

**ТЕРМИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
НА НИЖНЕТАБАГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В АСПЕКТЕ ПРОБЛЕМЫ ИСТОЧНИКА  
«ПАЛЕОЗОЙСКОЙ НЕФТИ»**

**Крутенко М.Ф.**

Научный руководитель профессор Исаев В.И.

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

Ввиду истощения залежей нефти и газа в молодых отложениях, поиски и разведка становятся все более глубокими, ориентированными на бассейны более древнего возраста. Большой интерес в смысле перспектив нефтегазоносности вызывает Нюрольский палеозойский осадочный бассейн. Этот интерес объясняется открытием на этой территории месторождений, получением притоков нефти и газа, обнаружением признаков УВ-флюидов в керне из доюрских отложений.

Целью данной работы является моделирование термической истории потенциально нефтематеринских отложений Нюрольского палеозойского осадочного бассейна на примере Нижнетабаганского месторождения и оценка их возможности генерировать углеводороды, аккумулированные в доюрских ловушках. Цель выбрана исходя из представлений о геотермическом режиме недр как о ведущем факторе реализации генерационного потенциала материнских отложений. Концептуально принята возможность и восходящей, и нисходящей миграции УВ-флюидов.

**О территории исследования.** Нижнетабаганское нефтегазоконденсатное месторождение входит в состав Чузикско-Чижапской группы месторождений. Впервые подобное исследование выполнено нами на примере скважин Останинской группы месторождений (2021). Выбор Чузикско-Чижапской группы месторождений для продолжения исследования связан с очень высокой концентрацией месторождений в доюрском нефтегазоносном комплексе (среди них Урманское, Арчинское, Нижнетабаганское, Калиновое, Кулгинское, Северо-Калиновое, Южно-Тамбаевское, Южно-Табаганское месторождения).

Нижнетабаганское месторождение расположено в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины промежуточной структуры II порядка, представляющей собой зону сочленения Лавровского мезовыступа, Пудинского мезоподнятия и ограниченной с северо-запада Нюрольской мегавпадиной. В доюрских образованиях залежи нефти и газа приурочены в основном к органогенным известнякам карбона-девона – резервуар внутреннего палеозоя, а также к образованиям кор выветривания. Резервуар внутреннего палеозоя представляет собой чистые массивные органогенные и доломитизированные известняки, коллекторские свойства которых определяются интенсивностью процессов вторичной переработки.

Для построения палеотемпературной модели с последующим анализом результатов моделирования были выбраны скважины Нижнетабаганские 8 и 9. Критерием отбора скважин является полнота фактической информации, включающей данные измерения пластовых температур и отражательной способности витринита (ОСВ) в юрской и доюрской частях разреза, а также сведения о притоках УВ-флюидов.

**О методике исследования.** На первом этапе палеотемпературного моделирования определяется плотность теплового потока из основания осадочного разреза, характеризующаяся квазистационарным значением с юрского времени. Для этого используются в качестве «наблюденных» измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин и геотемпературы, пересчитанные из ОСВ.

Динамика теплового потока во времени связана с тектоническим развитием территории исследования. Принято, что тепловой поток в доюрский период накопления осадков квазистационарный и превышает современный в 2 раза. На втором этапе с использованием измерений ОСВ в палеозойских отложениях определяется максимальный тепловой поток, связанный с активизацией мантийного суперплюма 250 млн лет назад [1]. Тепловой поток в периоды становления и угасания мантийного плюма описан с помощью математической функции, обладающей максимальной скоростью увеличения/уменьшения значения – уравнением четверти окружности. Динамика теплового потока в скважинах представлена на рисунке А и Б.

Решением прямых задач геотермии с заданным тепловым потоком восстанавливается термическая история потенциально нефтематеринских свит: баженовской (*J<sub>3bg</sub>*), тюменской (*J<sub>2tm</sub>*), лугинецкой (*D<sub>3lg</sub>*), кыштовской (*D<sub>1ks</sub>*) и ларинской (*S<sub>1lr</sub>*) (рис.). Для оценки возможности этих свит выступать в качестве источников углеводородов (УВ) для залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе проведем анализ периодов работы очагов генерации нефти (главная фаза нефтеобразования ГФН – 90–130 °С) и газа (главная фаза газообразования ГФГ – 130–190 °С). Принимается во внимание, что температуры, превышающие 190 °С, являются деструктивными для УВ.

**Термическая история в разрезе скважины Нижнетабаганская 8.** Результаты палеотемпературного моделирования (рис. А) показывают, что ларинская (*S<sub>1lr</sub>*) и кыштовская (*D<sub>1ks</sub>*) свиты более 100 млн лет подвергались воздействию деструктивных для углеводородов температур. Следовательно, данные свиты не могут рассматриваться как возможные источники генерации углеводородов.

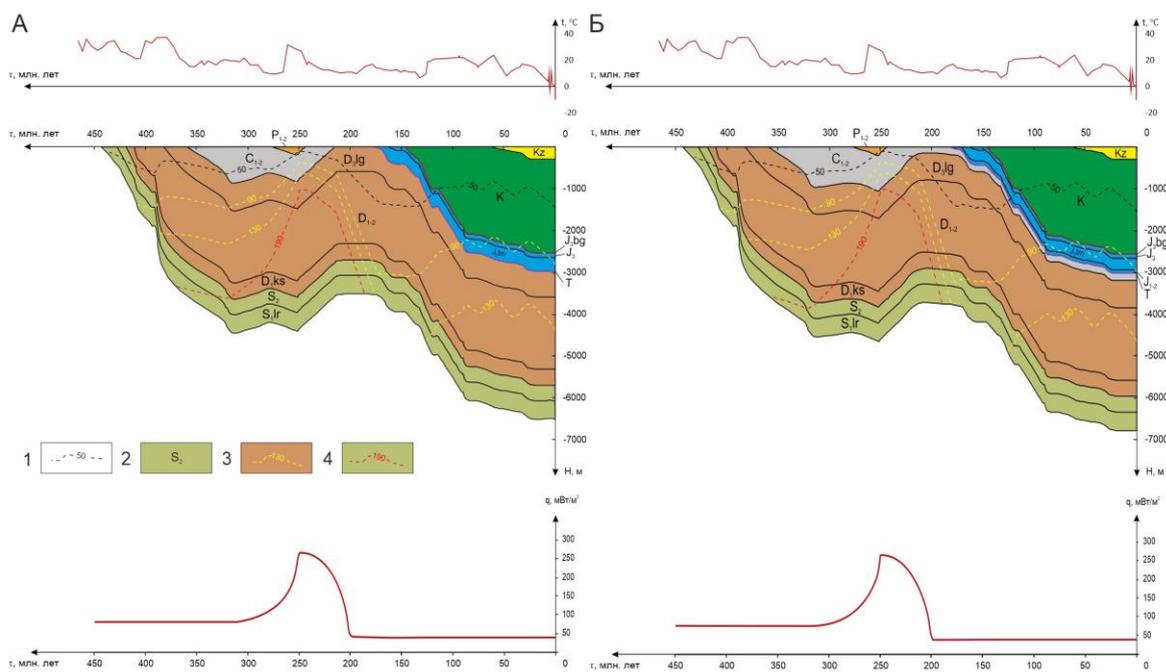
Лугинецкая (*D<sub>3lg</sub>*) свита входит в ГФГ 252 млн лет назад. В сохранившихся до настоящего времени лугинецких отложениях в период палеотемпературного максимума 250 млн лет назад температура колебалась от 159 до 248 °С. Таким образом, сохранившиеся отложения лугинецкой свиты мощностью 211 м – верхняя часть свиты, продолжали находиться в ГФГ (159–190 °С). Нижняя часть свиты мощностью 389 м испытала воздействие деструктивных температур (190–248 °С). ГФГ верхней части лугинецкой свиты (252–215 млн лет назад) завершилась незадолго до формирования коры выветривания и палеозойского резервуара (213–174 млн лет назад), поэтому можно ожидать генерацию лугинецкого газа и его частичную сохранность.

### СЕКЦИЯ 3. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ СИСТЕМ

Тюменская ( $J_{2tm}$ ) свита 87 млн лет назад вошла в ГФН на 85 млн лет. Все это время тюменский источник может генерировать нефть. Свита не испытывала деструктивных температур. Баженовская ( $J_{3bg}$ ) свита находилась в ГФН дважды. Первый раз 20 млн лет с 62 млн лет назад. Второй раз – на протяжении 27 млн лет с 32 млн лет назад. Суммарно баженовский источник мог генерировать нефть 47 млн лет.

**Термическая история в разрезе скважины Нижнетабаганская 9.** Результаты палеотемпературного моделирования (рис. Б) показывают, что ларинская ( $S_{lr}$ ), кыштовская ( $D_{ks}$ ) и лугинецкая ( $D_{lg}$ ) свиты длительное время подвергались воздействию деструктивных температур для УВ. Следовательно, данные свиты не могут рассматриваться как возможные источники генерации углеводородов.

Тюменская ( $J_{2tm}$ ) свита три раза входила в ГФН. Впервые – 87 млн лет назад на 14 млн лет, второй раз – 62 млн лет назад на 20 млн лет, третий раз – 32 млн лет назад на 27 млн лет. Суммарно тюменская свита провела в ГФН 61 млн лет, поэтому может выступать в качестве источника нефти для резервуаров палеозоя. Баженовская ( $J_{3bg}$ ) свита входила в ГФН дважды: первый раз – 62 млн лет назад на 20 млн лет, второй раз – 24 млн лет назад на 19 млн лет. Баженовская свита могла генерировать нефть, находясь в ГФН суммарно 39 млн лет.



**Рис. Реконструкции тектонической и термической истории в разрезе скважин: А – Нижнетабаганская 8; Б – Нижнетабаганская 9: 1 – изотерма; 2 – стратиграфический индекс отложений; 3 – изотерма граничной температуры ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен график поверхностных температур, в нижней части – динамика теплового потока**

**Выводы.** Результаты испытаний в скважине Нижнетабаганская 8 показали, что углеводороды залежей представлены газом и пластовой водой с незначительным количеством нефти. С наибольшей вероятностью можно говорить о сохранности в доюрских резервуарах палеозойского лугинецкого газа. Источниками нефти могут быть юрские баженовская и тюменская свиты. В скважине Нижнетабаганская 9 в результате испытаний интервала коры выветривания была получена пластовая вода с пленкой нефти. С наибольшей вероятностью можно говорить о наличии признаков в резервуаре коры выветривания баженовской и/или тюменской нефти.

Таким образом, анализ термической истории потенциально нефтематеринских отложений на Нижнетабаганском месторождении показал, что источником газа для заполнения доюрских резервуаров могут выступать только палеозойские отложения, в частности лугинецкая свита в скважине Нижнетабаганская 8. При существовании неблагоприятного для генерации газа геотемпературного режима в палеозойских отложениях в скважине Нижнетабаганская 9 притоков газа из доюрских интервалов получено не было. Источниками нефти для доюрских залежей могут быть только юрские нефтематеринские отложения – тюменская и/или баженовская свиты.

#### Литература

1. Добрецов Н. Л. Крупнейшие магматические провинции Азии (250 млн лет): сибирские и эмейшаньские траппы (платобазальты) и ассоциирующие гранитоиды // Геология и геофизика. – 2005. – Т. 46. – №. 9. – С. 870-890.