

МЕТОДИКА ЭКСПРЕСС-РАЙОНИРОВАНИЯ МАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ ГЕНЕРИРОВАННОЙ НЕФТИ

¹Исаев В.И., ¹Лобова Г.А., ²Старостенко В.И., ³Фомин А.Н.

¹Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина

³Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
Новосибирск, Россия

Охарактеризованы методический подход, алгоритмы и результаты районирования материнских свит по плотности ресурсов генерированной нефти. Районирование базируется на методе палеотемпературного моделирования, позволяющего реконструировать термическую историю материнских отложений, выделять по геотемпературному критерию и картировать очаги генерации нефтей. Оценка ресурсов определяется интегральным показателем, напрямую зависящим от времени нахождения материнской свиты в очаге – главной зоне нефтеобразования и от ее геотемператур.

Введение

Главным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК) Западной Сибири является нефтегенерирующее рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты. Возможность и дальность миграции нефти из материнской баженовской свиты в вышележащие меловые и нижележащие верхнеюрские коллекторы показаны результатами послойного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений [1 др.].

В 2009 году, впервые после 1996 г., зафиксировано снижение добычи нефти в нефтедобывающем регионе РФ – Ханты-Мансийском АО. Тогда же было обращено внимание на залежи в баженовской нефтематеринской свите как на источник существенного улучшения сырьевой базы, с предварительной оценкой запасов в десятки–сотни млрд т. По оценкам, сделанным позже для нормальных разрезов (НР) баженовской свиты центральной части Западной Сибири, доля остаточной нефти (аккумулированной *in situ* в материнской свите) составляет от 15 до 20 % [2]. А по результатам выполненных пиролитических исследований и расчетам специалистов ТатНИПИнефть более 2/3 объема генерированных УВ может оставаться в матрице генерирующей толщи [3]. По оценкам западных специалистов ресурсы России по нефти *in situ* (в англоязычной терминологии – по «сланцевой нефти», «shale oil») составляют 248 млрд барр. н. э.

Очевидно, что на этапе зональной оценки нефтегазоносности территорий необходимо выполнить районирование нефтематеринских свит с точки зрения ранжирования поисковых зон и площадей по плотности ресурсов генерированных нефтей. Ключевым фактором, детализирующим характеристику материнской свиты как питающую выше/ниже лежащие НГК, или как сланцевую формацию, являются время действия и температурный режим *главной фазы нефтеобразования* (Вассоевич, 1967; Вассоевич, Корчагина, Лопатин, 1969), *нефтяного окна* (Connan, 1974; Хант, 1982). Иначе говоря, основные объемы нефти, генерированной, аккумулярованной *in situ* или мигрированной в коллектор, локализуются там, где материнские отложения в большей степени находятся/находились в *главной зоне нефтеобразования* (Конторович, Парпарова, Трушков, 1967; Конторович, 1976).

Ниже характеризуется схема районирования, базирующаяся на методе палеотемпературного моделирования, который органически вписывается в методологию учения о главной фазе нефтеобразования (ГФН) и пороговых температурах вхождения материнских отложений в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Метод палеотемпературного моделирования

Восстановление термической истории материнских отложений выполняется на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций [4, 5, 6]. В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (1)$$

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания осадочного разреза; t – время. С краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (3)$$

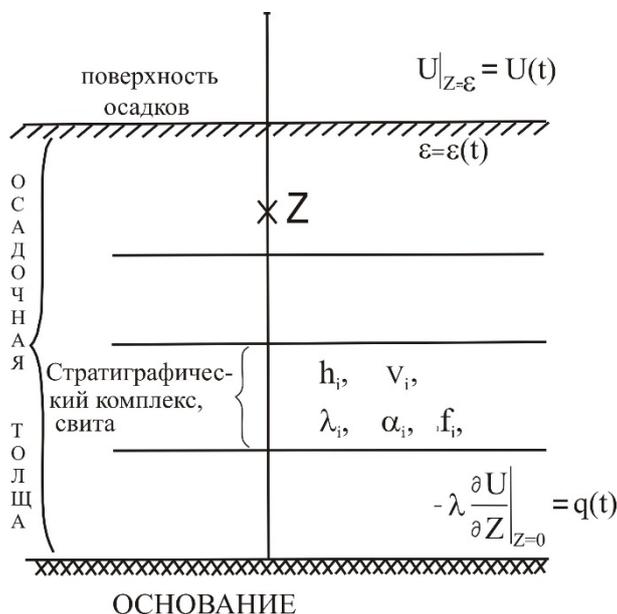
где $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза; $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, дневная поверхность). Отсюда видно, что палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными реконструкциями.

Параметрически 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 и время осадконакопления t_i (рисунок). Скорость осадконакопления v_i может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

Объектом палеотемпературного моделирования является осадочный разрез представительной глубокой скважины. Такие скважины выбираются по следующим критериям, выполняемым одновременно: 1) наличие замеров пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; 3) наличие определений максимальных геотемператур по отражательной способности витринита (ОСВ), используемых в качестве «наблюденных», что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 4) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при построении прогнозных карт. По известным причинам, таких скважин немного.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели (1)–(3), принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичным «Делам скважин» и «Каталогам литолого-стратиграфических разбивок скважин» (пример, таблица). Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического

времени (Харленд и др., 1985), увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992 г.), определяют время и скорости осадконакопления. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ принимается по материалам обобщения петрофизических определений керна и каротажа.



Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании. Пояснения в тексте

При отсутствии экспериментальных определений теплопроводности λ_i используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ . Коэффициенты температуропроводности α_i , плотности тепловыделения радиоактивных источников f_i также определяются литологией стратиграфических комплексов.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т. е. соляным источником тепла, и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [7].

Задача решается в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания осадочного чехла Западной Сибири, начиная с юрского времени. Решение обратной задачи (расчет плотности глубинного теплового потока q) определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min, \quad (4)$$

где T_i «наблюдаемые» значения температур в k_i точках на различных глубинах Z_i в моменты времени $t = \tau$. Решение обратной задачи (4) строится с учетом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с крайними условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q . Поэтому неизвестный параметр q определяется однозначно. Важно отметить, что модель (1)–(4) не требует априорных сведений о природе и величинах глубинного теплового потока q .

Для решения обратной задачи геотермии используются в качестве «наблюдаемых» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин ($\tau = 0$), так и палеотемпературы ($\tau \neq 0$), определенные по ОСВ. Для перехода от ОСВ (R_{vr}^0) к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений

отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [5]. На диаграмме фиксированы линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,5 \%$ и температуры $80 \text{ }^\circ\text{C}$, линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,8 \%$ и температуры $120 \text{ }^\circ\text{C}$. При определении температуры для промежуточных значений R_{vt}^0 выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями.

Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Северо-Фестивальная 1 (Нюрольская мегавпадина)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Четвертичные Q	35	1,64–0	1,64	2,02	1,27	6,5e–007	1,1e–006
Плиоценовые N_2	–	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N_1	–	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская $nk Pg_3$	154	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Чеганская $hg Pg_{3-2}$	70	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Люлинворская $ll Pg_2$	240	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Талицкая $tl Pg_1$	70	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Ганькинская $gn Pg_1-K_2$	170	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Славгородская $sl K_2$	130	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Ипатовская $ip K_2$	–	86,5–89,8	3,3	–	–	–	–
Кузнецовская $kz K_2$	15	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e–007	1,25e–006
Покурская $pk K_{1-2}$	800	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e–007	1,25e–006
Алымская $a_2 K_1$	24	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Алымская $a_1 K_1$	17	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Киялинская $kls K_1$	613	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Тарская $tr K_1$	54	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e–007	1,25e–006
Куломзинская $klmK_1$	313	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e–007	1,25e–006
Баженовская $bg J_3$	23	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Георгиевская $gr J_3$	5	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Васюганская $vs J_3$	70	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e–007	1,3e–006
Тюменская $tm J_{1-2}$	362	162,9–200,8	37,9	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006
Тогурская $tg J_1$	30	200,8–203,9	3,1	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006
Урманская $ur J_1$	39	203,9–208,0	4,1	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006

Примечание. Заливкой показаны времена накопления тогурской и баженовской нефтематеринских свит и их параметрическое описание.

Расчет палеотемператур состоит из двух этапов. На первом, по распределению температур T_i , «наблюденных» в *любых* точках разреза скважины, рассчитывается тепловой поток q через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе, с известным значением q , решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z (в материнских свитах) на заданные *любые* моменты геологического времени t .

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов палеотемпературного моделирования выступает оптимальная согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна оптимальная «невязка» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка» это средняя квадратич-

ная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений. Эта погрешность порядка ± 2 °С.

Решение прямых задач геотермии выполняется на ключевые моменты геологического времени, соответствующие временам начала/завершения формирования каждой свиты. Балансовая модель процессов нефтегазобразования (Конторович, 1976, Бурштейн и др., 1997) позволяет по геотемпературному критерию выполнить выделение очагов интенсивного образования нефтей из РОВ материнских отложений: с 85 °С – вхождение в ГЗН материнских пород (аквагенное РОВ), с 95 °С – террагенное РОВ.

Расчетный показатель оценки ресурсов генерированной нефти

Далее, для материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R , усл. ед.) по формуле [8]:

$$R = \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}), \quad (5)$$

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти, °С; t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; количество временных интервалов n определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН. Как следует из (5), расчетное значение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН.

Применяемый показатель оценки ресурсов УВ позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений. Вместе с тем известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации керогена. А последнее обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации УВ.

Далее, путем интерполяции расчетного показателя R строится схематическая карта распределения плотности ресурсов генерированных нефтей территории исследований. Карта распределения плотности ресурсов генерированных нефтей представляет собой распределение *относительной* плотности ресурсов генерированной нефти. Относительная плотность ресурсов понимается так. Если на участке скважины А плотность ресурсов оценена в 120 усл. ед., а на участке скважины Б – в 60 усл. ед., то это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность в 2 раза больше, чем плотность ресурсов на втором участке (*отношение 2:1*).

Заключение

При зональном районировании верхнеюрского и мелового нефтегазоносных НГК учитываются толщины резервуаров верхней юры и неокома. Карта относительной плотности аккумулярованных в резервуаре ресурсов нефти строится путем «перемножения» карты распределения толщин резервуара и карты распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей. Здесь, наряду с объемами генерированных нефтей, учитываются аккумулярующие объемы резервуара. Мощности резервуара и плотности генерированных ресурсов учитываются с одинаковым весовым коэффициентом.

Схемы и схематические карты регионально-зонального районирования территорий на сланцевую (аккумулятивную *in situ*) нефть могут быть уточнены и детализированы при учете толщин и текстуры материнских отложений, концентраций и молекулярного, элементного состава РОВ.

Достоверность зонального районирования контролируется сопоставлением с размещением месторождений, с признаками нефтегазоносности и притоками флюидов из интервалов терригенных резервуаров и материнских пород в параметрических, поисковых и разведочных скважинах.

Изложенная методика районирования резервуаров верхней юры и неокома по плотности ресурсов и районирования материнских свит по плотности ресурсов сланцевой нефти, в силу относительной простоты, оперативности и опоры, в основном, на геофизические (геотермические) данные может быть условно названа экспресс-районированием.

Литература

1. Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.
2. Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И., Брылина А.В., Видик С.В. Перспективы нефтегазоносности баженовской свиты в центральной части Широкого Приобья // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Том 1. XV научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2012. – С. 105–113.
3. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Яртиева А.Ф., Тарасова Т.И., Гибадуллина О.Г., Михайлова О.В. Нефтегазоносность доманиковой продуктивной толщи на территории деятельности НГДУ «Лениногорскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 10–14.
4. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазоаккумуляции по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал. – 2002. – Т. 24. – № 2. – С. 60–70.
5. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавападины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
6. Гуленок Р.Ю., Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Лобова Г.А., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии и геотермии // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – № 4. – С. 3–18.
7. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
8. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавападины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.