негативный признак нефтяных и газовых залежей в палеозое.

Исходя из концепции двух «основных источников» «палеозойской нефти» (юрский, палеозойский), есть основания высказать, что нефтяные залежи в палеозое не могут быть богаче нефтяных в юре

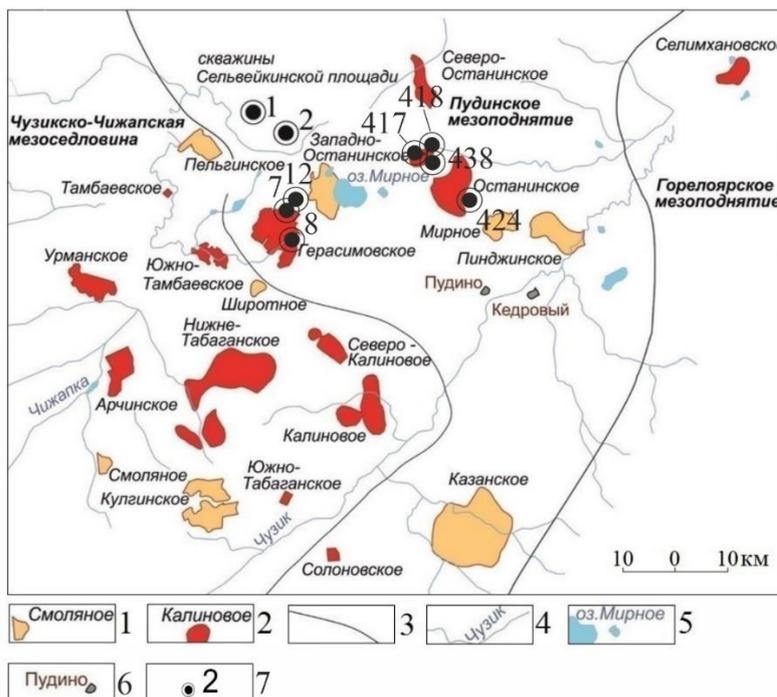


Рис. Схема размещения Останинской группы месторождений углеводородов Томской области. 1-2 - месторождение и его название, с залежами: 1 - в юрских нефтегазоносных комплексах, 2 - в юрских и доюрском нефтегазоносных комплексах; 3 - контур тектонического элемента II-го порядка платформенного чехла [2]; 4 - речная сеть; 5 - озеро; 6 - населенный пункт; 7 - скважина, вскрывшая образования коренного палеозоя и ее номер

**Таблица
Анализ характеристик нефтегазоносности исследованных площадей Останинской группы месторождений**

№ п/п	Характеристика	Сельвейкинская площадь (скважина 2)	Останинское месторождение (скважина 438Р)	Герасимовское месторождение (скважина 12)
1	Тепловой поток современный квазистационарный начиная с юры, мВт/м^2	41	54	54
2	Палеотемпература по ОСВ в разрезе вскрытого палеозоя: температура, $^\circ\text{C}$ (R_{vt}^0) / свита (глубина, м)	175 (1,35)/ <i>D3cg</i> (3106)	155 (1,05)/ <i>D3cg</i> (2844)	170 (1,17)/ <i>C1kh</i> (2908)
3	Тепловой поток квазистационарный начиная с силура, до резкого снижения в триасе, мВт/м^2	258	223	224
4	Промышленные залежи углеводородов в юре	«Сухо»	Газ, конденсат, пластовая вода	«Сухо», нефть, вода
5	Залежи в коре выветривания (пласт М)	Свободный газ	Безводная нефть, газ	Нефть
6	Залежи в коренном палеозое	Разгазированная пластовая вода	Пластовая вода	Нефть, вода, газ
7	Вероятный генезис (источник) газа в доюрском нефтегазоносном комплексе	Частично-аккумулятивный малодебитный газ палеозойской чагинской свиты (<i>D3cg</i>)	Частично-аккумулятивный малодебитный газ палеозойской чагинской свиты (<i>D3cg</i>)	Значительно-аккумулятивный газ палеозойской кехорегской свиты (<i>C1kh</i>)
8	Вероятный генезис (источник) нефти в доюрском нефтегазоносном комплексе	Источник не выявлен	1) нефть палеозойской чагинской свиты (<i>D3cg</i>)? 2) нефть юрской баженовской свиты (<i>J3bg</i>)?	Нефть юрской баженовской свиты (<i>J3bg</i>)

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.

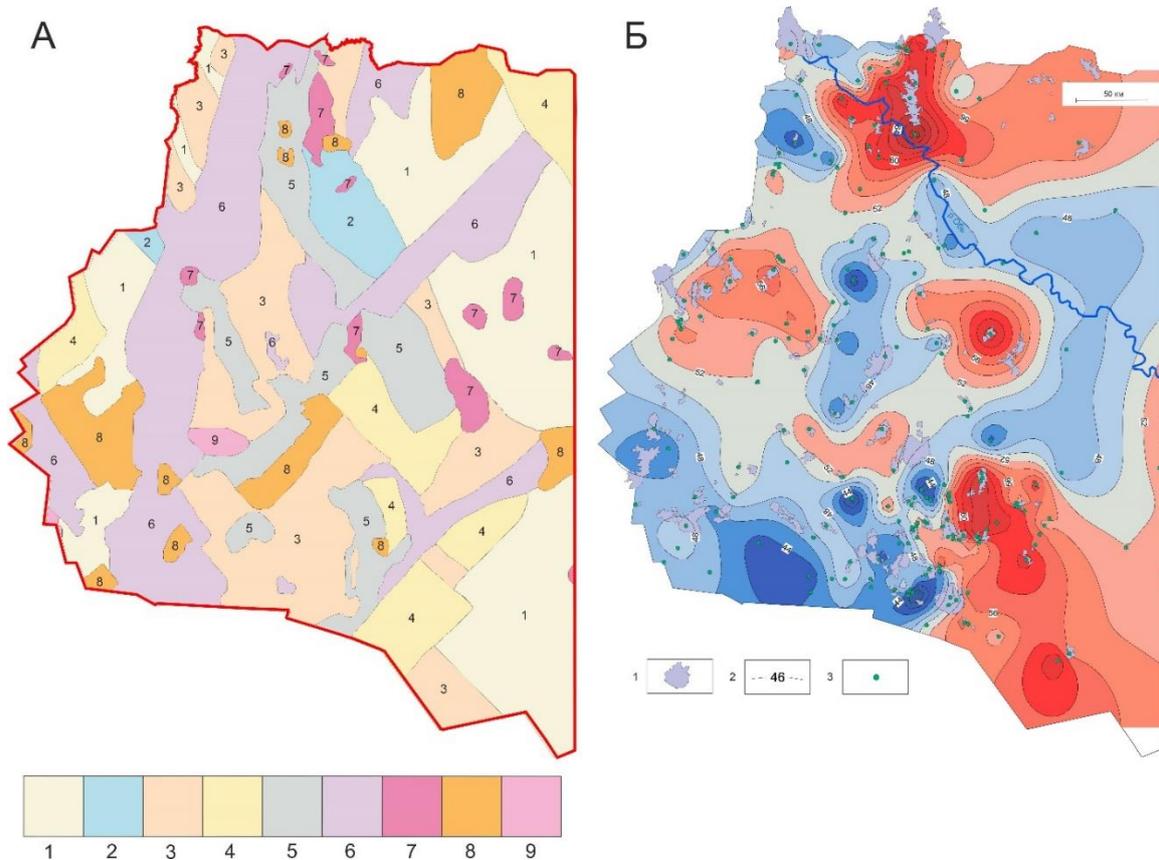


Рис 1. Карта литотипов кровли фундамента [2] (А) и схематическая карта плотности теплового потока (Б) запада Томской области: к А: 1 – терригенные; 2 – терригенно-карбонатные; 3 – карбонаты; 4 – глинистые сланцы; 5 – глинисто-кремнистые; 6 – андезито-базальты; 7 – граниты; 8 – липариты; 9 – ультрабазиты;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