

УДК 550.36

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ И ЭМИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

С.А. Попов, В.И. Исаев

Томский политехнический университет
E-mail: postal578@mail.ru; isaev_sah@mail.ru

По проблеме моделирования процессов нефтеобразования выполнен анализ основных разработок, реализована численная модель генерации и эмиграции углеводородов из материнских отложений на основе ряда известных алгоритмов, проведено тестирование модели и оценена её адекватность на разрезе глубокой скважины, вскрывшей баженовскую свиту.

Ключевые слова:

Углеводороды, материнская свита, генерация, свободная энергия, энергия активации, эмиграция, предельная растворимость.

Key words:

Hydrocarbons, source layer, generation, free energy, activation energy, emigration, limiting solubility.

Аналитический обзор

Проблема генерации и первичной миграции углеводородов (УВ) – одна из важнейших в теории формирования залежей нефти и газа. Однако до настоящего времени она наиболее дискуссионна и наименее разработана [1].

На базе теоретических и эмпирических предположений, в основе которых лежат концепции о происхождении залежей нефти и газа (органическая – теория осадочно-миграционного происхождения нефти, неорганическая – теория абиогенно-мантийного генезиса и другие), существует ряд методических подходов оценки процессов генерации и эмиграции УВ природных нефтегазовых систем [1–3].

Несмотря на принципиальную разницу концепций, для описания процессов используются одни и те же подходы. Главным из них является кинетика химических реакций, основанная на представлении о реакционной способности физико-химической системы, как совокупности кинематических характеристик входящих в неё элементов (частота соударения и средняя скорость движения молекул и атомов). Ключевым фактором осуществления химических реакций является наличие свободной энергии, позволяющей исходным компонентам преодолеть потенциальный барьер (энергия активации) квазистабильности системы и установить иное соотношение в энергетическом балансе возбужденных и невозбужденных элементов и продуктов реакции [4]:

$$\Delta H^* = \Delta H - (E - E'),$$

где ΔH^* и ΔH – энтальпия возбужденного и основного состояний, E и E' – энергия возбуждения исходного вещества и первичного продукта.

С учетом вышеозначенного баланса, степень преобразования вещества будет определяться скоростью химической реакции, зависящей как от порядка реакции, так и от физической природы инициирующего процесса. Поэтому, с учетом [4], нами принята следующая классификация реакций:

- 1) *по порядку реакции*: нулевого (скорость не зависит от концентрации реагентов); первого (скорость прямо пропорциональна концентрации реагентов и продуктов в каждый момент времени); высших порядков (скорости, пропорциональны высоким степеням концентраций реагентов и продуктов реакции);
- 2) *по физической природе*: первичные химические (все этапы литогенеза); фотохимические (ранние стадии седиментогенеза); электрохимические (в зонах контакта с коллекторами); радиационно-химические (значительны при достаточном погружении материнских пород); механические (плитный орогенез/омоложение платформенных образований, разломная тектоника); плазмохимические (при вулканической активности и в осевых частях разломов).

Во многих моделях, описывающих нефтегенерационные свойства материнских отложений, делается акцент на первичных химических реакциях первого порядка. В настоящей работе принят этот тип реакций и реализован на примере разложения рассеянного органического вещества (РОВ) в условиях регионального метаморфизма с образованием нефти и газа.

С позиций кинетики катагенез РОВ и образование УВ из органических компонентов пород изучены достаточно хорошо. Поэтому большинство методик оценки генерации УВ на базе кинетических уравнений (модель А.Г. Арье [3], алгоритм обработки данных пиролиза [5, 6] и другие) достаточно адекватно описывают природный процесс нафтидогенеза. Иначе обстоит ситуация с моделями эмиграции и вторичной миграции УВ. Основываясь на анализе исследований последних лет, С.Н. Белецкая [7] пришла к следующим выводам касательно факторов и механизмов первичной миграции микронефти.

1. Отрыв микронефти от материнского вещества происходит вследствие повышения температуры и/или десорбции растворителей, в качестве которых могут выступать пластовая вода, газы и легкие УВ.

2. Микронепть перемещается под действием капиллярных или гравитационных сил с учетом градиентов давления, температуры, концентрации и дисперсности. Помимо этого, интенсивное нефтегазообразование само создает градиент давления и концентрации, способствующий миграции продуктов из нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) в коллектор и далее к местам их аккумуляции.
3. Миграция в водном растворе: в виде истинных растворов, коллоидных эмульсий, водных растворов (в том числе под действием приповерхностных сил), гидратов.
4. Миграция в растворе сжатого газа: в термобарических условиях, соответствующих главной фазе нефтеобразования, растворяющая способность газов смешанного состава исчисляется примерно $0,0012 \text{ м}^3$ микронепти/ нм^3 газа.
5. Миграция в свободной фазе осуществляется в виде глобул, капель, пленок, с подплавленной водой, в виде струй и пленок на поверхности газового пузырька.
6. Миграция под действием капиллярных сил – это перемещение в системе глина – вода – жидкие УВ, наблюдающееся в тонкопористых гидрофильных породах и при температуре выше $200 \text{ }^\circ\text{C}$.
7. Диффузия или самопроизвольное выравнивание концентраций заключается в оттоке насыщенных углеводородами пластовых вод в коллекторские породы либо локальных перетоках внутри НГМТ.

Первичные скопления УВ формируются на границе коллектора и НГМТ, поэтому за генерационно-эмиграционную продуктивность принята величина G – количество УВ, способное выделяться на единичной площадке материнской свиты.

Резюмируя данный раздел, можно констатировать, что проблема моделирования нефтегазопроductивности требует дальнейшей разработки, большей формализации описания физико-химических процессов. В настоящей работе моделирование процесса нефтидогенеза выполняется на базе комплекса методик, обеспечивающего повышение адекватности моделируемых процессов, а значит и достоверности оценок продуктивности НГМТ.

Описание комплексного алгоритма

Ниже представлен комплексный алгоритм, построенный на основе данных пиролитического метода Rock-Eval, кинетики химических реакций, моделей А.Г. Арье и В.Ф. Симоненко. В данной работе механизм эмиграции ограничен двумя формами выноса УВ из материнских пород – в виде водного раствора и в свободной фазе. Так как временные рамки протекания процесса генерации УВ по данным пиролитического метода Rock-Eval невозможно определить, поэтому в комплексе с ними

рассматриваются кинетические уравнения расхода РОВ.

Целевое назначение модели – оценка интенсивности генерации и эмиграции углеводородов (с учетом эволюции термодинамических процессов и типа РОВ), оценка ресурсов нефти и газа.

Граничные условия для физико-геологической среды следующие.

1. Осадочный разрез ограничен по подошве «подматеринской» толщи.
2. Временной интервал охватывает период от начала диагенеза НГМТ до современного разреза.
3. Расчеты проводятся для отсчетов времени, соответствующих началу формирования свит.
4. Генерация начинается, когда текущее значение активной энергии (теплого потока) превышает пороговое значение энергии активации.
5. Эмиграция возникает с момента когда текущая концентрация генерированных углеводородов C превысит предельное значение растворимости. При $C < C_0$ происходит выход растворенных УВ. При $C = C_0$ генерация УВ прекращается. При $C > C_0$ – продукты выносятся в свободной фазе. C_0 – предельная концентрация (растворимость) УВ в пластовой воде.

Параметры НГМТ-свиты: мощность t [м]; пористость n [доли ед.]; единичная поверхность НГМТ S_{ed} [м^2]; плотность твердой фазы $\sigma_{\text{нмгт}^{тв}}$ [$\text{т}/\text{м}^3$]; плотность породы $\sigma_{\text{нмгт}}$ [$\text{т}/\text{м}^3$]; плотность поровой воды $\sigma_{\text{в}}$ [$\text{кг}/\text{м}^3$], $\beta_{\text{п}}$ – коэффициент уплотнения НГМТ [безразм.].

Параметры РОВ: реализованный потенциал газа S_0 [кг/т] и нефти S_1 [кг/т]; нереализованный потенциал УВ S_2 [кг/т]; исходная масса реакционно-способного РОВ на нефть $\Gamma_{\text{он}}$ [кг/ м^3] и газ $\Gamma_{\text{ог}}$ [кг/ м^3]; масса РОВ преобразованного в нефть $\Gamma_{\text{н}}$ и газ $\Gamma_{\text{г}}$ [кг/ м^3]; остаточная масса РОВ $\Gamma_{\text{ост}}$ [кг/ м^3]; максимальная скорость генерации нефти $\varepsilon_{\text{он}}$ и газа $\varepsilon_{\text{ог}}$ [млн л $^{-1}$].

Параметры геологического разреза: геологический возраст t [млн л], мощности h [м], плотности пород $\sigma_{\text{п}}$ [кг/ м^3] свит (толщ) перекрывающих отложений, суммарная мощность перекрывающих отложений $H(t)$ [м].

Геодинамические параметры: термическая история НГМТ-свиты $T(t)$ [$^\circ\text{C}$]; геостатическое $P_{\text{геост}}(t)$, пластовое $P_{\text{пласт}}(t)$ и эффективное $P_{\text{эфф}}(t)$ [МПа] давление.

Расчетные параметры генерации и эмиграции: активная энергия (свободная энергия) нефтеобразования $E_{\text{н}}$ и газообразования $E_{\text{г}}$ [кДж/моль]; текущая скорость генерации газа $\varepsilon_{\text{г}}$ и нефти $\varepsilon_{\text{н}}$ [млн л $^{-1}$]; изменение газогенерирующей $\Gamma_{\text{г}}$ и нефтегенерирующей массы от времени $\Gamma_{\text{н}}$ [кг]; объем файлоуационного потока отжатия $W_{\text{ф}}$, водонасыщенность пород НГМТ W_0 и суммарный поток отжатия W [м^3]; концентрация газа $C_{\text{г}}$ и нефти $C_{\text{н}}$ [кг/ м^3]; газо-

продуктивность G_r и нефтепродуктивность G_n НГМ-свиты [кг/м²].

Свободная энергия рассчитывается через величину теплового потока за период времени на единицу молекулярной массы РОВ.

Исходная масса реакционноспособного РОВ рассчитывается по:

1) данным Rock-Eval:

$$\Gamma_{0н} = n(S_1 + S_2)\sigma_{нГМТ}; \Gamma_{0г} = n(S_0 + S_2)\sigma_{нГМТ};$$

$$\Gamma_{ост} = nS_0\sigma_{нГМТ};$$

2) способу Неручева (табл.).

Таблица. Коэффициенты пересчета остаточных концентраций $C_{орг}$ на исходные в начале катагенеза [8]

К началу градации катагенеза	Концентрация ОБ к началу катагенеза	
	Сапропелевого	Гумусового
ПК ₃	1,03	1,08
МК ₁	1,14	1,09
МК ₂	1,43	1,10
МК ₃	2,32	1,19
МК ₄	2,66	1,21
МК ₅	–	1,22
АК ₁	3,01	1,23
АК ₂	3,16	1,26
АК ₃	3,23	1,31
АК ₄	3,26	1,33
Графит	3,27	1,43

Максимальная скорость реакции ($\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$) определяется с использованием уравнений, приведенных в [5]:

$$\ln \Gamma_{ост} = \ln \Gamma_0 - \varepsilon_1 t \text{ при } s = 1;$$

$$\frac{1}{\Gamma_{ост}} = \frac{1}{\Gamma_0} + \varepsilon_2 t \text{ при } s = 2;$$

$$\frac{1}{\Gamma_{ост}^2} = \frac{1}{\Gamma_0^2} + 2\varepsilon_3 t \text{ при } s = 3,$$

где s – порядок реакции (нефть или газ $s=1$; нефть+газ или газ+конденсат $s=2$; нефть+газ+конденсат $s=3$), Γ и Γ_0 – текущая и начальная концентрация РОВ.

Изменение концентрации РОВ от времени имеет следующий вид:

$$d\Gamma / dt = \Gamma_0(1 - e^{-\varepsilon_1 t}) \text{ при } s = 1;$$

$$d\Gamma / dt = (\Gamma_0 - \Gamma_{ост})^2 e^{-\varepsilon_2 t} \text{ при } s = 2;$$

$$d\Gamma / dt = (\Gamma_0 - \Gamma_{ост})^3 e^{-\varepsilon_3 t} \text{ при } s = 3.$$

Экстраполируя к началу диагенеза НГМТ одно из уравнений, характеризующих изменение концентрации РОВ в породе (Γ), получаем начальную концентрацию реакционноспособного РОВ Γ_0 . Изменение концентрации РОВ $d\Gamma/dt$ за время накопления предыдущей свиты перекрывающих отложений есть интенсивность генерации к началу

формирования следующей свиты. Уплотнение пород НГМТ и отжатие пластовых флюидов оценивается согласно эмпирическим зависимостям между величиной эффективного давления (разницей между геостатическим и гидростатическим давлениями) и искомыми параметрами [3].

$$P_{эфф} = P_{геост} - P_{гидр}$$

или $P_{эфф} = 0,23H - 10,35 \cdot 10^{-2}H = 0,13H$,

где H – глубина погружения НГМТ.

Соответственно, объемы флюидационного потока, пластовой воды, суммарный объем отжатого флюида [2]:

$$W_{ф} = S_{ед}mn\beta_n; W_0 = S_{ед}mn + \frac{S_{ед}m\Gamma}{\sigma_B}; W = W_{ф} + W_0.$$

Текущая концентрация компонента:

$$C = m\Gamma \left(\frac{1 - e^{-\varepsilon t}}{W} \right) S_{ед}.$$

Интегральное значение генерационной и эмиграционной продуктивности НГМТ описывается частным случаем обобщенного закона нефтегазо-накопления [9], с учетом [2]:

$$G = m\Gamma(1 - e^{-\varepsilon t}) \frac{m\Gamma(1 - e^{-\varepsilon t})}{2WC_0} S_{ед},$$

где C_0 – предельная концентрация, определяемая эмпирической кривой растворимости УВ в поровой воде. Первый множитель уравнения – это величина, характеризующая массу УВ, генерированную материнским веществом за период времени t . Второй множитель – величина, характеризующая динамику растворения и вывода генерированных продуктов за время t в объеме W , с учетом предельной растворимости C_0 . Третий множитель – единичная площадь кровли НГМТ.

Результаты апробации модели

Тестирование проводилось для условий равномерного погружения НГМТ во времени, то есть для постоянных величин термобарических градиентов (рис. 1, 2). Остаточный потенциал продуктивности РОВ $S_2 \rightarrow 0$ кг/т (полная реализация потенциала НГМТ). Компонентный состав материнского вещества принимался однородным в диапазоне энергий активации 50...200 кДж/моль для газа и 46...220 кДж/моль для нефти, с шагом 10 кДж/моль. Плотность теплового потока принята равной 50 мВт/м². Согласно рис. 1 и 2 максимальный уровень генерации достигается при 55...60 °С для газа и 85...90 °С для нефти. По тестовым данным полная реализация генерационного потенциала прогнозируется при 180...200 °С.

По рис. 1 и 2 видно, что максимум продуктивности смещается в сторону роста температуры и давления. Верхнее значение интенсивности эмиграции может быть достигнуто при термобарических

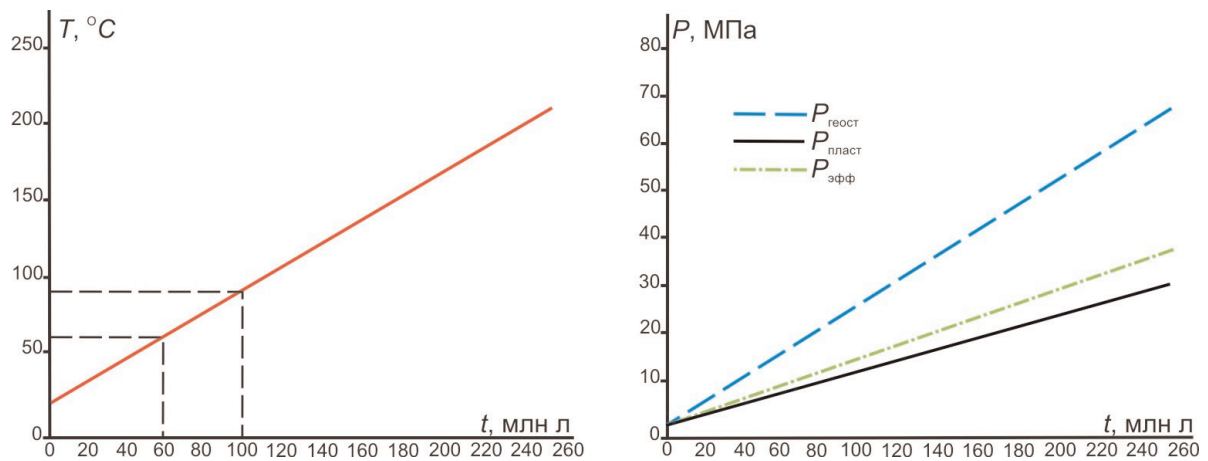


Рис. 1. Термодинамика тестового разреза: температура (слева) и давления (справа)

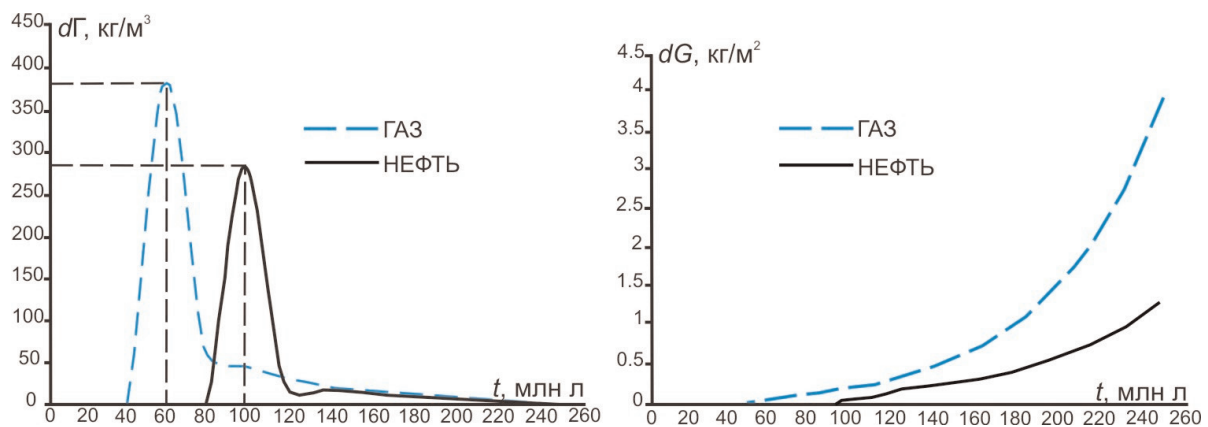


Рис. 2. Тестовое моделирование процессов генерации (слева) и оценок продуктивности (справа)

условиях апокатагенеза НГМТ (водонасыщенность $\leq 1\%$), то есть когда нефтегазоматеринский потенциал РОВ будет уже исчерпан.

На рис. 3 и 4 приведены результаты моделирования процессов генерации и эмиграции углеводородов сапропелевого РОВ баженовской свиты для скв. Панлорская 2 (Верхнеяминский вал в пределах Югорского свода [10]).

Анализ графиков на рис. 3 и 4 позволяет сделать следующие выводы.

1. Первая фаза интенсивной генерации газа наблюдается во временном интервале 22...28 млн л (температуры выше 55...60 °С), главная фаза нефтеобразования – 44...69 млн л (температуры выше 85...90 °С).
2. Эмиграционные процессы запаздывают по отношению к генерации, причина – невысокий уровень генерации данного РОВ и недостаточно интенсивное погружение НГМТ на интервале 0...51 млн л, чем и определяется низкий выход углеводородов.
3. Пульсирующий характер генерации и эмиграции объясняется тремя причинами: неравномерно-

стью осадконакопления, вследствие чего временной геотермический градиент и градиент давления варьируют во времени; влиянием векового хода температур на земной поверхности; вкладом каждого компонента РОВ в процесс нефтедогенеза, который определяется индивидуальным набором констант химических реакций.

4. Размыв олигоценовой толщи в 100 м и палеоклиматические сдвиги на дневной поверхности обусловили спад генерации и рост эмиграции углеводородов из НГМТ в неоген-четвертичный период.

Сравнение тестовых результатов моделирования по комплексному алгоритму с балансовой моделью катагенеза органического вещества А.Э. Конторовича [1] позволяет отметить следующее. В первом приближении получены соответствия по термобарическим условиям генерации УВ, а также по положению верхней зоны газообразования и главной зоны нефтеобразования на температурной шкале катагенеза. Результаты апробации на реальном разрезе баженовской свиты также дают основания утверждать об адекватности построения алгоритма и проведенных расчетов.

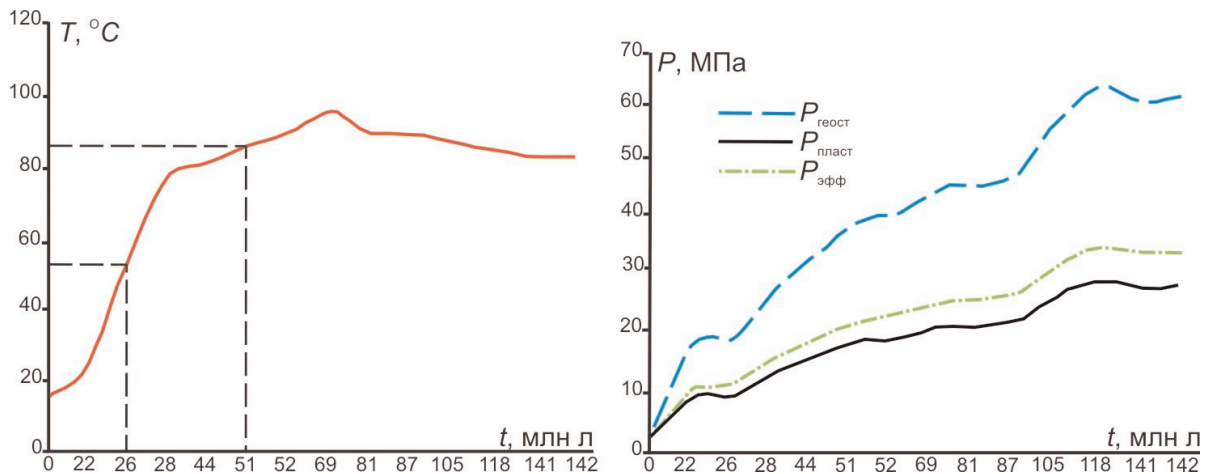


Рис. 3. Палеотемпературная (слева) и динамическая (справа) реконструкция баженовской свиты в разрезе скважины Панлорская 2

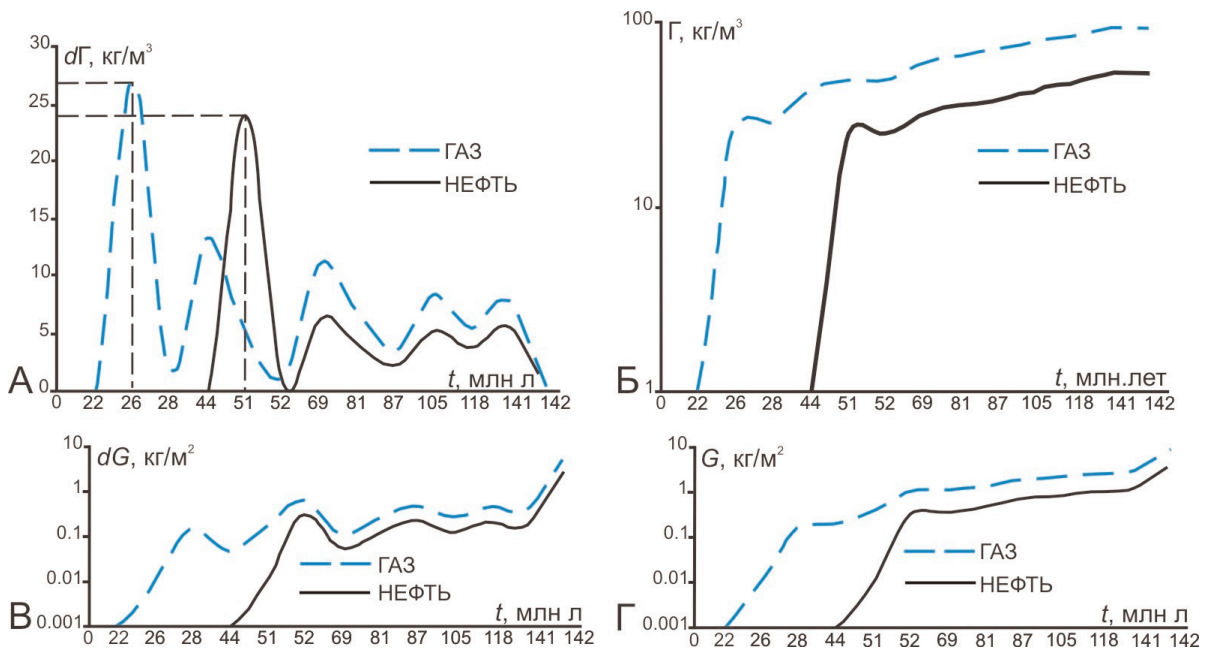


Рис. 4. Искомые параметры для разреза баженовской свиты, скважина Панлорская 2: А – интенсивность генерации; Б – накопление генерационного потенциала; В и Г – оценка и накопленная продуктивность НГМТ

Заключение

1. Разработан комплексный алгоритм расчета генерационного и эмиграционного потенциалов нефтегазоматеринских отложений на базе методики оценки параметров генерации и эмиграции углеводородов.
2. Модель генерации учитывает естественное изменение теплового потока в осадочном разрезе

с авторской интерпретацией параметров пирролиза.

3. Проведено тестирование и опробование алгоритма на разрезе баженовской свиты глубокой скважины. Состоятельность алгоритма подтверждается соответствием полученных результатов балансовой модели А.Э. Контровича.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
2. Арье А.Г., Славкин В.С. О механизме нефтегазонасыщения песчаных линз // Геология нефти и газа. – 1995. – № 2. – С. 41–45.
3. Симоненко В.Ф. Методика исследования поровых растворов при изучении процессов нефтегазонакопления // Поровые растворы в геологии (методические разработки). – Минск: Наука и техника, 1980. – С. 75–154.
4. Муссил Я., Новакова О., Кунц К. Современная биохимия в схемах – М.: Мир, 1984. – 215 с.
5. Серебрянникова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 144 с.
6. Akande S.O., Ojo O.J., Erdtmann B.D., Hetenyi M. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria // The Pacific Journal of Science and Technology. – 2009. – V. 10. – P. 614–628.
7. Белецкая С.Н. Механизмы и факторы первичной миграции нефти. Моделирование первичномиграционных процессов [Электронный ресурс]. – режим доступа: www.ngtr.ru. – 27.07.2007.
8. Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С.Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.
9. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 223 с.
10. Исаев В.И., Лобова Г.А., Попов С.А., Хашитова А.Б. Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 38–43.

Поступила 12.10.2009 г.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

И.Н. Кошовкин, Д.А. Анурьев*, А.Л. Дейнеженко

ОАО «ТомскНИПИнефть»

*ОАО «Верхнечонскнефтегаз», г. Иркутск

E-mail: KoshovkinIN@nipineft.toms.ru

Определены методические подходы количественной оценки неопределенностей для достижения эффективности водогазового воздействия на нефтяной пласт. Установлено, что нейронные сети являются эффективным инструментом проведения расчетов и дизайна параметров проведения водогазового воздействия. Методика отработана на секторной модели пласта.

Ключевые слова:

Нефтяной пласт, водогазовое воздействие, секторная модель пласта, нейронные сети.

Key words:

Reservoir, water alternating gas, sector model, artificial neural network.

Введение

Попеременная закачка воды и газа или водогазовой смеси может являться эффективным методом увеличения нефтеотдачи пласта. К настоящему времени опубликовано большое количество работ, посвященных лабораторным исследованиям увеличения коэффициента вытеснения при водогазовом воздействии (ВГВ), анализу условий смесимости закачиваемого агента и нефти, моделированию разработки месторождений при ВГВ, методам контроля эффективности применения ВГВ на месторождении и т. д. [1–5]. Несмотря на ряд примеров успешного внедрения [3, 6], широкое использование технологии сдерживается большими затратами на реализацию проекта при риске получить дополнительную добычу нефти ниже запланированной. Поэтому актуальна задача оценки факторов риска применения технологии для конкретного месторождения. В работе [7] на основе обработки фактического мате-

риала по ряду месторождений предложена процедура экспресс-оценки применимости ВГВ.

В настоящей работе проведен анализ неопределенностей достижения эффективности ВГВ на основе анализа чувствительности с использованием композиционной фильтрационной модели. Методика изложена на примере секторной модели пласта, для построения поверхности отклика использованы нейронные сети.

Секторная модель

Модель представляет собой четвертую часть элемента пятиточечной сетки с одной добывающей и одной нагнетательной скважинами. Пористость распределялась стохастически, со средним значением 0,17. Проницаемость пересчитывалась из пористости по зависимости, полученной из лабораторных исследований керна. Среднее значение