

ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСАДОЧНОГО РАЗРЕЗА И НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕ

В.И. Исаев

Институт геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета, г. Томск

Разработан метод палеотемпературного моделирования, позволяющий рассчитывать температуры в осадочном разрезе на любой момент геологического времени. Метод реализуется компьютеризированной технологией палеотектонических реконструкций, геотемпературного моделирования и идентификации нефтегазоматеринских пород. Реконструкции базируются на "методе выравнивания профилей" (В.Б. Нейман, 1984) с учетом нелинейного уплотнения отложений при погружении. Геотемпературная модель описывается уравнением кондуктивного распространения тепла в твердом неоднородно-слоистом теле с динамической верхней границей, внутренними источниками и тепловым потоком через нижнюю границу. Для выделения в разрезе генерационных зон – прогнозирования материнских пород – принята схема катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования (А.Э. Конторович и др., 1976, 1997). На примере осадочного разреза Лунской впадины Сахалина исследованы факторы максимума палеотемператур палеогеновой толщи и термическая история меловых отложений. Для мезозойско-кайнозойского разреза Нижневартовского свода Западной Сибири выполнен анализ тектонических и температурных условий генерации углеводородов. Сделан вывод об эффективности палеотемпературного моделирования для прогнозирования материнских пород на регионально-зональной и поисковой стадиях изучения осадочного бассейна. Исходя из термической истории осадочного разреза, можно оценивать время генерации – геологический возраст углеводородов.

Ключевые слова: нефтегазообразование, материнские породы, палеотемпературное моделирование, схема катагенеза, палеоген и верхний мел, юрские отложения, Лунская впадина, Нижневартовский свод, Сахалин, Западная Сибирь.

ВВЕДЕНИЕ

В работах Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича, И.И. Аммосова, Г.М. Парпаровой, Неручева С.Г., Дж. Ханта и других исследователей [1, 6, 27, 37, 52] показано, что в зонах катагенеза происходят глубокие преобразования органического вещества (ОВ), в результате которых образуется весь комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти и газу. Отчетливо прослеживается решающее значение температуры как фактора катагенеза [11, 50], термическая история материнских пород выступает самым важным фактором в образовании нафтидов [52], а палеотемпературный критерий является наиболее действенным при прогнозе нефтегазоматеринских пород [16].

Палеотемпературный (палеогеохимический) метод, основанный на катагенетической зональности и стадийности процессов нефтегазообразования, применяется к прогнозным оценкам ресурсов углеводородов (УВ) с начала 70-х годов [1, 25, 33 и др.]. В настоящее время интенсивно ведется изучение степени

катагенеза ОВ осадочных бассейнов Западной и Восточной Сибири [49, 51], Баренцевоморского шельфа [13], Прикаспийской впадины [2], Дальневосточного [5, 24, 39, 43] и других регионов [47]. Прогнозирование (картирование) нефтегазоматеринских толщ осуществляется по прямым признакам степени катагенеза ОВ – отражательной способности витринита и данным пиролитических исследований керна скважин, а также по значениям интервальных оценок скоростей распространения сейсмических волн.

Прогнозирование материнских пород по результатам палеотемпературного моделирования, позволяющего *рассчитывать температуры на любой момент геологического времени в любой точке разреза*, еще не получило широкого распространения. Вероятно, первым массовым применением метода палеотемпературного моделирования было применение экспресс-метода "изменяющихся геотемпературных градиентов" для изучения нефтегазоносности Западно-Сибирской и Скифской плит [16]. В работе [15]

приводятся результаты численного моделирования изменения температурных условий в осадочном чехле нескольких участков северной части Западно-Сибирской плиты. В настоящее время региональное прогнозирование материнских пород по результатам геотемпературного моделирования внедряется для оценки прогнозных ресурсов провинций и областей Арктического супербассейна [38] и осадочных бассейнов Черноморско-Каспийского региона [32]. Авторы монографии [16] отмечали, что наибольшее право на применение будут иметь методы математического моделирования, которые учитывают изменение во времени, полностью или хотя бы частично, всех параметров геотермополя, и которые позволяют достаточно достоверно и точно рассчитывать палеотемпературы в осадочном разрезе на любой момент геологического времени.

Ниже будет рассмотрен метод палеотемпературного моделирования для прогноза материнских пород на регионально-зональной и поисковой стадиях изучения осадочного бассейна [20–22], наиболее полно учитывающий изменение основных параметров динамической УВ-системы.

МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЙ

Метод исследований реализуется компьютеризированной технологией палеотектонических реконструкций, собственно палеотемпературного моделирования и прогнозирования в осадочном разрезе материнских пород.

Палеотектонические реконструкции решают задачу восстановления палеомощностей и глубин, на которых находились стратиграфические комплексы в разные моменты геологического времени. В нашей работе алгоритм реконструкций базируется на "методе выравнивания профилей" [35]. Исходной основой является геоплотностной разрез, полученный в результате моделирования осадочного разреза в гравитационном поле [21, 46]. Для его перестроения на момент времени t начала накопления любой стратиграфической единицы, обособленной плотностными границами в современном разрезе, используются эмпирические зависимости плотности одновозрастных отложений от глубины [34]

$$\sigma(Z) = B_1 - B_2 \cdot \exp(-B_3 \cdot Z), \quad (1)$$

где коэффициенты B_1 , B_2 , B_3 соответствуют [4] значению минеральной плотности, величине пористости неуплотненных осадков, интенсивности воздействия фактора геологического времени. Этим учитывается эффект уменьшения объема породы в результате уплотнения при погружении [5, 36, 48]. Палеомощности на гипсометрической отметке Z определяются [40]

$$h_i = ((2 \cdot B_1 - 1) - \sigma(Z)) / ((2 \cdot B_1 - 1) - \sigma) \cdot h, \quad (2)$$

где σ – плотность пород свиты в современном разрезе, h – мощность свиты в современном разрезе. При этом учитывается необратимость уплотнения пород. Палеомощности, с учетом размытой части, эффекта уплотнения при погружении, и соответствующие интервалы геохронологической шкалы [53] определяют скорости осадконакопления v стратиграфических комплексов.

Вычислительная схема палеотектонических реконструкций для плотностного разреза приведена в [19]. В настоящей работе палеотектонические реконструкции совмещены с палеотемпературным моделированием. Условие нелинейности (1)–(2) палеотектонических реконструкций выполняется на все "ключевые" моменты времени, т.е. на моменты зарождения каждого стратиграфического комплекса (слоя) и завершения его формирования (начало и конец денудации). При решении тепловой задачи в каждый момент времени принимается, что мощность слоя между "ключевыми" временами меняется линейно.

Палеотемпературное моделирование осадочной толщи решает задачу расчета распределения температуры в осадочной толще в заданные моменты геологического времени.

Решения этой задачи практически в одной постановке и достаточно общего характера получены А.Я. Гольмштоком [12], Ю.И. Галушкиным и Я.Б. Смирновым [10]. Здесь привлекались численные методы решения. В работе [31] рассмотрены основные модели осадконакопления и алгоритмы решения задачи расчета температур в осадочном разрезе. Показано, что громоздкость выражений и возможная неадекватность применяемых способов численного интегрирования приводит к различным значениям распределений температур в осадках. Поэтому отмечена необходимость дальнейших исследований решения прямой задачи геотермии в условиях осадконакопления.

В нашей работе прямая задача решается на основе постановок, опубликованных в [12, 18]. Здесь наиболее полно учитываются основные факторы, формирующие тепловое поле осадочных бассейнов (рис.1): затраты энергии теплового потока из основания на прогрев холодного осадочного материала; частичное экранирование теплового потока из-за различия теплофизических свойств осадков; теплогенерация в накапливающихся осадках; различная скорость осадконакопления. Расчеты, которые осуществляются методами численного интегрирования, обеспечены процедурами, позволяющими получить конечный результат (распределения температур) с за-

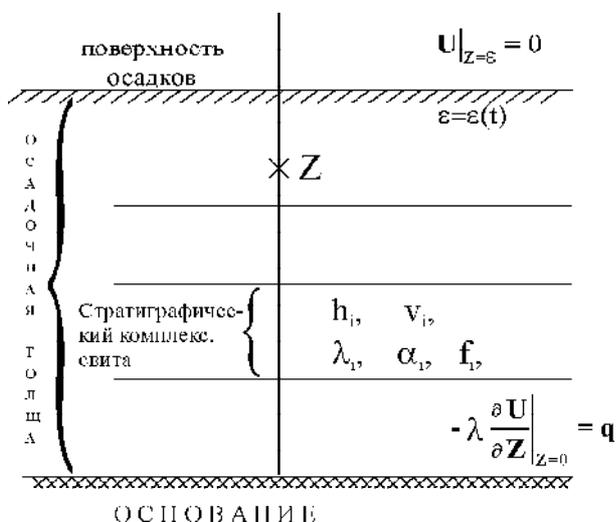


Рис. 1. Схематическое изображение слоистой осадочной толщи при палеотемпературном моделировании.

$\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; t – время осадконакопления; U – температура; q – тепловой поток; Z – точки расчёта температур; h_i – мощность; v_i – скорость осадконакопления; λ_i – теплопроводность; α_i – температуропроводность; f_i – плотность радиоактивных источников.

ранее заданной точностью. Также поставлена [18] и решается задача расчета значения теплового потока из основания по температурным наблюдениям в скважинах – обратная задача геотермии в условиях седиментации.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по современному распределению температур в скважинах T рассчитывается тепловой поток через поверхность подстилающего основания q , то есть решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются палеотемпературы U в заданных точках Z осадочной толщи в заданные моменты геологического времени t .

Процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (3)$$

где λ – теплопроводность, a – температуропроводность, f – плотность внутренних источников тепла, с краевыми условиями

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{z=0} = q \quad (4)$$

$$U \Big|_{z=\varepsilon} = 0, \quad (5)$$

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи. Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность радиоактивных источников f_i и скорость осадконакопления v_i . Скорость осадконакопления может быть отрицательной. Для решения одномерной начально-краевой задачи (3)–(5) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов [41].

Поток q при решении обратной задачи определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min \quad (6)$$

Решение обратной задачи строится с учётом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (3) с краевыми условиями (4) и (5), линейно зависит от q .

Краевое условие (4) расчетной модели определяет постоянную нулевую температуру "нейтрального слоя", расположенного у верхней границы осадочной толщи, а краевое условие (5) задает постоянное значение теплового потока через поверхность подстилающего основания.

При отсутствии прямых определений теплопроводности λ_i или крайне малом их количестве используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ [22]. Коэффициенты температуропроводности a_i , плотности радиоактивных источников f_i также определяются породным составом стратиграфических комплексов [7, 45].

Прогноз материнских пород в осадочном разрезе. Максимальные рассчитанные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и принятая температурная градация зон катагенеза наиболее интенсивной генерации и эмиграции УВ (рис. 2) позволяют прогнозировать присутствие в разрезе материнских пород: газа первой генерации – 50–90°C (МК₁¹); нефти – 90–130°C (МК₂¹); газа второй генерации и газоконденсата – 130–190°C (МК₂-МК₃); более 190°C – разрушительные для УВ температуры. Для каждой из указанных зон речь идет о преимущественной генерации УВ того или иного фазового состояния.

В нашей работе принята наиболее разработанная шкала катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования, базирующаяся на балансовой модели катагенеза. Эта шкала опубликована в работах [27, 28], а с уточнениями, сделанными с учетом результатов анализа керна Тюменской сверхглубокой скважины, приведена в работе [3].

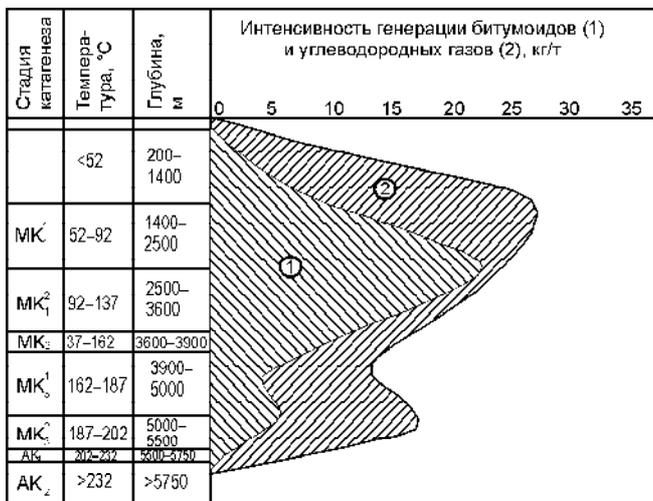


Рис. 2. Шкала катагенеза и зональности процессов нефтегазообразования, по [3].

Значения температуры переведены из °К в °С.

Схема температурной зональности генерации нефти и газа по [3] согласуется с данными других исследователей [1, 37, 52]. Так, Дж. Хант рекомендует для прогнозирования материнских пород измененную схему Коннона [52, рис.7-51]. Здесь начало интенсивной генерации нефти характеризуется значением отражательной способности витринита $R^0=0.6\%$ ($t=91^\circ\text{C}$), конец фазы нефтеобразования определяется по значению $R^0=1.35\%$ ($t=148^\circ\text{C}$). О зональности и интенсивности образования углеводородного газа (метана) приводятся сведения для осадочного разреза с нормальным геотермическим градиентом [52, рис. 5–6]. Если следовать приведенным кривым образования метана, то пороговые температуры (полу-максимумов) выхода газа из органического вещества составляют $t=110^\circ\text{C}$ и $t=187^\circ\text{C}$ для сапропелевого ОВ, $t=120^\circ\text{C}$ и $t=182^\circ\text{C}$ для гумусового ОВ.

ТЕСТИРОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Реализация математической модели осадконакопления и алгоритмов решения прямой и обратной

задачи геотермии ранее была осуществлена на ЭВМ ЕС [18] в ГП "Дальинформгеоцентр", в настоящее время – на современной компьютерной технике [22] в постановке автора статьи на кафедре прикладной математики Новосибирского ГТУ. Ниже приводятся результаты тестирования нового программного обеспечения.

Тест, показывающий возможность учета нескольких слоев с разными характеристиками. Исходные данные приведены в таблице 1. Значение теплового потока из основания задано 0.02 Вт/м^2 . Параметры задачи, по возможности, подобраны так, чтобы характеристики правдоподобно имитировали [46] реальные геотемпературы, а точное решение оказалось возможным описать аналитической формулой в явном виде. Точное решение представлено в виде графика на рисунке 3, А.

Поставленная задача была решена на нескольких сетках, чтобы проверить уменьшение погрешности аппроксимации. Разность между полученными решениями и точным на нескольких сетках приведена на рисунке 3, Б. Полученные результаты показывают, что дробление сетки по пространству и времени приводит к быстрому увеличению точности расчёта, причём даже на самой грубой сетке погрешность решения чуть больше одного градуса.

Тестирование возможности учета денудации слоев. Исходные данные приведены в таблице 2. Точное решение представлено в виде графика на рисунке 3, В.

Погрешность решения задачи на трёх сетках приведена на рисунке 3, Г. Полученные результаты показывают, что дробление сетки по пространству и времени приводит к быстрому увеличению точности расчёта, причём даже на самой грубой сетке погрешность решения оказывается около одного градуса.

Тестирование решения обратной задачи. Для тестирования алгоритма решения обратной задачи решим прямую задачу, а затем результаты её решения на нескольких глубинах подставим в качестве измеренных значений. При точных "измерениях" задача (6) решается точно.

Таблица 1. Исходные данные "теста 1" программного обеспечения решения прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации, показывающего возможность учета нескольких слоев с разными характеристиками.

№ слоя от основания	Мощность (h), м	Теплопроводность (λ), Вт/м/град	Температуропроводность (a), м ² /сек	Плотность радиоактивного тепловыделения (f), Вт/м ³	Время осадконакопления (Δt), млн лет	Условное название слоя
1	3000	0.5	2e-8	3.16837505449605090E-06	30	'sloy1'
2	1000	0.25	1e-8	3.16837505449605090E-06	20	'sloy2'
3	2000	1	4e-8	3.16837505449605090E-06	10	'sloy3'

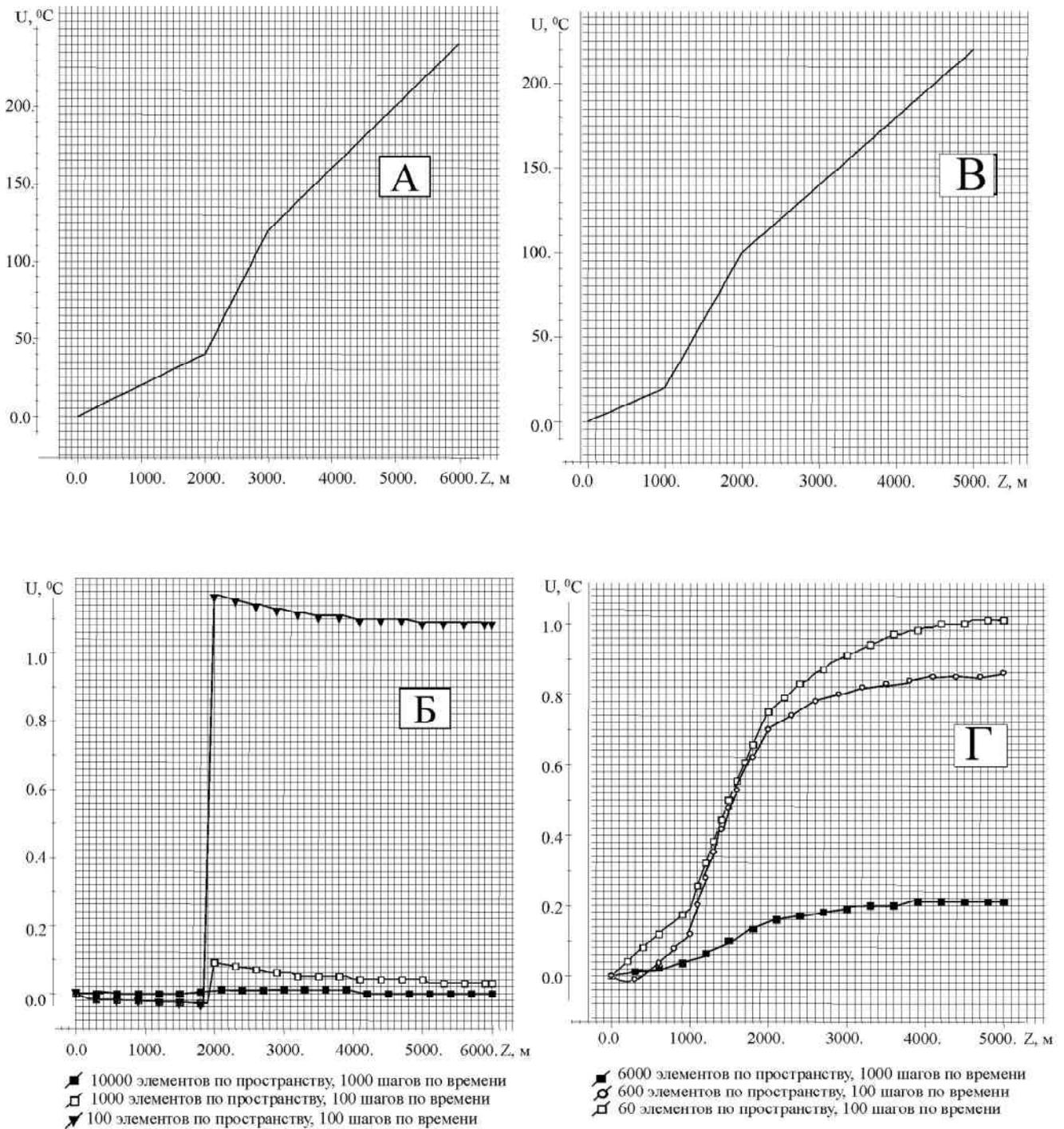


Рис. 3. Результаты тестирования программного обеспечения решения прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации.

А – распределение температуры в трехслойном разрезе на время окончания осадконакопления ("тест 1"); Б – разность между точным решением и полученными решениями при разном дроблении сеток по пространству и времени ("тест 1"); В – распределение температуры в трехслойном разрезе на время окончания денудации ("тест 2"); Г – разность между точным решением и полученными решениями при разном дроблении сеток по пространству и времени ("тест 2").

Таблица 2. Исходные данные "теста 2" программного обеспечения решения прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации, показывающего возможность учета денудации разреза.

№ слоя от ос-нования	Мощность (h), м	Теплопроводность (λ), Вт/м/град	Температуро-проводность (a), м ² /сек	Плотность радиоактивного тепловыделения (f), Вт/м ³	Время осадконакопления (Δt), млн лет	Условное название слоя
1	3000	0.5	2e-8	3.16837505449605090E-06	30	'sloy1'
2	1000	0.25	1e-8	3.16837505449605090E-06	20	'sloy2'
3	2000	1	4e-8	3.16837505449605090E-06	10	'sloy3'
3	-1000	1	4e-8	3.16837505449605090E-06	5	'srez'

Таблица 3. Литостратиграфическая колонка на участке Полярнинской скважины 1 (1-П) в Лунской впадине Сахалина – исходные параметры осадочного разреза для исследования факторов максимума палеотемператур.

№ слоя от ос-нования	Мощность, м	Тепло-проводность, Вт/м/град	Температуро-проводность, м ² /сек	Плотность радиоактивно-го тепловыде-ления, Вт/м ³	Время осадко-накопления (денудации), млн лет	Стратигра-фический индекс	Коэффициенты зависимости плотности отложений от глубины $\sigma(Z)=B_1-B_2 \cdot \exp(-B_3 \cdot Z)$		
							B ₁	B ₂	B ₃
1	2250	2.15	9.5e-7	1.2e-6	130	'Mz'	2.70	1.37	1.24
1	-1450	2.15	9.5e-7	1.2e-6	21	'-Mz'	-	-	-
2	380	1.67	9.5e-7	1.25e-6	24	'P'	2.70	1.28	0.76
3	1380	1.63	8e-7	1.2e-6	9	'br'	2.71	0.58	0.36
4	1450	1.44	8e-7	1.15e-6	1.5	'dg'	2.70	0.65	0.32
4	-550	1.44	8e-7	1.15e-6	1.5	'-dg'	-	-	-
5	360	1.28	6.6e-7	1.1e-6	2	'ok'	2.70	0.88	0.64
6	400	1.15	7e-7	1.1e-6	8	'nt'	2.69	0.64	0.48
6	-340	1.15	7e-7	1.1e-6	3	'-nt'	-	-	-

Проверим устойчивость решения обратной задачи. Внесем в данные "измерений" десятипроцентный случайный шум и решим задачу (6). Полученный результат отличается от результата на незашумленных данных не более чем на 3%, т.е. меньше, чем на уровень шума. Это позволяет сделать вывод об устойчивости разработанного алгоритма решения обратной задачи к погрешностям в исходных данных.

Ниже приводятся результаты исследований термической истории осадочного разреза западного борта Лунской впадины Сахалина, выходящей через транзитную зону на присахалинский шельф, и осадочного разреза восточной части Нижневартовского свода Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – территории лицензионного участка ОАО "Томскнефть".

ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ПАЛЕОТЕМПЕРАТУР НА ПРИМЕРЕ ОСАДОЧНОГО РАЗРЕЗА ЛУНСКОЙ ВПАДИНЫ САХАЛИНА

Исследования проводились для одного из нефтегазоперспективных стратиграфических уровней – для палеогеновых отложений Лунской впадины (рис. 4). На обзорной карте границы нефтегазоносных осадочных бассейнов (НГБ или НГОБ) совпада-

ют с границами осадочно-породных бассейнов [5, 44], представленных, как правило, впадинами и прогибами. Аббревиатура нефтегазоносного осадочного бассейна в наших работах, вслед за А.Э. Конторовичем [29], дается как НГБ. На острове Сахалин НГБ отождествлены с элементами тектонического районирования, по В.М. Радюшу.

Рассчитывались палеотемпературы в литостратиграфической колонке, вмещающей Полярнинскую скважину 1 (1-П). Скважина расположена в контуре разведываемого Полярнинского нефтяного месторождения, приуроченного к борским отложениям нижнего миоцена. Исходные параметры разреза приведены на рисунке 5 и в таблице 3. Исходное значение теплового потока из основания было рассчитано [22] решением обратной задачи геотермии и задано 0.042 Вт/м². Целевыми параметрами исследований являлись максимум палеотемператур средней части палеогеновой толщи и время его проявления. Во всех проведенных исследованиях фиксированные параметры разреза брались равными исходным. Изменяемые параметры изменялись так, чтобы перекрыть самый широкий диапазон реальных природных ситуаций Дальневосточного региона.

Исследовалось влияние вариаций значений следующих параметров: плотности теплового по-

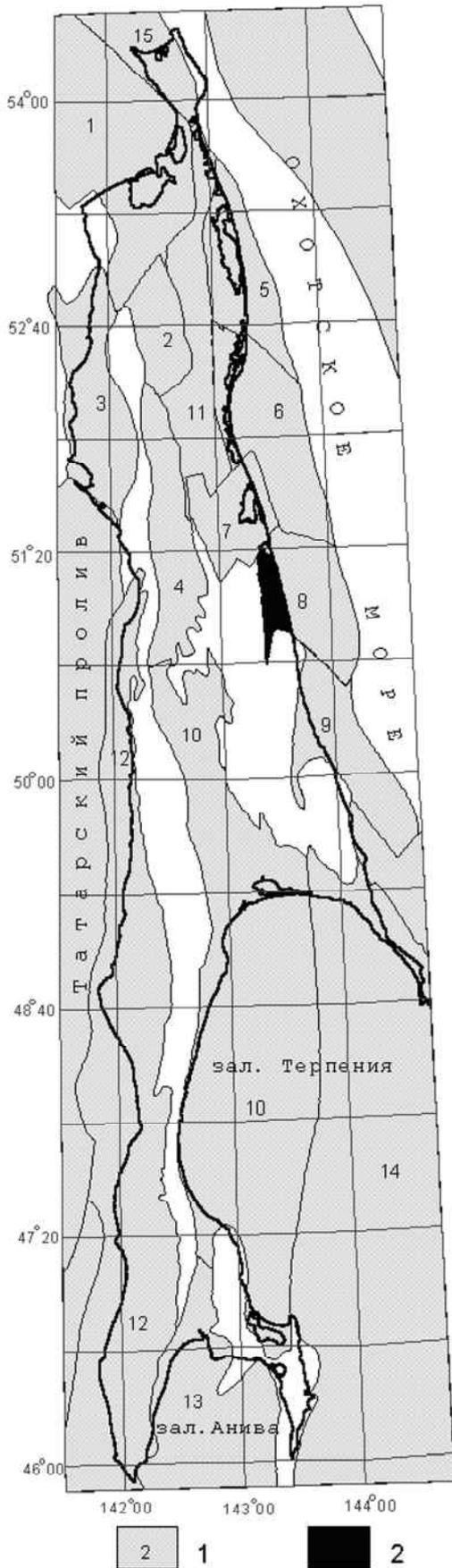


Рис. 4. Обзорная карта размещения кайнозойских нефтегазовых осадочных бассейнов Сахалина (элементы тектонического районирования – по В.М. Радюшу, 1988).

1 – границы, площади и номера осадочных бассейнов: 1 – Байкальский (Байкальская впадина); 2 – Валский (Валская впадина); 3 – Погибинский (Погибинский прогиб); 4 – Нышско-Тымский (Нышская и Тымская впадины); 5 – Пильтунский (Пильтунская впадина); 6 – Чайвинский (Чайвинская впадина); 7 – Набильский (Набильская впадина); 8 – Лунский (Лунская впадина); 9 – Пограничный (Пограничная впадина); 10 – Макаровский (Макаровский прогиб); 11 – Дагинский (Дагинское поднятие); 12 – Западно-Сахалинский (Александровский прогиб, Бошняковское поднятие, Ламанонский прогиб, Красногорское поднятие, Чеховский прогиб, Холмское поднятие, Крильонское поднятие); 13 – Анивский (Анивский прогиб); 14 – залива Терпения (прогиб залива Терпения); 15 – Шмидтовский (Шмидтовское поднятие). 2 – территория исследования факторов максимума палеотемператур осадочных отложений в пределах Лунской впадины.

тока из основания; мощностей свит; теплопроводности, температуропроводности, плотности радиоактивных источников отложений свит; скоростей накопления свит. По результатам исследований получены графические зависимости, часть которых приведена на рисунке 6. Полученные зависимости позволяют сделать следующие выводы.

Наиболее существенными факторами, влияющими на величину максимума палеотемпературы, являются:

1. Величина плотности теплового потока из основания (прямая линейная зависимость).
2. Теплопроводность дагинских и борских отложений, непосредственно перекрывающих палеогеновые осадки (чем больше теплопроводность, тем меньше максимум, нелинейная зависимость).
3. Плотность радиоактивных источников в осадочных отложениях (при исходных параметрах разреза их вклад составляет порядка 10 %, прямая линейная зависимость).
4. Мощность осадочного чехла (прямая линейная зависимость).
5. Скорость осадконакопления, при ее величинах, в 5–10 раз превышающих исходную (обратная нелинейная зависимость).
6. Наличие размывов перекрывающих отложений, которые приводят к охлаждению осадочного чехла.

Наиболее существенными факторами, влияющими на время проявления максимума палеотемпературы, являются:

1. Теплопроводность перекрывающих отложений (чем больше величина теплопроводности, тем раньше достигается максимум палеотемператур).

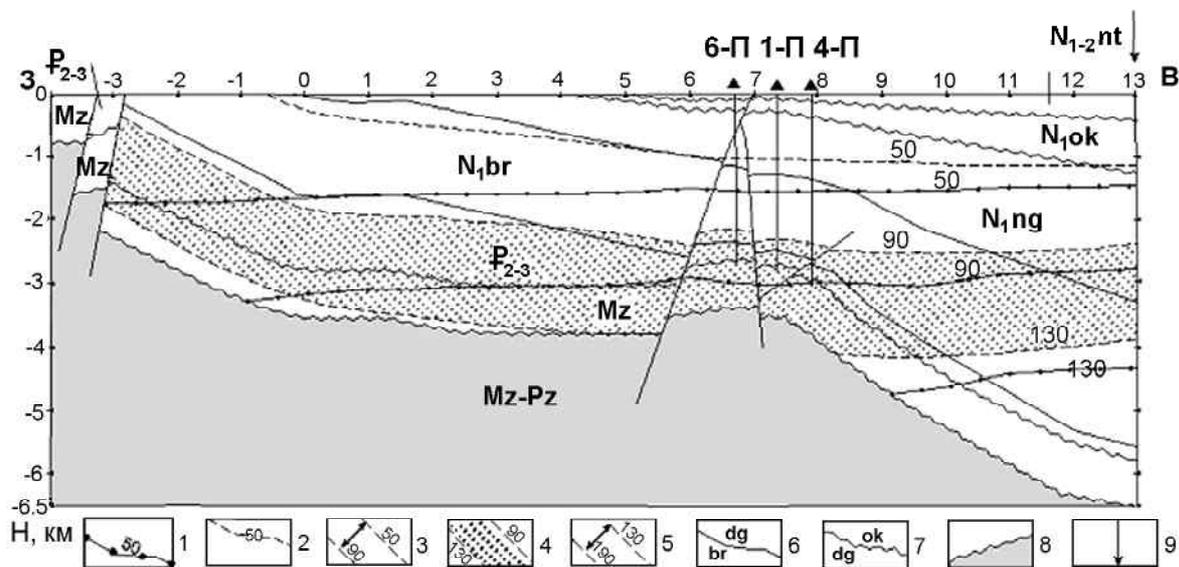


Рис. 5. Геотемпературный разрез вдоль субширотного профиля Лунской впадины Сахалина (по [22]).

1 – изотермы современных температур, °С; 2 – изотермы максимальных палеотемператур, °С; 3 – зона газа первой генерации; 4 – главная зона нефтеобразования; 5 – зона газа второй генерации и конденсата; 6 – геологические границы; 7 – эрозионный срез; 8 – мезозойско-палеозойское основание Лунской впадины; 9 – берег Охотского моря. Отложения геологического разреза: N_{1-2-nt} – нутовская свита (плиоцен – верхний миоцен); N_{1ok} – окобыкайская свита (средний миоцен); N_{1dg} – дагинская свита (средний миоцен); N_{1br} – борская свита (нижний миоцен); P_{2-3} – нерасчлененные пиленгская, мутновская и люкаменская свиты; Mz – нерасчлененные верхнемеловые и юрские отложения.

2. Скорости осадконакопления (чем больше скорость осадконакопления, тем позже достигается максимум палеотемпературы).

3. Наличие размытых перекрывающих отложений, которые могут обуславливать абсолютный и несколько относительных максимумов палеотемпературы в геологическом прошлом.

Интересно проследить и важно учитывать изменение мощностей стратиграфических комплексов в течение тектонической истории НГБ под воздействием уплотнения при погружении (1) и эрозии. Этот процесс иллюстрирован [22, рис. 4] результатами палеотектонических реконструкций разреза субширотного профиля 11 Лунской впадины. К примеру, первоначальная мощность борских отложений (16 млн лет назад) составляла 1516 м, что на 10% больше современной мощности, палеогеновых отложений (25 млн лет назад) – 573 м, что на 50% больше современной мощности, юрско-меловых отложений (49 млн лет назад, после завершения процесса их денудации) – 895 м, что на 12% больше современной мощности. Однако, если суммировать размытую часть меловых отложений – порядка 1450 м, то палеомощность (70 млн лет назад, на начало процессов денудации) составит уже 2345 м. Это в 3 раза больше современной мощности. Приведенные оценки дают представление о сложной и не всегда очевидной термической

истории НГБ, тесно связанной с тектонической историей осадочного чехла.

Существуют различные оценки [9, 23, 42 и др.] нефтегазоперспективности меловых отложений Сахалина. Поэтому интересны результаты палеотектонического и палеотемпературного анализа *юрско-меловых отложений* на участке Полярнинской скважины 1 (табл. 4). Термическая история юрско-меловых отложений показывает, что меловые отложения в районе скважины уже в период их накопления длительное время (около 30 млн лет) достигали порога образования раннекатагенетического газа. Определенная часть УВ-потенциала меловых отложений могла быть реализована в виде газовых залежей допалеогенового возраста. Возможно, что эти залежи были разрушены во время палеоцен-эоценовой эрозии.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование выполнены для разреза поисково-разведочных скважин на Малореченском локальном поднятии (рис. 7). Малореченская скважина 121 вскрыла палеозойские порфириды на глубине 2664 м. Промышленные притоки нефти получены из интервала 2448–2457 м в песчаных плас-

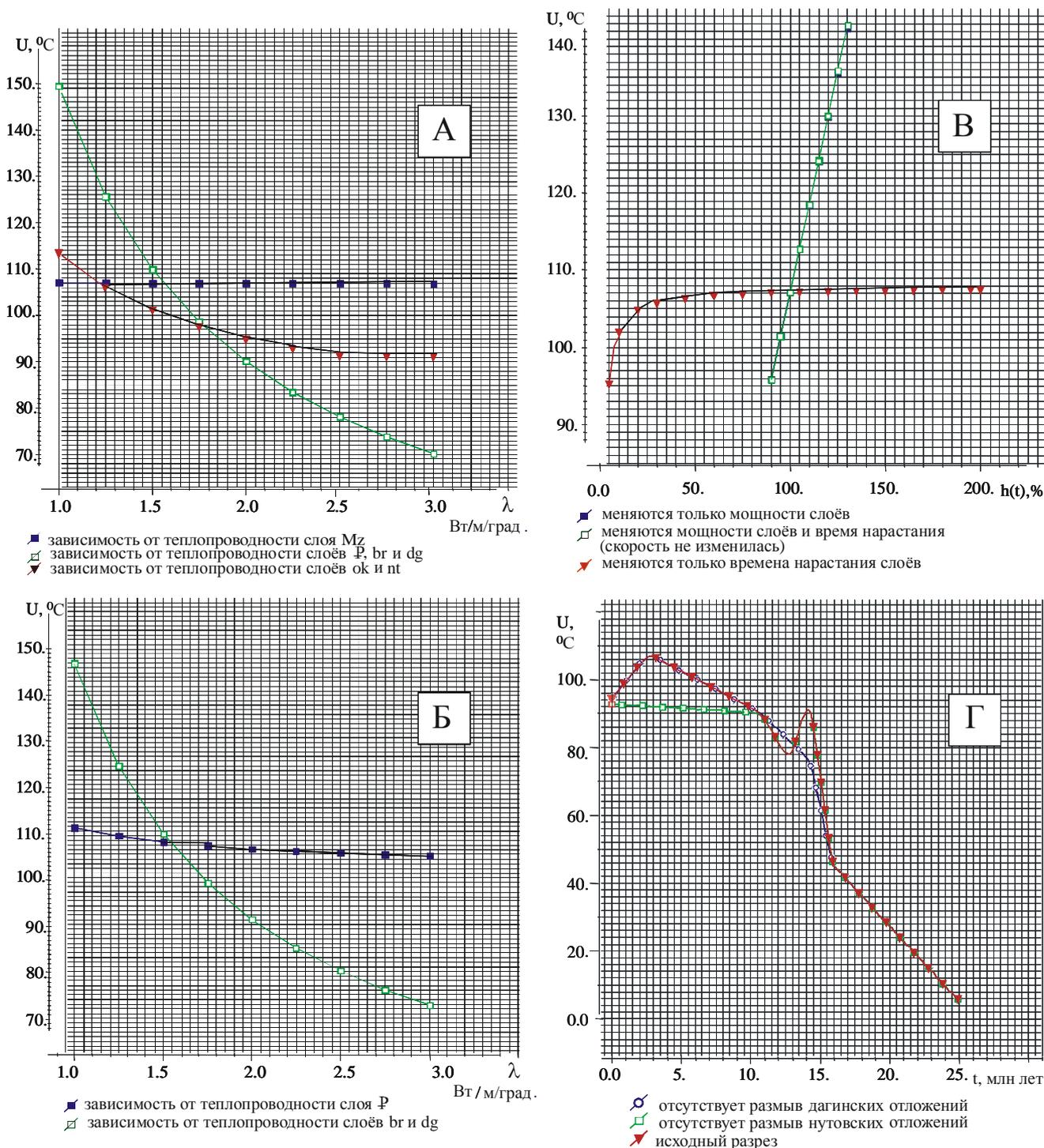


Рис. 6. Результаты исследования факторов максимума палеотемператур средней части палеогеновой толщи Лунской впадины Сахалина на участке Полярнинской скважины 1 (1-П).

А – зависимость величины максимальной палеотемпературы от теплопроводности: верхнемеловых и юрских отложений (Mz); пиленгских, мутновских и люкаменских, борских и дагинских отложений (P, br и dg); окобыкайских и нутовских отложений (ok и nt); Б – зависимость величины максимальной палеотемпературы от теплопроводности: отложений P; отложений br и dg; В – зависимость величины максимальной палеотемпературы от скорости осадконакопления (по горизонтальной оси заданы мощности (время нарастания) слоёв в процентах по отношению к исходным параметрам осадочного разреза); Г – зависимость величины температуры от времени (0 – настоящее время): для случая исходных параметров осадочного разреза; в предположении отсутствия размыва отложений dg; в предположении отсутствия размыва отложений nt.

Таблица 4. Результаты палеотектонического и палеотемпературного анализа разреза юрско-меловых отложений на участке Полярнинской скважины 1 в Лунской впадине Сахалина.

№ п/п	Анализируемые характеристики				
	Палео-разрез, млн лет	Мощность осадочного чехла, м	Мощность юрско-меловых отложений, м	Геотемпература на уровне эрозионного среза юрско-меловых отложений, °С	Геотемпература в нижней части юрско-меловых отложений, °С
1	0	3888	800	93	107
2	1	3993	800	100	112
3	2	4106	800	104	118
4	3	4220	800	106	120
5	11	3877	802	89	103
6	13	3490	802	80	94
7	14,5	4040	802	88	102
8	16	2793	849	53	67
9	20	2204	869	39	52
10	25	1468	895	17	31
11	35	1229	895	12	26
12	49	895	895	2	16
13	55	1309	1309	12	26
14	60	1654	1654	18	32
15	65	2000	2000	24	38
16	70	2345	2345	33	46
17	75	2282	2282	31	44
18	80	2220	2220	30	44
19	85	2158	2158	28	42
20	90	2096	2096	26	40
21	95	2033	2033	26	40
22	100	1971	1971	24	38
23	110	1846	1846	22	36
24	120	1722	1722	20	34
25	130	1597	1597	16	30
26	140	1473	1473	14	28
27	150	1348	1348	12	26
28	160	1143	1143	8	22
29	170	857	857	2	16
30	180	571	571	-	10
31	190	285	285	-	4
32	199	28	28	-	0

тах васюганской свиты оксфордского возраста (157–163 млн лет), пластовые температуры флюида – 88–90°C. Стратиграфические разбивки скважин приняты по материалам "Томскнефтегазгеологии", плотности пород выделенных свит и толщ – по материалам обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа в кандидатской диссертации "Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях" (С.Ф. Богачев, 1987). По значениям пластовых температур в Малореченской скважине 121 решением обратной задачи геотермии рассчитан тепло-

вой поток 0.052 Вт/м². Эта величина согласовалась с экспериментальным определением плотности теплового потока в скважине – 0.0506 Вт/м² [26]. Сделано допущение, что в районе скважин плотность теплового потока из палеозойского основания за последние 200 млн лет существенно не менялась, мезозойско-кайнозойские осадки практически не размывались.

Далее, используя рассчитанную величину теплового потока из основания, смоделированы распределения температур в разрезе на моменты начала и завершения формирования каждой 21 свиты (толщи) мезозойско-кайнозойского возраста и триасовой коры выветривания. В таблице 5 приведены полученные результаты моделирования палеотемператур и мощностей осадочной толщи.

Интересно рассмотреть результаты расчетов при других предположениях. Если допустить, что к концу юрского времени в васюганских отложениях существовали температуры генерации раннекатагенетического газа – не менее 50°C, то плотность теплового потока из палеозойского основания в юрское время должна составлять порядка 1.0 Вт/м². Если допустить, что к концу юрского времени в васюганских отложениях существовали температуры главной зоны нефтеобразования (ГЗН) – не менее 90°C, то плотность теплового потока должна достигать 2.0 Вт/м², т.е. превышать максимальные аномалии современных вулканов [8].

По результатам палеотектонического и палеотемпературного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Условия для газогенерации в продуктивных юрских отложениях наступили на рубеже позднего и раннего мела (альб–сеноман, 92–114 млн лет), после формирования покурской свиты, при общей мощности мезозойских осадков 1700 м.

2. Условия для генерации нефти в юрских отложениях наступили на рубеже олигоцен–миоцен (24–32 млн лет), после формирования некрасовской свиты, при общей мощности мезозойско-кайнозойских осадков 2600 м.

3. Катагенетическая ГЗН своей большей частью расположена в коре выветривания и палеозойском основании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геотемпературная модель (3)–(5) и (1)–(2) описывается уравнением кондуктивного распространения тепла в твердом неоднородно-слоистом теле с динамической верхней границей, внутренними источниками и тепловым потоком через нижнюю гра-

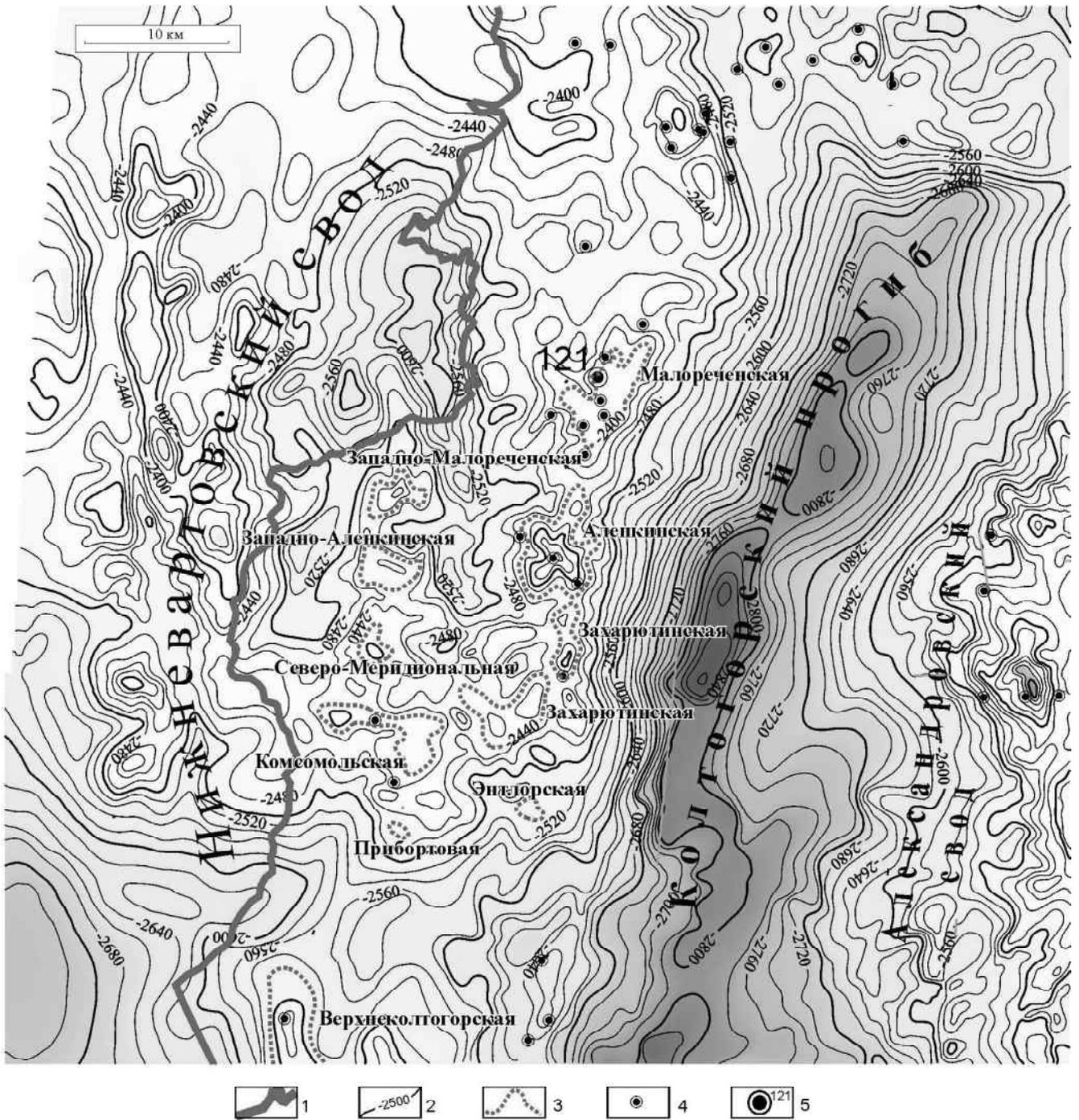


Рис. 7. Обзорная карта размещения поисково-разведочных скважин в восточной части Нижневартовского свода Западной Сибири (элементы тектонического районирования – по А.Э. Конторовичу, 2001).

1 – граница территорий Тюменской и Томской областей; 2 – изогипсы отражающего горизонта по подошве баженовской свиты, м; 3 – контуры положительных локальных структур; 4 – скважины поисково-разведочного бурения; 5 – скважина Малореченская 121 – объект иллюстрации палеотектонического и палеотемпературного анализа осадочного разреза.

Таблица 5. Распределение геотемператур и динамика зон нефтегазогенерации в разрезе Малореченской скважины 121 в восточной части Нижневартовского свода Западной Сибири.

№ п/п	Свита, толща	Кровля, м	Мощность, м	Возраст		Геотемпературы в центре свиты, толщи (°С) в палеоразрезе								
				индекс	млн лет	0 (млн лет)	1,64 (млн лет)	4,71 (млн лет)	24,0 (млн лет)	32,3 (млн лет)	41,7 (млн лет)	54,8 (млн лет)		
1	Четвернические	0	2	Q	0-1,64	0,0								
2	Плиоценовые	2	6	N ₂	1,64-4,71	0,3	0,0							
3	Миоценовые	8	37	N ₁	4,71-24,0	1,2	0,8	0,8						
4	Некрасовская	45	246	P _{3h+r}	24,0-32,3	7,0	7,0	6,6	4,9					
5	Чеганская	291	112	P _{3r} +P _{2p}	32,3-41,7	18,4	14,0	13,9	12,2	2,4				
6	Люлинворская	403	179	P _{2b} +I+i	41,7-54,8	20,0	20,0	19,6	18,3	8,1	3,7			
7	Талицкая	582	60	P _{1t} +m	54,8-61,7	24,9	24,9	24,5	23,2	13,0	7,7	1,2		
8	Ганькинская	642	170	P _{1d} -K _{2m}	61,7-73,2	29,7	29,4	29,3	27,6	17,8	12,9	6,0		
9	Славгородская	812	125	K _{2km} +st	73,2-86,5	35,3	35,3	35,3	33,5	23,4	18,9	11,6		
10	Ипатовская	937	1	K _{2st} +k+t	86,5-89,8	38,1	38,0	37,6	35,9	26,1	21,3	14,3		
11	Кузнецовская	938	20	K _{2t}	89,8-91,6	38,4	38,4	38,0	36,3	26,5	21,7	14,7		
12	Покурская	958	699	K _{2s} -K _{1al}	91,6-114,1	51,5	51,5	51,1	49,3	39,6	34,7	27,8		
13	Алымская (Кошайская пачка)	1657	25	K _{1a}	114,1-116,3	64,4	64,4	64,0	62,6	52,5	48,0	40,7		
14	Алымская (Пласт А)	1682	45	K _{1a}	116,3-120,2	65,4	65,4	65,4	63,5	53,5	49,0	42,0		
15	Киялинская	1727	277	K _{1br} +q	120,2-132,4	71,1	71,1	70,7	68,0	59,2	54,7	47,0		
16	Тарская	2004	103	K _{1v}	132,4-136,1	77,4	77,0	77,0	75,2	65,4	60,6	53,3		
17	Куломзинская	2107	323	K _{1v} +b	136,1-145,8	84,2	84,1	83,8	82,0	72,2	67,7	60,4		
18	Баженовская	2430	14	J _{3tt} (v)	145,8-151,2	89,6	89,6	89,2	87,4	77,7	73,2	65,8		
19	Георгиевская	2444	1	J _{3km}	151,2-156,6	89,9	89,6	89,5	87,7	77,7	73,2	66,1		
20	Васюганская	2445	66	J _{3o}	156,6-162,9	90,9	90,9	90,5	88,7	79,0	74,1	67,1		
21	Тюменская	2511	134	J ₁₋₂	162,9-208,0	94,1	94,1	93,7	91,9	82,2	77,7	70,4		
22	Кора выветривания	2645	19	T	208-213,0	96,4	96,4	96,3	94,5	84,4	79,9	72,6		
23	Фундамент	2664		PZ										
24	Мощность разреза, м		2664			2664	2662	2656	2619	2373	2261	2082		

ницу. Адекватность модели термоллю мезокайнозойских осадочных толщ подтверждается удовлетворительной сходимостью результатов численного расчета геотемператур U с экспериментальными данными о палеотемпературах – определениями отражательной способности витринита R из керна [20]. Так, 12 определений отражательной способности витринита из керна 4 скважин Лунской впадины составили с расчетными температурами разницу в $\pm 8^\circ\text{C}$.

Переход от R к U осуществляется по линейной зависимости, полученной по усредненным данным [36, стр. 121].

Как следует из математической модели, геотемпературы – это интегральный показатель воздействия теплового потока, вмещающей осадочной толщи и фактора геологического времени. По сути, принятая в нашей работе геотемпературная модель – это средство количественного учета воздействия на созревание OB комплекса факторов динамической системы: глубинного теплового потока; тепловыделения радиоактивных источников осадочной толщи; мощности осадков, их скорости

накопления (в т.ч. перерывов и эрозий) и уплотнения при погружении. Через коэффициенты теплопроводности, температуропроводности и удельной радиоактивной теплогенерации учитывается литология вмещающих толщ.

Применение в качестве базовой модели для прогнозирования материнских пород – геотемпературной представляется обоснованным и эффективным методом. Максимальные геотемпературы являются интегральным, наиболее действенным признаком для прогнозирования пород с разной степенью катагенетической зрелости OB , зон интенсивной генерации UB и их преимущественного фазового состояния.

Вариации состава керогена (в зависимости от соотношения в OB сапропелевой и гумусовой составляющих) могут являться причиной некоторых отклонений от принятой схемы катагенеза и зональности процессов нефтегазообразования [52]. Возможно смещение зон интенсивной генерации UB относительно шкалы температур (подэтапов катагенеза) на $10-15^\circ\text{C}$ или несколько больше [16,

Таблица 5. (Продолжение)

№ п/п	Геотемпературы в центре свиты, толщи (°С) в палеоразрезе														
	61,7 (млн лет)	73,2 (млн лет)	86,5 (млн лет)	89,8 (млн лет)	91,6 (млн лет)	114,1 (млн лет)	116,3 (млн лет)	120,2 (млн лет)	132,4 (млн лет)	136,1 (млн лет)	145,8 (млн лет)	151,2 (млн лет)	156,6 (млн лет)	162,9 (млн лет)	208 (млн лет)
1															
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8	3,6														
9	9,2	2,3													
10	11,9	5,0	0,0												
11	12,3	5,4	0,4	0,3											
12	25,4	18,5	13,4	13,4	11,8										
13	38,3	31,4	26,4	26,3	23,9	0,4									
14	39,3	32,4	27,7	27,7	25,2	1,7	0,7								
15	44,6	37,7	33,0	33,0	30,5	7,0	6,0	4,6							
16	<i>50,9</i>	44,0	39,3	39,3	36,8	13,3	12,3	10,8	1,6						
17	58,0	<i>51,1</i>	46,1	46,0	43,6	20,0	19,4	17,6	8,4	5,2					
18	<i>63,1</i>	<i>56,6</i>	<i>51,5</i>	<i>51,5</i>	49,0	25,5	24,8	23,0	13,8	10,7	0,3				
19	<i>63,4</i>	<i>56,8</i>	<i>51,9</i>	<i>51,8</i>	49,3	25,8	24,8	23,4	14,1	11,0	0,6	0,0			
20	<i>64,7</i>	<i>57,9</i>	<i>52,8</i>	<i>52,8</i>	<i>50,3</i>	26,8	26,1	24,4	15,4	12,0	1,3	1,2	1,0		
21	<i>68,0</i>	<i>61,1</i>	<i>56,1</i>	<i>56,0</i>	<i>53,5</i>	30,0	29,3	27,6	18,3	15,2	4,8	4,2	4,2	2,2	
22	<i>70,2</i>	<i>63,3</i>	<i>58,6</i>	<i>58,6</i>	<i>56,1</i>	32,6	31,6	30,1	20,9	17,8	7,4	6,7	6,7	4,5	0,3
23															
24	2022	1852	1727	1726	1706	1007	982	937	660	557	234	220	219	153	19

51.5 – курсивом обозначены температуры условий генерации раннекатагенетического газа,

91.9 – жирным шрифтом обозначены температуры главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

50]. Каталитическое влияние литологии вмещающих отложений на созревание ОВ пока количественно не оценивается.

При прогнозировании нефтегазоносности методом палеотемпературного моделирования им следует пользоваться внимательно. Эмиграционный потенциал материнских толщ и степень его реализации в виде залежей УВ будут зависеть от «литологических ассоциаций» отложений (по составу и генезису) и «типа разреза» (по соотношению флюидоупоров, коллекторов и нефтегазопроизводящих пород) [5]. Вместе с тем, палеотемпературный анализ в условиях обычного дефицита данных прямых методов может явиться основной далеко идущих прогнозных построений [17].

Есть еще один важный прогностический аспект, вытекающий из результатов палеотектонического и палеотемпературного анализа. Речь идет

о сингенетичности созревания ОВ материнских пород и формирования структурных планов площадей нефтегазосбора и локальных ловушек [30], или об опережающем развитии структур [14]. Если палеотектонические реконструкции выполняются хотя бы в профильном варианте, то предоставляется возможность анализировать палеоструктурные обстановки площадей нефтегазосбора и локальных структурных форм, т.е. наряду с условиями генерации УВ анализируются условия возможной миграции, аккумуляции и консервации в "терминальных точках". При построении палеоструктурных карт и анализе площадей нефтегазосбора, палеотектоническом анализе локальных структур в отложениях различного стратиграфического уровня необходимо учитывать время генерации УВ, обусловленное термической историей осадочного разреза.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аммосов И. И., Горшков В. И., Гречишников Н.П., Колмыков Г.С. Палеогеотермические критерии размещения нефтяных залежей. М.: Недра, 1977. 156 с.
2. Бочкарев А. В., Делия С. В., Карпов П. А., Самойленко Г. Н., Степанов А. Н. Опыт предлицензионной оценки перспектив нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 2001. № 2. С. 7–12.
3. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. 1997. № 6. С. 1070–1078.
4. Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Джеваншир Р. Д. Моделирование систем нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1990. 295 с.
5. Варнавский В.Г., Коблов Э.Г., Буценко Р.Л., Деревскова Н.А., Иваньшина Л.П., Кириллова Г.Л., Крапивенцева В.В., Кузнецов В.Е., Тронова Т.Ю., Уткина А.И. Литолого-петрофизические критерии нефтегазоносности. М.: Наука, 1990. 270 с.
6. Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В. Главная фаза нефтеобразования // Вестн. МГУ. Геология. 1969. № 6. С. 3–27.
7. Веселов О. В., Волкова Н. А. Радиоактивность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны тихоокеанского типа. Владивосток, 1981. С. 51–70.
8. Веселов О. В., Соинов В. В. Тепловой поток Сахалина и южных Курильских островов // Геодинамика тектоносферы зоны сочленения Тихого океана с Евразией. Т. IV. Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 1997. С. 153–176.
9. Волгин П. Ф., Исаев В. И., Косыгин В. Ю. Нефтегазоносность верхнемеловых отложений южной части Сахалина // Тихоокеан. геология. 2003. №1. С. 61–67.
10. Галушкин Ю. И., Смирнов Я. Б. Термическая история осадочных бассейнов: экспресс-методы оценки теплового потока // Геология и геофизика. 1987. № 11. С. 105–112.
11. Гедберг Х.Д. Геологические аспекты происхождения нефти. М.: Недра, 1966. 124 с.
12. Гольмшток А. Я. Тепловой поток в накапливающихся осадках // Геотермические исследования на дне акватории. М.: Наука, 1988. С. 74–88.
13. Грамберг И. С., Евдокимова Н. К., Супруненко О. И. Катагенетическая зональность осадочного чехла Баренцево-морского шельфа в связи с нефтегазоносностью // Геология и геофизика. 2001. № 11–12. С. 1808–1820.
14. Грецкая Е.В., Ильев А.Я., Кононов В.Э. Прогноз нефтегазоносности, нефтегеологический и коммерческий интерес и риск // Материалы международного научного симпозиума "Строение, геодинамика и металлогения Охотоморского региона и прилегающих частей Северо-Западной Тихоокеанской плиты". Т. 2. Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 2002. С. 49–52.
15. Дучков А. Д., Галушкин Ю. И., Смирнов Л. В., Соколова Л. С. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 1990. № 10. С. 51–60.
16. Ермаков В. И., Скоробогатов В. А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. М.: Недра, 1986. 222 с.
17. Ерофеев Л. Я., Исаев В. И. О применении палеотемпературного моделирования для прогнозирования нефтематеринских пород палеозойского разреза юга Западной Сибири // Труды международной конференции "Нефтегазовому образованию в Сибири 50 лет". Томск, 2002. С. 53–55.
18. Исаев В. И., Волкова Н. А., Ним Т. В. Решение прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации // Тихоокеан. геология. 1995. № 3. С. 73–80.
19. Исаев В. И., Волкова Н. А. Прогнозные оценки перспективности объектов нефтегазопроисхождения методами геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Тихоокеан. геология. 1997. № 2. С. 58–67.
20. Исаев В. И., Косыгин В. Ю., Соловейчик Ю. Г., Юрчук А. А., Гуленок Р. Ю., Шпакова Н. В. Проблемы оценки нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона // Геофиз. журн. 2002. № 1. С. 28–52.
21. Исаев В. И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазоаккумуляции по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофиз. журн. 2002. № 2. С. 60–70.
22. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г., Рояк М.Э. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. 2002. № 6. С. 48–54.
23. Коблов Э.Г. Комментарии к статье П.Ф. Волгина, В.И. Исаева, В.Ю. Косыгина «Нефтегазоносность верхнемеловых отложений южной части Сахалина // Тихоокеан. геология. 2003. №1. С. 68–70.
24. Кононов В. Э., Сергеев К. Ф., Аргенов В. В., Биккенина С. К., Жигулев В. В., Жильцов Э. Г. Возможности сейсморазведки МПВ при нефтегазопроисхождении на северо-восточном шельфе о. Сахалин // Тихоокеан. геология. 1998. № 5. С. 27–38.
25. Конторович А. Э., Трофимук А. А. К методике изучения истории залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 1973. № 7. С. 18–24.
26. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
27. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 248 с.
28. Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. М.: Недра, 1976. С. 19–36.
29. Конторович А.Э. Генетические принципы раздельного прогноза нефтеносности и газосносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978. С. 189–204.
30. Красавчиков В.О. Компьютерное моделирование направлений возможной миграции углеводородных флюидов и зон их потенциальной аккумуляции // Геология и геофизика, 2000. №3. С. 356–370.
31. Кутас Р. И., Цвященко В. А. Влияние осадконакопления на тепловое поле Черноморской впадины // Геофиз. журн. 1993. № 1. С. 23–35.
32. Левин Л. Э. Термический режим и потенциал нефтегазоносности осадочных бассейнов Черноморско-Каспийского региона // Разведка и охрана недр. 2001. № 2. С. 9–13.
33. Максимов С. П., Калинин М. К., Бортуева Т. А., Молодых Г.

- Н. Геотермические условия развития цикла нефтегазообразования // Геология нефти и газа. 1975. № 11. С. 35–41.
34. Мишин В. В., Иванов С. Л., Исаев В. И. Плотностная характеристика осадочного чехла Ичинского прогиба Западной Камчатки // Тихоокеан. геология. 1989. № 4. С. 89–93.
35. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа М.: Недра, 1984. 80 с.
36. Нестеров И. И., Шпильман В. И. Теория нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1987. С. 232.
37. Парпарова Г. М., Неручев С. Г., Жукова А. В., Трушков А. П., Баженов Т. К., Буряк В. Н., Дьяконов А. И., Зеличенко И. И., Калмыков Г. С., Котов В. С., Кобахидзе А. Д., Лебедев В. А., Лебедева Г. В., Макаров К. К., Рогозина Е. А., Соболев В. С., Чичуа Б. К., Шуменкова Ю. М. Катагенез и нефтегазоносность. Л.: Недра, 1981. 240 с.
38. Подгорных Л. В., Хуторской М. Д., Поселов В. А., Павленкин А. Д. Объемная геотермическая модель литосферы Баренцевоморского региона // Разведка и охрана недр. 2000. № 12. С. 54–59.
39. Полякова И. Д., Колганова М. М., Соболева Е. И., Рязанова Т. А., Ушакова Н. Е. Геохимические показатели нефтегазообразования в мезокайнозойских отложениях Среднеамурской впадины // Тихоокеан. геология. 1993. № 1. С. 49–57.
40. Романовский С.Н. Седиментологические основы литологии Л.: Недра, 1977. 408 с.
41. Рояк М.Э., Соловейчик Ю.Г., Шурина Э.П. Сеточные методы решения краевых задач математической физики. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1998. 120 с.
42. Сальников Б.А., Иваньшина Л.П., Сальникова Н.Б., Туренко Т.В. Новый разрез верхнего мела на Северном Сахалине // Тихоокеан. геология. 2001. №1. С. 48–56.
43. Свистунов Е. П. Зональность теплового поля и нефтегазообразование в Охотско-Камчатском бассейне // Вест. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2001. № 2. С. 55–57.
44. Соколов В. А. Новые идеи в геологии нефти и газа: Избранные труды. М.: Изд-во МГУ, 2001. 480 с.
45. Справочник физических констант горных пород (ред. С. Кларк мл.). М.: Мир, 1969. 544 с.
46. Старостенко В. И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. думка, 1978. 228 с.
47. Тараненко Е. И., Тарсис А. Д., Хахимов М. Ю. Строение главной зоны нефтеобразования по данным термолитического анализа керогена // Геология нефти и газа. 2000. № 4. С. 46–50.
48. Тихомиров В. М. Плотность горных пород и геологическое картирование в условиях Сахалина. М.: Наука, 1970. 112 с.
49. Филиппов Ю. А., Болдушевская Л. Н., Кринин В. А., Конторович А. А., Меленевский В. Н. Применение пиролиза для изучения катагенеза органического вещества мезозойских отложений Енисейско-Хатангской и северо-восточной части Пур-Тазовской нефтегазоносных областей // Геология и геофизика. 1999. № 12. С. 1837–1842.
50. Фомин А.Н. Углететрографические исследования в нефтяной геологии. Новосибирск: Изд-во ИГиГ СО АН СССР, 1987. 166 с.
51. Фомин А. Н., Конторович А. Э., Красавчиков В. О. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2001. № 11–12. С. 1875–1887.
52. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982, 704 с.
53. Харленд У.Б., Кокс А.В., Ллевеллин П.Г., Пиктон К.А.Г., Смит А.Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. М.: Мир, 1985. 140 с.

Поступила в редакцию 15 сентября 2003 г.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

V.I. Isaev

Paleotemperature modeling of the sedimentary section, and oil-and-gas generation

The method of paleotemperature modeling allowing calculation of temperature in a sedimentary section at any moment of geological time has been developed. The method is fulfilled by the computer-aided technology of paleotectonic reconstructions, geotemperature modeling, and identification of oil and gas source rocks. The reconstructions are based on “the method of alignment of profiles” (V.B. Neiman, 1984) with consideration for nonlinear consolidation of deposits in the course of subsidence. The geotemperature model is described by the equation of conductive distribution of heat in a solid non-uniformly layered body with an upper dynamic boundary, internal sources and thermal flow through the lower boundary. The scheme of catagenesis and temperature zoning of the processes of oil-and-gas formation (A.E. Kontorovich and other, 1976, 1997) was accepted to distinguish generation zones in the section – to predict oil and gas source rocks. The factors of the maximum of paleotemperatures for a Paleogene rock sequence and the thermal history of Cretaceous deposits are exemplified by the sedimentary section of the Lunskeya basin on Sakhalin. An analysis of tectonic and temperature conditions of hydrocarbon generation was made for the Mesozoic-Cenozoic section of the Nizhnevartovsk arch in Western Siberia. A conclusion was made of the effectiveness of paleotemperature modeling for prediction of source rocks at regional-and-zonal and prospecting stages of the study of the sedimentary basin. Proceeding from the thermal history of the sedimentary section, it is possible to estimate the time of generation – the geological age of hydrocarbons.