

Геология нефти и газа

УДК 622.276.43

МЕТОД МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА КАК ПЕРВИЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Д.Г. Абидов*, М.Р. Камартинов

Томский политехнический университет

E-mail: kamartdinovmr@hw.tpu.ru

*Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.», г. Южно-Сахалинск

E-mail: Denis.Abidov@sakhalinenergy.ru

Рассмотрена проблема применения материального баланса в задаче оценки эффективности заводнения участка месторождения. Предложено решение проблемы распределения объемов добытой и закачанной жидкости от общих граничных скважин между соседними участками (проблема оценки участия скважин). Метод основывается на переходе от постоянных геометрических коэффициентов участия скважин, корректных лишь в условиях симметричной картины распределения давления, к их переменным аналогам, что отражало бы реальную ситуацию, когда картина распределения давления меняется, что в свою очередь влияет на распределение дебитов скважин между участками.

Ключевые слова:

Уравнение материального баланса, открытый угол притока, геометрический коэффициент участия, приток из законтурной области.

Key words:

Material balance equation, angle open-to-flow, geometrical well allocation factor, water influx.

Уравнение материального баланса (МБ) — универсальный инструмент, позволяющий оценить запасы углеводородов, объемы воды, поступающей из законтурной области, и режимы разработки месторождения. Очевидное преимущество использования уравнения МБ по сравнению с процессом построения и адаптации гидродинамической модели месторождения — использование минимального набора исходной информации [1].

В классическом представлении теории МБ пласт рассматривается как изолированный поровый объем, который на любой момент времени можно охарактеризовать величиной среднего пластового давления. Применение уравнения МБ для участка месторождения рассматривалось несколькими авторами [2, 3]. Но рассматриваемый в [2, 3] подход основан на использовании постоянных геометрических коэффициентов участия скважин, корректных лишь в условиях симметричной картины распределения давления.

Целью данной работы является расширение традиционной концепции применения уравнения МБ для анализа эффективности процесса заводне-

ния на определенном участке (элементе или блоке) разработки. Основная проблема при анализе выбранного элемента разработки — распределение добываемого (закачиваемого) флюида для скважин, попадающих на границу выбранного элемента.

В качестве апробации предложенной методики в данной статье рассматривается одно из нефтяных месторождений Томской области, на котором сформирована система поддержания пластового давления — пластовое давление поддерживается выше давления насыщения. Следовательно, уравнение МБ принимает следующий вид:

$$N_p B_o + W_p B_w - W_i B_w = N(B_o - B_{oi}) + N \frac{B_{oi}}{1 - S_{wc}} (c_f + c_w S_{wc}) \Delta P + W_e, \quad (1)$$

где N_p — накопленная добыча нефти, м³; N — начальные геологические запасы нефти, м³; W_p — накопленная добыча воды, м³; W_i — накопленный объем закачанной воды, м³; B_{oi} , B_o — объемный коэффициент нефти при начальном (26 МПа) и при

текущем пластовом давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$; B_w — объемный коэффициент воды, $\text{м}^3/\text{м}^3$; S_{wc} — насыщенность связанной воды, д.е.; c_f — сжимаемость порового пространства, атм^{-1} ; c_w — сжимаемость воды, атм^{-1} ; $\Delta P = P_i - P$ — снижение давления, разница между начальным пластовым давлением и величиной среднего пластового давления на текущий момент, атм ; W_e — накопленный приток воды из законтурной области, м^3 .

Анализируемое месторождение имеет сложное геологическое строение. Нефтенасыщенными продуктивными интервалами являются пласты юрской группы $Ю_{11}^1$, $Ю_1^1$, $Ю_1^0$. Каждый из пластов имеет определенную протяженность и выдержанность по площади месторождения. Можно выделить три основных типа разреза, представленных: 1 — относительно тонким по мощности песчаным пластом; 2 — двумя пластами, разделенными глинистой перемычкой; 3 — сравнительно мощным песчаным пластом, в котором присутствуют тонкие непроницаемые пропластки. На месторождении сформирована трехрядная схема заводнения (с тремя рядами добывающих скважин и одним рядом нагнетательных), рис. 1. Месторождение разделено рядами нагнетательных скважин на 17 блоков.

Так как результат применения уравнения МБ сильно зависит от физико-химических свойств пластовых флюидов [4], то для анализа был выбран блок № 15 в той части месторождения, где скважины вскрывают только один пласт $Ю_1^0$, рис. 1. Это позволит избежать неопределенностей, связанных с оценкой физико-химических свойств пластовых флюидов, а также с оценкой средних значений фильтрационно-емкостных свойств пластов.

При анализе уравнения МБ основной исходной информацией являются данные по накопленной добыче жидкости и закачке воды. При попытке применить уравнение МБ на выбранном элементе разработки важно помнить, что не весь объем добываемого или закачиваемого скважинами флюида относится именно к выбранному блоку. Часть флюидов может поступать от соседних блоков. Таким образом, для использования уравнения МБ необходимо прежде всего распределить добычу и закачку по анализируемым элементам разработки.

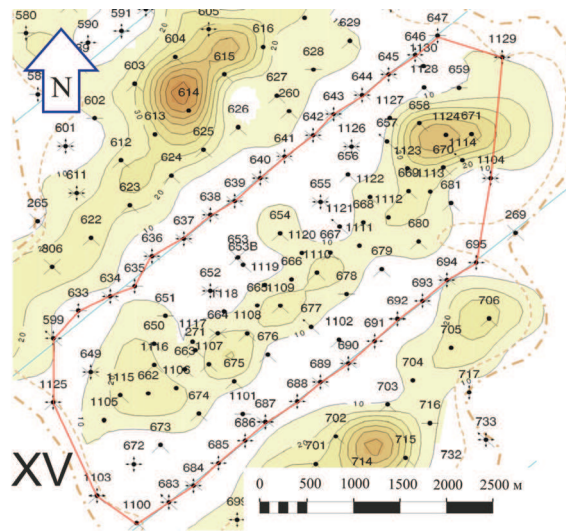


Рис. 1. Карта проводимости условного нефтяного месторождения

Корректное распределение добываемых и закачиваемых объемов жидкости сильно зависит от распределения давления вокруг скважин и фактически возможно только после построения полноценной гидродинамической модели месторождения [3]. В данной статье предлагается новый подход к оценке распределения добываемых и закачиваемых объемов жидкости, в котором правильность полученного распределения оценивается с помощью уравнения МБ.

Один из простейших подходов состоит в том, что объемы определяются пропорционально углам притоков в каждый элемент, имеющий общую скважину [5]. Два простейших примера иллюстрируют этот метод (рис. 2). Согласно рис. 2, а, угловые скважины нагнетают в выбранный элемент (ограниченный красной линией) только $120/360 = 1/3$ от общего объема закачки, тогда как для ситуации, представленной на рис. 2, б, доля закачиваемых в элемент объемов составляет $90/360 = 1/4$. Коэффициент, рассчитываемый на основе угла притока, называется геометрическим коэффициентом участия и обозначается как WAF (well allocation factor).

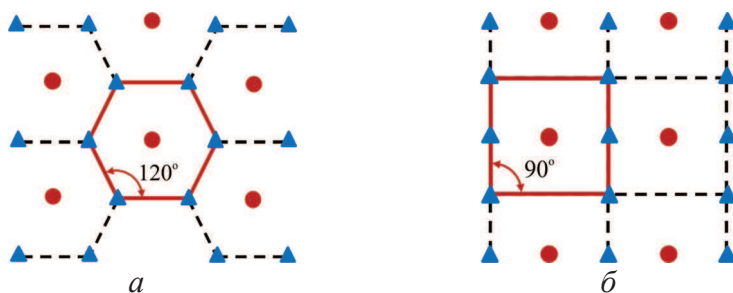


Рис. 2. Оценка распределения флюидов по блокам, основанная на углах притока. Схема размещения скважин: а) семиточечная; б) девятиточечная

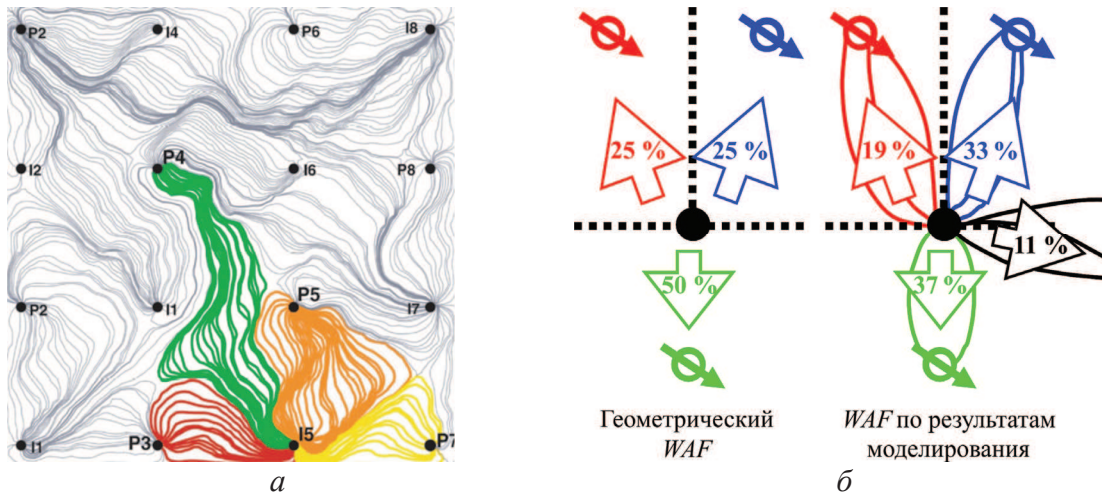


Рис. 3. Геометрический коэффициент участия (WAF) по результатам моделирования на основе модели линий тока

Данный подход, использующий угол притока для распределения объемов жидкости по блокам, подходит для геологически однородных пластов, с симметричными схемами расстановки скважин, работающих с одинаковыми дебитами при одинаковых забойных давлениях. Однако на практике такие условия практически никогда не выполняются, что приводит к нарушению симметрии и варьированию во времени величины WAF, что можно продемонстрировать на примере модели линий тока [6], рис. 3.

Таким образом, можно сделать вывод, что используемое определение величины WAF не подходит для решения поставленной задачи и необходимо использовать аналогичную переменную, являющуюся функцией времени.

Поскольку в ур. (1) величины N_p , W_p , W_i являются накопленными объемами, то они не могут быть использованы напрямую для анализа выбранного элемента разработки. Для того чтобы учесть распределение добываемых и закачиваемых объемов по блокам, необходимо, чтобы объемы добычи и закачки были правильно распределены между элементами разработки:

$$\begin{aligned} N_p^* B_o + W_p^* B_w &= \\ &= N(B_o - B_{oi}) + N \frac{B_{oi}}{1 - S_{wc}} (c_f + c_w S_{wc}) + W_i^* B_w, \end{aligned} \quad (2)$$

где N_p^* , W_p^* , W_i^* — соответствующие объемы с учетом распределения добычи и закачки по блокам.

Для каждой скважины на рис. 1 характерный геометрический коэффициент участия можно выразить с помощью выражения:

$$\alpha_{ok} = \frac{\theta_k}{360}. \quad (3)$$

Для учета изменения WAF со временем введем дополнительную переменную, зависящую от времени, таким образом, чтобы динамический WAF принял вид:

$$\alpha_k(t) = \alpha_{ok} + \tilde{\alpha}_k(t). \quad (4)$$

В ур. (4) α_{ok} — величина известная, согласно определению угла притока (рис. 1 и 2). Величину α_{ok} можно использовать как первое приближение при оценке $\alpha_k(t)$, а величина $\tilde{\alpha}_k(t)$ позволяет оценить более точное значение $\alpha_k(t)$ и его зависимость от времени. Следовательно, распределенные объемы добычи нефти будут рассчитываться согласно следующему выражению:

$$q_k^*(t) = \alpha_k(t) q_k(t).$$

Добыча и закачка воды рассчитывается аналогичным образом.

Таким образом, если анализируемый блок содержит N скважин (в нашем случае 15 блок содержит 94 скважины), то необходимо определить N неизвестных $\alpha_k(t)$ на каждый временной шаг. Но при этом мы можем использовать только одно уравнение — уравнение МБ. Очевидно, что необходимо сократить количество переменных, заменяя N коэффициентов $\alpha_k(t)$ одним общим коэффициентом $\alpha_B(t)$, который можно представить как среднее арифметическое всех $\alpha_k(t)$:

$$\alpha_B(t) = \frac{BOPM^*(t)}{BOPM(t)} = \frac{\sum_{k=1}^N \alpha_k(t) \cdot q_k(t) \Delta t}{\sum_{k=1}^N q_k(t) \Delta t}, \quad (5)$$

где $BOPM(t) = \sum_{k=1}^N q_k(t) \Delta t$ — месячная (если временной шаг анализа составляет 1 месяц) накопленная добыча нефти по анализируемому блоку без учета распределения объемов флюидов, а

$BOPM^*(t) = \sum_{k=1}^N \alpha_k(t) q_k(t) \Delta t$ — месячная накопленная добыча нефти по анализируемому блоку с учетом распределения объема. Аналогичным образом определяются месячная накопленная добыча и за-

качка воды $BWPM(t)$, $BWIM(t)$ и соответствующие коэффициенты распределения объемов добычи и закачки воды по блокам.

Совокупный коэффициент распределения объемов добычи и закачки для всего блока определяется аналогично коэффициенту $\alpha_k(t)$:

$$\alpha_B(t) = \alpha_{B0} + \tilde{\alpha}_B(t), \quad (6)$$

где $\alpha_{B0}(t)$ – геометрический коэффициент участия для всех скважин блока, введенный по аналогии с коэффициентом α_{0k} (3), который можно оценить из выражения (5), приравняв в ур. (4) $\tilde{\alpha}_k(t)$ нулю.

Коэффициент распределения накопленных объемов может быть определен как арифметическое среднее, согласно следующему выражению:

$$\beta_B(t) = \frac{N_p^*}{N_p} = \frac{\sum_0^t \alpha_B(t) BOPM(t)}{\sum_0^t BOPM(t)}. \quad (7)$$

Совокупный коэффициент распределения накопленных объемов для всего блока определяется как:

$$\beta_B(t) = \beta_{B0} + \tilde{\beta}_B(t).$$

Таким образом, количество неизвестных было сокращено до одной неизвестной величины $\alpha_B(t)$, определив которую, с помощью ур. (7) можно определить и $\beta_B(t)$.

На каждый временной шаг в ур. (2) используются следующие распределенные объемы добычи и закачки (индексы определяют «ро» – добыча нефти; «рw» – добыча воды; «iw» – нагнетание воды):

$$N_p^* = N_p \beta_{po},$$

$$W_i^* = W_i \beta_{iw},$$

$$W_p^* = W_p \beta_{pw}.$$

В общем случае, при анализе выбранного блока месторождения, величина накопленных объемов притока воды из законтурной области W_e также является неизвестной. Таким образом, в ур. (2) имеем 4 неизвестных величины на каждый временной шаг $\alpha_{B,po}(t)$, $\alpha_{B,pw}(t)$, $\alpha_{B,iw}(t)$, W_e . Допуская, что до и после распределения по блокам объемов добычи жидкости обводненность в скважинах не изменяется, $\alpha_{B,pw}(t) = \alpha_{B,po}(t)$. Таким образом, число неизвестных в ур. (2) сократилось до трех.

Величина W_e традиционно рассчитывается с помощью уравнения МБ, но для этого необходимо, чтобы были известны накопленные объемы добычи и закачки жидкости. Аналогичным подходом воспользуемся и в нашем случае. Предположим, что в течение некоторого периода X оценка распределения объемов добычи и закачки с помощью геометрического WAF дает достаточную точность. Следовательно, можно считать, что величины N_p^* , W_p^* , W_i^* известны. Используя различные модели расчета притока из законтурной области W_e , добиваемся равенства левой и правой части ур. (2) и по-

лучаем основные параметры и свойства законтурной области. Основная проблема в данном подходе – достоверное выделение периода X .

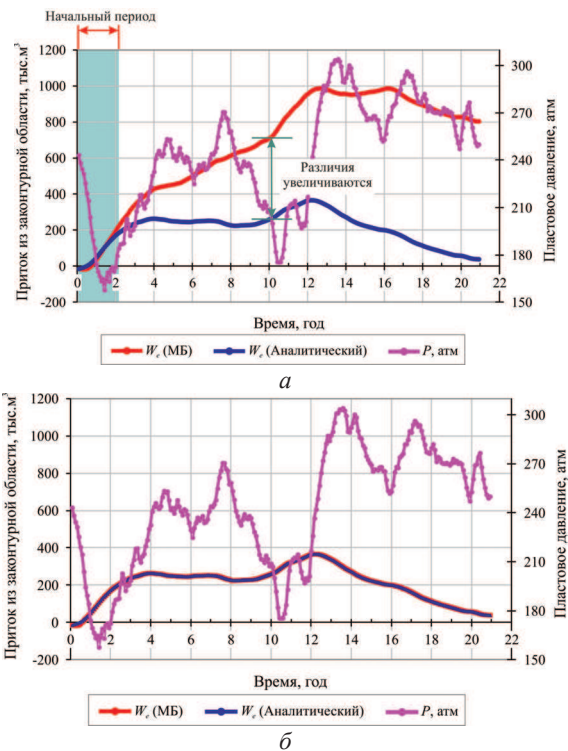


Рис. 4. Сравнение величины притока из законтурной области. Результаты расчета: а) исходные; б) после подбора коэффициентов $\alpha_{B,po}(t)$ и $\alpha_{B,iw}(t)$

Из анализа информации об истории разработки рассматриваемого месторождения известно, что ввод скважин в работу в выбранном блоке производился постепенно в направлении с северо-запада на юго-восток. Было сделано предположение, что наиболее достоверным периодом для определения параметров законтурной области являются первые два года разработки выбранного блока; во внимание были приняты следующие факторы:

1. Ввод новых скважин практически не изменяет первоначального распределения между блоками добываемых и закачиваемых объемов, так как каждая скважина дренирует ограниченную зону и интерференция между соседними скважинами практически отсутствует.
2. Если в этот период и существуют неучтенные объемы перетоков жидкости в пределах блока, то данные объемы должны в большей степени определяться притоком из законтурной области, так как количество пробуренных скважин сравнительно невелико.
3. Первоначально вводились скважины, расположенные в центральной части анализируемого блока, то есть предполагаем, что для данных скважин WAF равен 1 и не изменяется со временем.
4. Предполагаем, что начальный период добычи дает меньшую накопленную ошибку при ра-

спределении накопленных объемов добычи и закачки для выбранного блока.

- В этот период вводятся нагнетательные скважины на границах блока, что локально увеличивает водонасыщенность и препятствует перетокам нефти из смежных блоков.

Величина W_e рассчитывается по методу МБ (2) и с помощью аналитической модели притока из законтурной области. Параметры аналитической модели подбираются таким образом, чтобы результаты расчетов двумя методами согласовались в течение первых двух лет (предположение, что распределение объемов добычи и закачки вычисляется на основе геометрического коэффициента участия, который постоянен во времени в этот период). Как и предполагалось, на более поздних этапах различия увеличиваются (рис. 4, а) – это связано с тем, что коэффициент участия скважин меняется со временем.

Таким образом, получив параметры аналитической модели для расчета W_e , количество неизвестных в ур. (2) сократилось до двух: $\alpha_{B,po}(t)$ и $\alpha_{B,iw}(t)$. При этом предполагаем, что параметры для расчета притока из законтурной области являются истинными и не будут меняться со временем. Задача сводится к подбору таких значений $\alpha_{B,po}(t)$ и $\alpha_{B,iw}(t)$, чтобы минимизировать различия в расчете W_e по методу МБ и с помощью аналитической модели (рис. 4, а). Результат показан на рис. 4, б, разница в расчете W_e была устранена за счет распределения объемов добычи и закачки флюидов по блокам с помощью коэффициентов $\alpha_{B,po}(t)$ и $\alpha_{B,iw}(t)$.

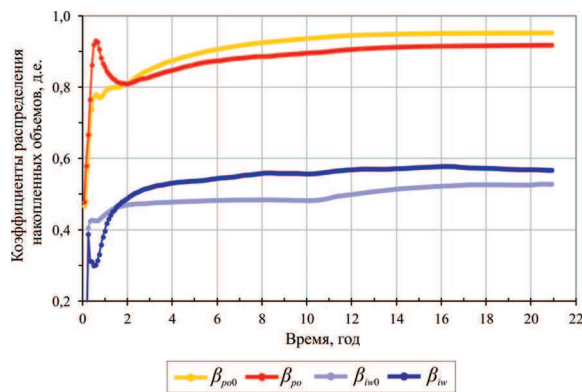


Рис. 5. Коэффициенты распределения накопленных объемов добычи нефти и закачки воды

Согласно полученным результатам подбора коэффициентов $\alpha_{B,po}(t)$ и $\alpha_{B,iw}(t)$, а следовательно и значений $\beta_{po}(t)$ и $\beta_{iw}(t)$ (рис. 5), выделим временные периоды:

- От 0 до 2 лет: $\beta_{po}(t) > \beta_{po0}(t)$, $\beta_{iw}(t) < \beta_{iw0}(t)$. Из анализируемого блока добывается больше нефти, чем это предполагалось на основе геометрического коэффициента участия, а воды закачивается меньше. Данный факт можно объяснить следующими факторами: соседний блок № 14 к

тому времени уже активно разрабатывается, и пластовое давление в нем ниже, чем давление в анализируемом блоке № 15. Таким образом, добыча нефти скважинами идет в основном за счет притока нефти в пределах блока с более высоким пластовым давлением (блок № 15), а закачка, наоборот, направляется в зону пониженного давления – в соседний блок № 14.

- От 2 до 10 лет: $\beta_{po}(t) < \beta_{po0}(t)$, $\beta_{iw}(t) > \beta_{iw0}(t)$. Из анализируемого блока добывается меньше нефти, чем это предполагалось на основе геометрического коэффициента участия, а воды закачивается больше. В этот период практически все скважины блока уже введены в эксплуатацию. Нефтенасыщенность в пределах блока существенно снизилась, что предполагает увеличение доли добываемой нефти, поступающей в добывающие скважины из-за пределов анализируемого блока. Снижение пластового давления в блоке является причиной того, что нагнетаемая вода остается в пределах анализируемого участка.
- От 10 лет: $\beta_{po}(t) \rightarrow \beta_{po0}(t)$, $\beta_{iw}(t) \rightarrow \beta_{iw0}(t)$. Добывающие скважины находятся внутри блока и не граничат с соседними участками, т. е. добыча определяется в основном притоком нефти в пределах блока. Коэффициент распределения объемов добычи нефти приближается к постоянному значению, соответствующему величине геометрического коэффициента участия (который близок к 1). Распределение закачиваемых в пласт объемов воды соответствует геометрическому коэффициенту участия, так как смежные блоки 14–16 характеризуются сравнительно одинаковыми пластовыми давлениями и закачка в блоки происходит пропорционально углу притока.

Получив распределение добываемого (закачиваемого) флюида для скважин анализируемого блока, можно применять классические методы оценки эффективности процесса заводнения, которые широко освещены в технической литературе.

Выводы

Предложен метод оценки коэффициентов участия скважин в добыче нефтепродуктов из блока месторождения, который позволяет оценить данные коэффициенты как функции времени и свести задачу к классическому материальному балансу для замкнутых систем. С помощью данного метода можно проводить оперативный анализ разработки месторождения по блокам, оценивать эффективность заводнения без применения сложных систем моделирования. Зависимость коэффициентов участия от времени рекомендуется использовать и при задании граничных условий при построении секторных гидродинамических моделей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. — М.: Институт компьютерных исследований, 2008. — 668 с.
2. Уолкотт Д.С. Разработка и управление месторождениями при заводнении. — М.: Юкос, 2001. — 144 с.
3. Ehlig-Economides C.A. Applications for Multiphase Compartmentalized Material Balance // University of Tulsa: Centennial Petroleum Engineering Symposium. — Tulsa, 1994. — V. 1. — P. 429–441.
4. Baker R.O. Reservoir management for waterfloods. P. II // Journal of Canadian Petroleum Technology. — 1998. — V. 37. — № 1. — P. 12–17.
5. Chapman L.R., Thomson R.R. Waterflood Surveillance in the Kuparuk River Unit with Computerized Pattern Analysis // Journal of Petroleum Technology. — 1989. — V. 41. — № 3. — P. 277–282.
6. Chugh S.H., Baker R.O. Revisiting reservoir flood-surveillance methods using streamlines // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. — 2008. — V. 11. — № 2. — P. 387–394.

Поступила 17.04.2012 г.

УДК 551.762(571.1)

СХЕМА ИНДЕКСАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТОВ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ ИНВЕРСИОННОЙ МОДЕЛИ ЦИКЛОГЕНЕЗА

А.Л. Бейзель

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

E-mail: beiselal@ipgg.nsc.ru

Разработана новая схема индексации песчаных продуктивных пластов, основанная на раздельном подходе к континентальным и морским разрезам. В аллювиальных циклах песчаные пласты базальные, а в морских — кровельные, регрессивные. Они не могут быть синхронными друг другу. В предлагаемой схеме вместо единой серии индексов вида Ю_n представлены две колонки индексов: морские пласты обозначены буквой «м», а континентальные — «к», например: Юм₁¹ и Юк₁¹. Для пластов неопределенной фациальной принадлежности и для циклов в целом остается индекс вида Ю₁¹. Пласты типа Ю₂² рассматриваются как непосредственное продолжение континентальных базальных пластов главной фазы активизации речного стока. Самый нижний пласт васюганского горизонта в морских фациях будет иметь индекс Юм₂², а синхронный ему континентальный — Юк₂².

Ключевые слова:

Юра, Западная Сибирь, индексация пластов.

Key words:

Jurassic, Western Siberia, productivity layers indexing.

В нефтепромысловой геологии сложилась традиция индексировать продуктивные пласты, присваивая им цифровые и буквенные индексы. Это совершенно необходимая мера для работы с месторождениями на всех стадиях: от поисков и разведки до оценки запасов и промышленной эксплуатации. В настоящее время индексация приобрела роль инструмента стратификации разрезов практически в региональном масштабе. В некоторых случаях индексированные пласты превосходят по своей корреляционной значимости как литостратоны (свиты, пачки и т. д.), так и биостратиграфические подразделения.

Индексация представлена в региональных стратиграфических схемах, где пласты или их группы отмечены в характеристиках свит. Этим как бы подчеркивается их неопределенное стратиграфическое положение внутри литостратонов. Для юры Западной Сибири схемы индексации в наиболее общем виде представлены в работах [1, 2]. Сразу следует отметить, что они сделаны независимо от фациальной принадлежности отложений. Морские песчаные пласты оказались увязанными с континентальными и получили одинаковые ин-

дексы. Между тем, в разнофациальных отложениях не принято выделять даже единые свиты.

Многими исследователями было отмечено, что в терригенных отложениях в зависимости от обстановок осадконакопления (континентальной или морской) имеет место смена гранулометрического состава пород разной направленности. Для континентальных обстановок характерно уменьшение размерности обломочных зерен вверх по разрезу, в то время как для отложений морского генезиса преобладающей является обратная последовательность распределения обломочных зерен [3–8]. В Западной Сибири хорошо известна приуроченность проциклитов к континентальным отложениям нижней и средней юры, а рециклитов и асимметричных прорециклитов — к морским осадкам келловей и верхней юры [9–11]. Морские песчаные пласты являются регрессивными и формируются в конце цикла, а континентальные базальные пласты — в начале циклов. Они не могут быть синхронными друг другу. Если предположить, что циклогенез в разных фациальных областях идет независимо, то еще менее вероятно, что песчаные пласты в них будут совпадать между собой.