

позволят разработать геолого-структурную схему региона, в основе которой будет созданная зонально-блоковая модель строения.

Литература

1. Егоров А.С. Особенности глубинного строения и вещественного состава геоструктур земной коры континентальной части России // Записки Горного Института. Т. 2016. – СПб, 2015. – С. 13-30.
2. Рыскин М.И. Локализация аномалий геопотенциальных полей на основе применения частотных и корреляционных преобразований // Изв. Саратов. Ун-та. Сер. Науки о Земле. Т. 17, вып. 1. – Саратов, 2017. – С. 52-57.

**ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАНЕРОЗОЙСКИХ ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ
УГЛЕВОДОРОДОВ ГЕРАСИМОВСКОГО НЕФТЕКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

Галиева М.Ф.

Научный руководитель - профессор В.И. Исаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Исследования Томской школы геотермиков развивают представление о геотермии как о нефтепоисковом методе [2].

Цель исследований заключается в определении катагенетической истории юрских и доюрских отложений, обладающих нефтематеринским потенциалом, и в оценке их роли в формировании залежей в доюрских образованиях. Решение поставленных задач будет способствовать активизации вовлечения в разработку ТриЗ Западной Сибири.

Краткая характеристика объекта исследований. Территория исследований охватывает Останинскую группу месторождений, расположенную на западе Томской области.

Нефтегазоносность доюрского фундамента связана с резервуар кровли коренного палеозоя. Резервуар генетически обусловлен эпигенетическими процессами в коре выветривания и сформировался не ранее 213-208 млн лет назад [1]. В качестве предполагаемых источников углеводородов для доюрского нефтегазоносного комплекса (НГК) рассматриваются потенциально материнские свиты – породы доманикоидного типа в фундаменте – кехорегская (С₁kh), чагинская (D₃cz), чузикская (D₂cz), мирная (D₁³mr), ларинская (S₁lr) свиты, а также баженовская (J₃bg) и тюменская (J₁₋₂tm) свиты в осадочном чехле.

Для выполнения совместного палеотемпературного моделирования выбрана скважина 12 Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения, входящего в Останинскую группу месторождений, что обусловлено наличием измеренных температур в юрских и доюрских интервалах разреза, а также притоков в скважину УВ-флюидов из доюрских горизонтов.

О методике исследования. На первом этапе путем решения обратной задачи геотермии определен тепловой поток из основания осадочного разреза, который характеризуется квазипостоянной величиной с юрского и по настоящее время. В качестве входных параметров были использованы замеры пластовых температур при испытаниях скважин и температуры, полученные в результате пересчета отражательной способности витринита (ОСВ).

На втором этапе рассчитывается плотность теплового потока по замерам ОСВ из палеозойских отложений. Резкое снижение теплового потока связано с окончанием герцинской эпохи складчатости и описано уравнением дуги – математической функцией, обладающей наибольшей скоростью уменьшения значения.

Результаты. Решением прямых задач геотермии с заданным тепловым потоком восстановили структурно-тектоническую и термическую историю пяти палеозойских потенциально нефтематеринских свит, а также юрских – баженовской и тюменской (рис. 1).

Ларинская свита (S₁lr) находилась в главной фазе нефтеобразования (ГФН, 90-130 °С): 3 млн лет в интервале 422,3-419,4 млн лет назад – и в главной фазе газообразования (ГФГ, 130-190 °С): 12 млн лет в интервале 419,4-407,0 млн лет назад. Суммарно свита находилась в зоне разрушительных для УВ температур (>190 °С) 339 млн лет в периоды 407,0-162,9 млн лет назад и 95,0-0 млн лет назад. Значит, УВ ларинской свиты не могли аккумулироваться в резервуаре внутреннего палеозоя.

Мирная свита (D₁³mr) находилась в ГФН: 8 млн лет в интервале 386,2-378,5 млн лет назад – и в ГФГ: 32 млн лет в интервале 378,5-347,0 млн лет назад. 134 млн лет в интервале 347,0-213,0 млн лет назад температуры в свите превышали порог начала деструкции УВ. Следовательно, УВ мирной свиты не могли аккумулироваться в резервуаре внутреннего палеозоя.

Чузикская свита (D₂cz) находилась в ГФН: 23 млн лет в интервале 374,3-351,0 млн лет назад – и в ГФГ: 26 млн лет в интервале 351,0-324,7 млн лет назад. 60 млн лет свита находилась под действием разрушительных для УВ температур в интервале 324,7-265,1 млн лет назад. Значит, УВ чузикской свиты не могли аккумулироваться в резервуаре внутреннего палеозоя.

Чагинская свита (D₃cg) находилась в ГФН: 12 млн лет в интервале 336,5-324,7 млн лет назад – и в ГФГ: 5 млн лет в интервале 324,7-319,8 млн лет назад. 55 млн лет в интервале 319,8-265,1 млн лет назад свита была подвержена деструктивным для УВ температурам. Следовательно, УВ чагинской свиты не могли аккумулироваться в резервуаре внутреннего палеозоя.

Кехорегская свита (С₁kh) находилась в ГФН: 3 млн лет в интервале 323,0-319,7 млн лет назад – и в ГФГ: суммарно 38 млн лет в периоды 319,7-300,7 и 24,0-4,7 млн лет назад. Свита не была подвержена воздействию деструктивных для УВ температур, поэтому кехорегский газ мог аккумулироваться и сохраниться в резервуаре

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

внутреннего палеозоя. Прогноз подтверждается результатами опробования: газа из пласта М₁ были получены притоки (скважины Герасимовские 12 и 7).

Тюменская свита (J_{1-2tm}) находится в ГФН 95 млн лет в интервале 95,0-0 млн лет назад. Свита не была подвержена воздействию деструктивных для УВ температур, поэтому тюменская нефть может аккумулироваться и сохраниться в резервуаре внутреннего палеозоя. Прогноз подтверждается результатами опробования: в тюменской свите, а также в пластах М и М₁ были получены притоки нефти (скважины Герасимовские 12, 8 и 7).

Баженовская свита (J_{3bg}) находится в ГФН уже 92 млн лет в интервале 91,6-0 млн лет назад. Все это время УВ баженовской свиты могут заполнять нефтью резервуар внутреннего палеозоя, поскольку геотемпературы в свите не превышали пороговую температуру начала деструкции УВ.

Поскольку, по данным генетических анализов нефти из резервуаров коры выветривания и палеозоя, в качестве источника этой нефти было принято сапропелевое органическое вещество, то возможность аккумуляции тюменской нефти в резервуаре внутреннего палеозоя была исключена.

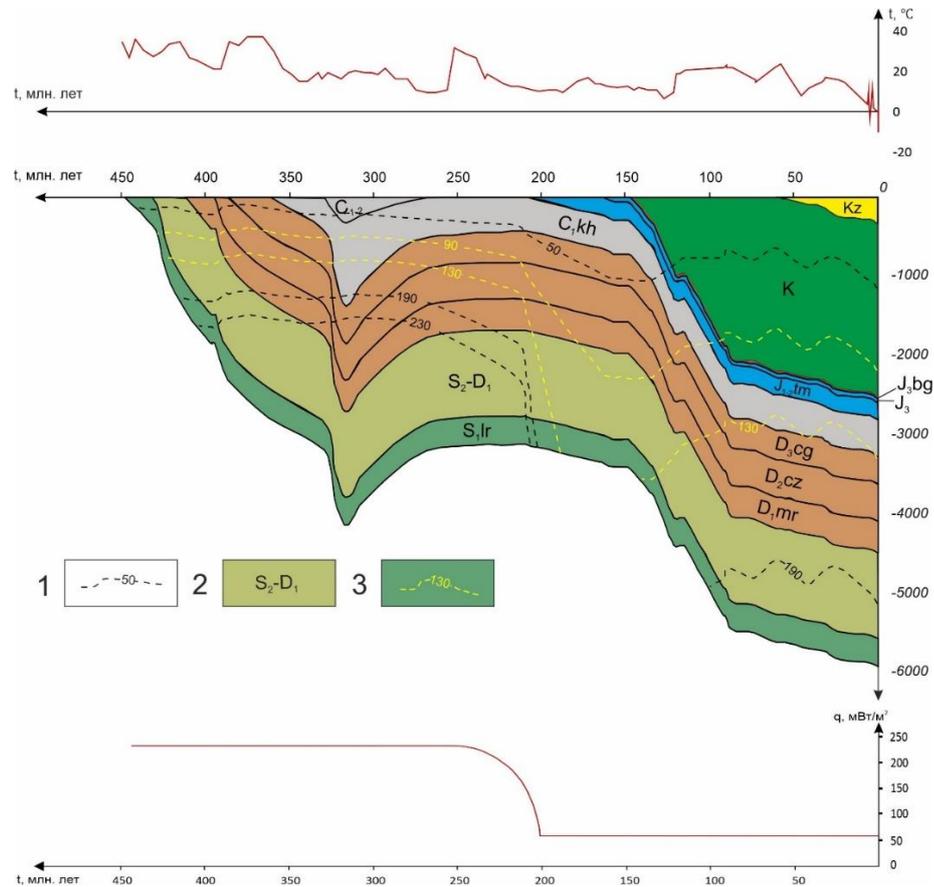


Рис. Результат выполнения палеоструктурной и палеотермической реконструкции в районе скважины Герасимовская 12: 1 – изотерма; 2 – стратиграфический индекс отложений; 3 – изотерма граничной температуры ГФН. В верхней части рисунка приведен график векового хода температур на земной поверхности, в нижней – график динамики расчетной плотности теплового потока во времени

Заключение. Таким образом, в условиях геолого-геофизического разреза Герасимовского месторождения источниками УВ в резервуаре коренного палеозоя являются юрский баженовский источник нефти и палеозойский кехорегский источник газа.

Литература

1. Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128-139.
2. Крутенко Д.С., Галиева М.Ф. Плотность глубинного теплового потока и плотность нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. Т. 1. – 2020. – Т. 1. – С. 297-298.