

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЧВОРОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ПО ГЕОТЕРМИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ**

И.В. Иванов, В.А. Смирнов

Научный руководитель ассистент Е.Н. Осипова

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

Актуальность. Преобразование осадка в горную породу – составная часть литогенеза – контролируется термодинамическими условиями. Параллельно происходит и преобразование органического вещества [3]. Основным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты (J_3 tt bg). Оценить готовность материнской свиты генерировать нефть актуально для нефтегазовой геологии. Задача наших исследований – восстановить термическую историю баженовских отложений в разрезе Чворового месторождения, оценить время вхождения баженовской свиты в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и длительность нахождения материнской свиты в ГЗН.

Чворовое месторождение в тектоническом плане приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему северный залив Нюрольской мегавпадины, разделяющий Каймысовский свод и Средневазюганский мегавал (рис. 1). Как поисковый объект, структура выявлена в 1975 г. (Стрелкова В.В.), подготовлена к бурению в 1977 г. (Рубинштейн В.И.). По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, осложненную тремя куполами, оконтуренную сейсмоизогиной -2740 м (рис. 2).

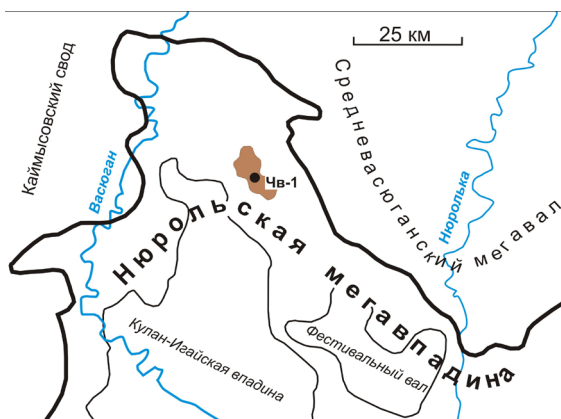


Рис. 1. Обзорная схема

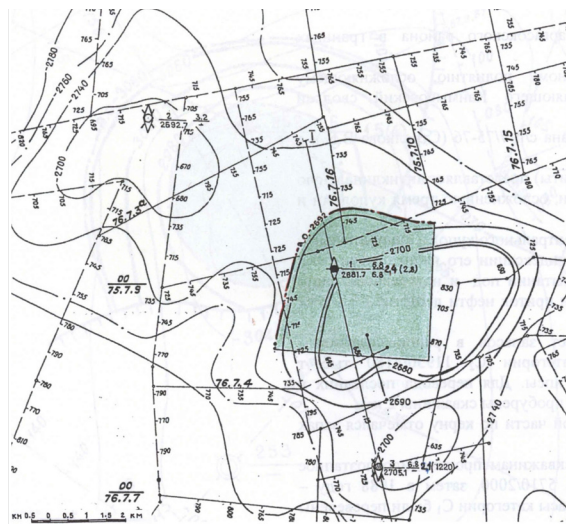


Рис. 2. Структурная карта по отражающему горизонту Па и подсчетный план

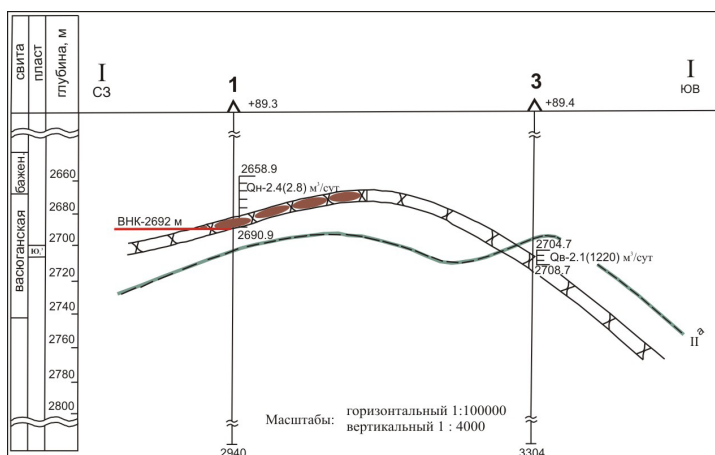


Рис. 3. Геологический профиль по линии I-I Чворового месторождения

В бурение структура введена в 1979 г. Продуктивный пласт Ю₁³ верхней юры вскрыт скважиной 1 в центральном куполе (рис. 3). Приток нефти дебитом 2,4 м³/сут. на штуцере 2,8 мм получен с применением различных методов интенсификации. По этим результатам в 1980 г. посчитаны запасы в районе скважины

первооткрывательницы. Для перевода запасов в промышленную категорию в 1982-83 гг. в пределах двух других куполов пробурены скважины 2 и 3. Скважина 2 по техническим причинам не опробована, хотя в надугольной части по керну отмечался запах углеводородов, в скважине 3 получена пленка нефти. Месторождение находится в нераспределенном фонде недр и состоит в группе законсервированных.

Исходные данные приведены в таблице. Для палеотектонической реконструкции применена стратиграфическая разбивка по скважине. При палеотемпературном моделировании использованы пластовые температуры, измеренные при геофизических исследованиях скважины и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита (ОСВ).

Таблица

Характеристика разреза скважины Чворовая 1

№ п/п	Характеристика	
1	Забой, м	2940
2	Отложения на забое (свита)	тюменская свита, 120 м
3	Кровля баженовской свиты, м	2727
4	Толщина баженовской свиты, м	23
5	Толщина меловых отложений, м	2146
6	Толщина палеогеновых отложений, м	535
7	Толщина неогеновых и четвертичных отложений, м	45
9	Результаты испытаний (интервал; тип флюида; пластовая температура)	2744-2756; нефть/газ; 97 °С 2765-2772; нефть/газ; 97 °С
10	Температура, рассчитанная по отражательной способности витринита (ОСВ)	115 °С – 2917 м

Методика исследований. Восстановление термической истории отложений баженовской свиты выполнено на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [1]. Осадочная толща описывается: мощностями стратиграфических комплексов (h_i), для каждого из которых заданы теплопроводность (λ_i), температуропроводность (a_i), плотность тепловыделения радиоактивных источников (f_i) в породах осадочного разреза и время осадконакопления (t_i). По распределению температур в скважине рассчитывается тепловой поток (q) через поверхность подстилающего основания, таким образом, решается обратная задача геотермии. Затем решается прямая задача геотермии – по известному значению q рассчитываются температуры в заданных точках осадочной толщи на любые моменты геологического времени, соответствующие моментам завершения формирования свит. Пороговая температура вхождения в ГЗН для баженовской нефтематеринской толщи, содержащей РОВ сапропелевого типа, принята 85 °С [2].

Результаты исследования. Рассчитанный тепловой поток из «основания» осадочного чехла в скважине Чворовая 1 составил 52 мВт/м². С помощью палеотемпературного моделирования восстановлена термическая история баженовских отложений на двадцать ключевых моментов геологического времени. Интенсивное нефтеобразование началось в сантон-кампане 73,2 млн. лет назад на завершающем этапе формирования славгородской свиты (K_2 sl). Максимум палеотемператур в очаге баженовских нефтей приходится на время максимального прогрева осадочной толщи, что соответствует геологическому времени в 37,6 млн. лет назад [1]. Очаг интенсивного нефтеобразования баженовских нефтей в разрезе скважины «работает» до настоящего времени.

Литература

- Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
- Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович и др. // Геология и геофизика, 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070 – 1078.
- Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.