

НОВАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ В УСЛОВИЯХ УПРУГОГО РЕЖИМА ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ

Т.Р. Шарипов

(АНО ВО «Университет Иннополис»)

Аннотация. В статье предложен метод прогнозирования динамики пластового давления и дебитов вертикальных или наклонно-направленных скважин при заданном забойном давлении в условиях упругого режима фильтрации нефти и воды без использования ресурсоемких гидродинамических симуляторов. Метод основан на соотношениях материального баланса в объеме дренирования пласта и зависимости дебита жидкости от коэффициента продуктивности скважины. Приведены результаты расчетов, демонстрирующие сходимость и практическую применимость метода для экспресс-анализа разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: коэффициент продуктивности скважины, дебит жидкости, пластовое давление, упругий режим, неустановившийся приток, расчетные формулы.

UDC 622.276

A NEW METHODOLOGY FOR CALCULATING UNSTEADY FLUID INFLOW TO A WELL UNDER ELASTIC FLOW REGIME CONDITIONS

T.R. Sharipov

(Innopolis University)

Abstract. The article proposes a method for predicting reservoir pressure dynamics and production rates of vertical or deviated wells under specified bottomhole pressure conditions during elastic oil-water filtration, without employing computationally intensive hydrodynamic simulators. The method utilizes material balance equations within the reservoir drainage volume and the relationship between fluid flow rate and well productivity index. Calculation results are presented, demonstrating the method's convergence and practical applicability for rapid analysis of oilfield development.

Keywords: well productivity index, fluid flow rate, reservoir pressure, elastic drive, unsteady inflow, calculation formulas.

В условиях упругого режима разработки нефтяных месторождений [1] широко используется аналитическая формула для расчета дебита жидкости

$$Q_{\text{ж}} = K_{\text{ж}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (1)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости в поверхностных условиях; $K_{\text{ж}}$ – коэффициент продуктивности скважины по жидкости; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление. Коэффициент продуктивности $K_{\text{ж}}$ зависит от заканчивания скважины, свойств пласта и может изменяться во времени, что требует регулярного мониторинга, например, с использованием карт изобар [2], которые обновляются ежемесячно или ежеквартально [3].

Для анализа неустановившихся режимов работы системы «скважина-пласт» актуально получение зависимости $K_{\text{ж}}$ с высокой временной дискретностью [4]. В случае однофазной плоскорадиальной фильтрации к вертикальной или наклонно-направленной скважине коэффициент продуктивности может быть определен с использованием формулы Чекалюка [5]:

$$K_{\text{ж}}(t) = \frac{2\pi kh}{B_{\text{ж}}\mu_{\text{ж}} \ln\left(\frac{R_{\text{дрен}}(t)}{r_{\text{скв}}}\right)}, \quad (2)$$

где k – проницаемость пласта; h – толщина пласта; $B_{\text{ж}}$ – коэффициент объемного расширения жидкости; $\mu_{\text{ж}}$ – динамическая вязкость жидкости; $r_{\text{скв}}$ – внешний радиус скважины; $R_{\text{дрен}}(t) = \sqrt{r_{\text{скв}}^2 + 4\kappa t} \approx \sqrt{4\kappa t}^1$ – радиус дренирования пласта; t – время; $\kappa = k/\mu_{\text{ж}}/\beta^*$ – коэффициент пьезопроводности; φ – пористость пласта; $\beta^* = \varphi c_{\text{ж}} + c_{\text{пласт}}$ – коэффициент упругости пласта; $c_{\text{ж}}$ – сжимаемость жидкости; $c_{\text{пласт}}$ – сжимаемость пласта.

Ограничением применения формулы Чекалюка для расчета дебита является необходимость расчета зависимости пластового давления от времени, что является нетривиальной задачей даже при применении метода последовательной смены стационарных состояний (ПССС) [5], где предполагается, что давление в пласте меняется во времени значительно медленнее, чем по координатам.

В случае двухфазной фильтрации «нефть-вода» аналитические решения известны только для установившихся режимов, где применима формула Дюпюи [6]. В более общем случае для расчета изменения пластового давления $P_{\text{пл}}(t)$ используются трехмерные гидродинамические симуляторы [7], однако их применение для инженерных расчетов отдельных скважин может быть трудоемким.

Рассмотрим цилиндрическую область плоскорадиального пласта, в центре симметрии (вдоль оси) которой расположена совершенная вертикальная или наклонно-направленная скважина (рисунок 1). Известно, что на расстоянии $R_{\text{дрен}}$ от оси скважины средневзвешенное пластовое давление $P_{\text{ср.}\infty}$ совпадает с давлением в данной точке, поэтому корректно использовать значение $P_{\text{пл}}$ как в уравнениях материального баланса, так и в уравнении для расчета дебита (1).

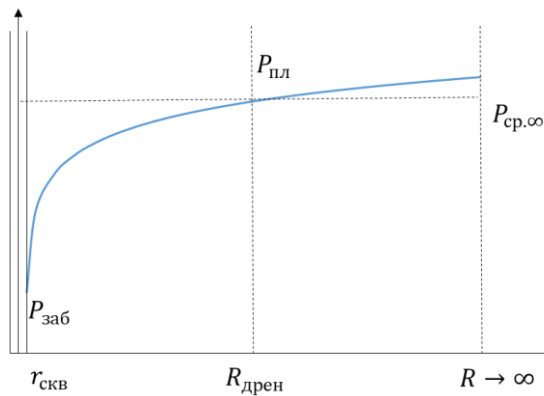


Рисунок 1 – Схема депрессионной кривой давления

Проверим гипотезу, что

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{K_{\text{ж}}(t)} \right) \approx \frac{\frac{1}{K_{\text{ж}}(t)} - \frac{1}{K_{\text{ж}}(t - \Delta t)}}{\Delta t} \approx \frac{B_{\text{ж}}}{\beta^* V}. \quad (3)$$

¹ Приближение корректно при условии $R_{\text{дрен}} = \sqrt{r_{\text{скв}}^2 + 4\kappa t} \gg r_{\text{скв}}$, что справедливо если пренебречь малостью $r_{\text{скв}}$ по сравнению с $4\kappa t$

Проверим, описывает ли формула (3) изменение коэффициента продуктивности, заданного по формуле Чекалюка (2):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{K_{\text{ж}}(t)} \right) = \frac{B_{\text{ж}} \mu_{\text{ж}}}{2\pi k h} \frac{\partial}{\partial t} \ln \left(\frac{R_{\text{дрен}}}{r_{\text{скв}}} \right), \quad (4)$$

где

$$\frac{\partial}{\partial t} \ln \left(\frac{R_{\text{дрен}}}{r_{\text{скв}}} \right) = \frac{4\kappa}{2R_{\text{дрен}} \sqrt{4\kappa t}} \approx \frac{1}{2t}.$$

Приравняв правые части (3) и (4) получим:

$$\frac{B_{\text{ж}} \mu_{\text{ж}}}{4\pi k h t} = \frac{B_{\text{ж}}}{\beta^* V},$$

откуда

$$V = \frac{4\pi k h t}{\mu_{\text{ж}} \beta^*}, \quad (5)$$

что является тождеством с учетом $V = \pi R_{\text{дрен}}^2 h$, поэтому формула (3) справедлива при условии, что объем дренирования считается постоянным на интервале Δt .

Уравнения баланса для модели нелетучей нефти [8] в деформируемой пористой среде запишем как:

$$\begin{cases} V \frac{\partial}{\partial t} (\varphi S_{\text{н}} \rho_{\text{н}}) = -\rho_{\text{н}} Q_{\text{н}}^{\text{пл.усл.}} \\ V \frac{\partial}{\partial t} (\varphi S_{\text{в}} \rho_{\text{в}}) = -\rho_{\text{в}} Q_{\text{в}}^{\text{пл.усл.}} \\ S_{\text{н}} + S_{\text{в}} = 1 \end{cases} \quad (6)$$

где индексы «н» и «в» относятся к фазе нефти и воды соответственно; $S_{\alpha} = S_{\alpha}(t)$ – насыщенность фазы $\alpha = \text{н, в}$; $\rho_{\alpha} = \rho_{\alpha}(P_{\text{пл}})$ – плотность фазы α в пластовых условиях; $Q_{\alpha}^{\text{пл.усл.}} = Q_{\alpha}^{\text{пл.усл.}}(t)$ – дебит фазы α в пластовых условиях.

Пусть индекс (n) определяет значения параметров в момент времени $n\Delta t$ от начала работы скважины, где Δt – заданный шаг по времени, n – номер шага по времени.

Построим итерационный процесс для нахождения $K_{\text{ж}}^{(n)}, S_{\text{в}}^{(n)}, Q_{\text{ж}}^{(n)}$:

- 1) Известны величины $P_{\text{пл}}^{(n-1)}, K_{\text{ж}}^{(n-1)}, S_{\text{в}}^{(n-1)}$ с предыдущего шага по времени.
- 2) Задано $P_{\text{заб}}^{(n)}$ и относительные фазовые проницаемости $k_{\text{отн. н}}(S_{\text{в}}^{(n)}), k_{\text{отн. в}}(S_{\text{в}}^{(n)})$.
- 3) Задается начальное приближение водо-насыщенности $S_{\text{в}}^{(n)} = S_{\text{в}}^{(n-1)}$.
- 4) Вычисляется начальное приближение дебита жидкости:

$$Q_{\text{ж}}^{(n)} = K_{\text{ж}}^{(n-1)} (P_{\text{пл}}^{(n-1)} - P_{\text{заб}}^{(n)}).$$

- 5) По заданным зависимостям вычисляются коэффициенты объемного расширения:

$$B_{\text{в}} = B_{\text{в}}(P_{\text{заб}}^{(n)}); B_{\text{н}} = B_{\text{н}}(P_{\text{заб}}^{(n)});$$

- 6) Вычисляется функция Баклея-Левретта и обводненность:

$$F = \frac{\frac{k_{\text{отн. в}}(S_{\text{в}}^{(n)})}{\mu_{\text{в}}}}{\frac{k_{\text{отн. в}}(S_{\text{в}}^{(n)})}{\mu_{\text{в}}} + \frac{k_{\text{отн. н}}(S_{\text{в}}^{(n)})}{\mu_{\text{н}}}}; W_c = \frac{\frac{F}{B_{\text{в}}}}{\frac{F}{B_{\text{в}}} + \frac{1-F}{B_{\text{н}}}}.$$

- 7) Вычисляются средневзвешенные параметры смеси жидкости:

$$B_{\text{ж}} = B_{\text{в}} W_{\text{с}} + B_{\text{н}} (1 - W_{\text{с}}).$$

$$c_{\text{ж}} = (1 - S_{\text{в}}^{(n)}) c_{\text{н}} + S_{\text{в}}^{(n)} c_{\text{в}}.$$

$$\mu_{\text{ж}} = (1 - S_{\text{в}}^{(n)}) \mu_{\text{н}} + S_{\text{в}}^{(n)} \mu_{\text{в}}.$$

8) Вычисляется коэффициент упругости пласта:

$$\beta^* = \varphi c_{\text{ж}} + c_{\text{пласт}}.$$

9) Вычисляется объем дренирования при $t = n\Delta t$:

$$V = \frac{4\pi k h t}{\mu_{\text{ж}} \beta^*}.$$

10) Вычисляется приближение пластового давления:

$$\Delta P_{\text{пл}}^{(n)} = -\frac{\Delta t B_{\text{ж}} Q_{\text{ж}}^{(n)}}{\beta^* V}; P_{\text{пл}}^{(n)} = P_{\text{пл}}^{(n-1)} + \Delta P_{\text{пл}}^{(n)}.$$

11) Пересчитывается новое приближение водо-насыщенности:

$$S_{\text{в}}^{(n)} = S_{\text{в}}^{(n-1)} - \frac{\Delta t B_{\text{в}} W_{\text{с}} Q_{\text{ж}}^n}{\varphi V} - \frac{S_{\text{в}}^{(n)} (\varphi c_{\text{в}} + c_{\text{пласт}})}{\varphi} \Delta P_{\text{пл}}^{(n)}.$$

12) Вычисляется новое приближение коэффициента продуктивности:

$$K_{\text{ж}}^{(n)} = \frac{1}{\frac{1}{K_{\text{ж}}^{(n-1)}} + \frac{\Delta t B_{\text{ж}}}{\beta^* V}}.$$

13) Пересчитывается новое приближение дебита жидкости:

$$Q_{\text{ж}}^{(n)} = K_{\text{ж}}^{(n)} (P_{\text{пл}}^{(n)} - P_{\text{заб}}^{(n)}).$$

14) Шаги 6)-13) повторяются до тех пор, пока изменение $Q_{\text{ж}}^{(n)}$ не станет меньше достаточно малого значения ϵ .

15) Выполняется переход к следующему шагу по времени ($n = n + 1$).

Пусть заданы параметры: $h = 10\text{ м}$; $r_{\text{скв}} = 86\text{ мм} = 0,086\text{ м}$; $\varphi = 0,2$; $k = 0,1\text{ мкм}^2 = 0,1 \cdot 10^{-12}\text{ м}^2$; $c_{\text{пласт}} = 0,005\text{ МПа}^{-1} = 5 \cdot 10^{-9}\text{ Па}^{-1}$; $c_{\text{ж}} = 0,001\text{ МПа}^{-1} = 10^{-9}\text{ Па}^{-1}$; $\mu_{\text{ж}} = 0,005\text{ Па} \cdot \text{с}$; $B_{\text{ж}} = 1$; $P_{\text{пл}}^{(0)} = 250\text{ бар} = 250 \cdot 10^5\text{ Па}$, $S_{\text{в}}^{(0)} = 0$.

С шагом $\Delta t = 1\text{ сутки} = 86400\text{ сек}$ выполним расчет на 10 суток вперед по алгоритму для однофазного случая при $\epsilon = 10^{-3}$ и с переменным забойным давлением согласно таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчетов неустановившегося притока по новой методике и формуле Чекалюка

t, сутки	$R_{\text{дрен}}(t)$	$V(t), \text{ м}^3$	$P_{\text{заб}}(t), \text{ бар}$	$P_{\text{пл}}(t), \text{ бар}$	$K_{\text{ж}}^{(n)}$ по новой методике, $\text{м}^3/\text{сут}/\text{бар}$	$Q_{\text{ж}}^{(n)}$ по новой методике, $\text{м}^3/\text{сут}$	$K_{\text{ж}}(t)$ по формуле Чекалюка, $\text{м}^3/\text{сут}/\text{бар}$	Относительное отклонение $K_{\text{ж}}(t), \%$	Количество итераций до сходимости
1	36,5	41737,8	200,0	250,0	1,794	89,7	1,794	0,00%	
2	51,6	83475,7	200,0	248,1	1,723	82,8	1,697	1,53%	4
3	63,1	125213,5	160,0	245,9	1,654	142,1	1,644	0,55%	4
4	72,9	166951,4	160,0	244,3	1,614	136,1	1,609	0,28%	3
5	81,5	208689,2	160,0	243,1	1,586	131,8	1,583	0,17%	3
6	89,3	250427,1	160,0	242,1	1,564	128,5	1,562	0,11%	3
7	96,5	292164,9	160,0	241,3	1,547	125,8	1,545	0,08%	3
8	103,1	333902,8	220,0	241,1	1,532	32,4	1,531	0,06%	3
9	109,4	375640,6	220,0	241,0	1,519	31,8	1,518	0,05%	3
10	115,3	417378,5	220,0	240,8	1,508	31,4	1,507	0,04%	3

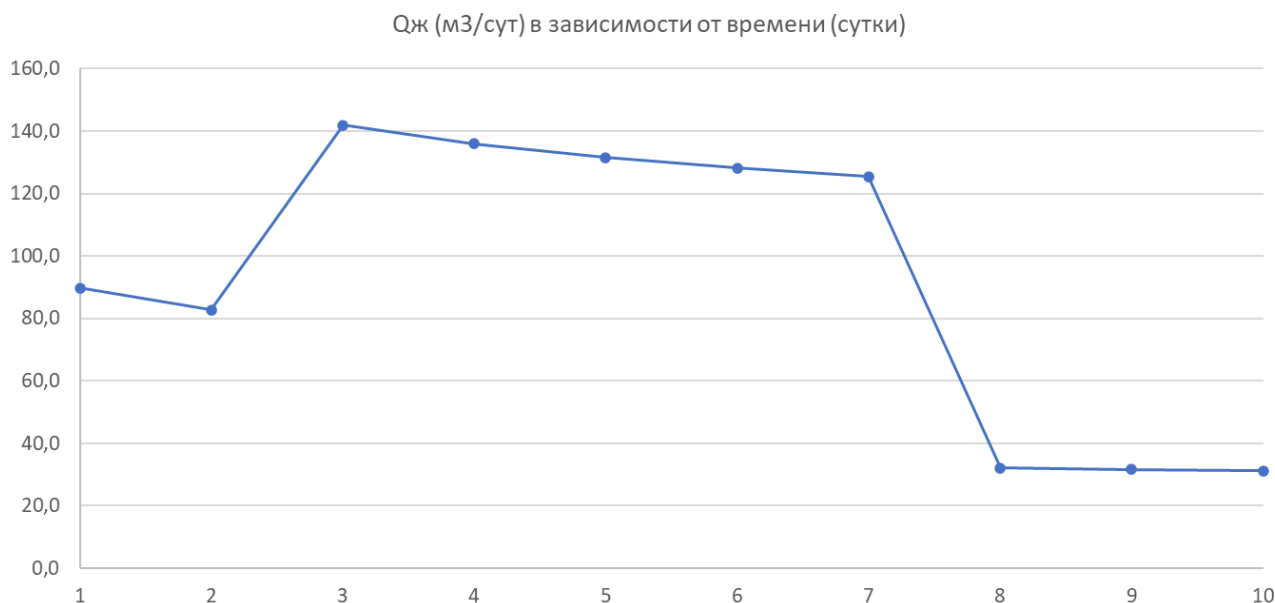


Рисунок 2 – Изменение дебита жидкости во времени (сутки) при переменном забойном давлении

Проведенные расчеты показывают, что новая методика быстро сходится (3-4 итерации), воспроизводит с отклонением не более 2% формулу Чекалюка при задании объема дренирования по формуле (5) и применима для экспресс-анализа разработки месторождений, когда требуется рассчитать и пластовое давление и дебит жидкости при упругом режиме.

Список использованных источников:

1. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В 2 ч. – М.: Нефть и газ, 1995. Ч. 1. – 586 с.
2. Новый метод мониторинга динамики изменения коэффициента продуктивности скважин / Л.А. Давлетбакова, С.И. Габитова, В.Ю. Климов [и др.] // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6, № 2. – С. 33-38.
3. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследования нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД – 153-39.0-109-01. – М., 2002. – 75 с.
4. Конопля Д.В. Возможность планирования работ по выводу скважины на режим / Д. В. Конопля // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 114-118.
5. Басниев К.С, Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
7. ГОСТ Р 56449-2015. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для гидродинамического моделирования месторождений. Основные функциональные и технические требования.
8. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003 – 128 с.