

УДК 622.276.5.001.42

М.В. Митрюхин, И.Н. Пономарева

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Россия

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАТУХАНИЯ ПРИТОКА В ПРОЦЕССЕ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Рассмотрены вопросы обработки кривых восстановления давления с учетом притока жидкости в скважину после остановки на исследование. Установлено, что скорость затухания притока зависит от геолого-физических условий процесса фильтрации и может быть охарактеризована коэффициентом α . Установлена зависимость данного коэффициента от продуктивности скважин, позволяющая оценивать продолжительность затухания притока на этапе планирования исследования скважины.

Ключевые слова: кривая восстановления давления, проницаемость пласта, затухание притока.

M.V. Mitrukhin, I.N. Ponomareva

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

INVESTIGATION OF FLOW DAMPING IN RECONSTRUCTION OF PRESSURE

The problems of processing curves of pressure recovery in the light of fluid in the well after a stop on the study. It is established that the decay rate off low depends on the geological and physical conditions of the filtration process and can be characterized by the coefficient α . The dependence of the coefficient on the productivity of wells, which allows to estimate the duration of the flow attenuation at the planning stage of the study wells.

Keywords: pressure build-up curve, permeability, the damping of the flow.

Послеэксплуатационный приток жидкости в скважину после ее остановки на исследование при неустановившихся режимах – основной фактор, искажающий форму кривых восстановления (КВД) и обуславливающий трудности (в некоторых случаях даже невозможность) их интерпретации.

В работе* предложено процесс затухания послепритока описывать уравнением

* К анализу методов обработки кривых изменения давления в нефтяных скважинах / И.М. Муравьев, С.Е. Евдокимов, Г.П. Цыбульский, Б.С. Чернов // Нефтяное хозяйство. – 1961. – № 3. – С. 35–40.

$$q(t) = \frac{q_0}{1 + t/\alpha}, \quad (1)$$

где $q(t)$ – приток (расход) жидкости из пласта в скважину в момент времени t после остановки скважины; q_0 – дебит скважины до остановки; α – коэффициент, характеризующий скорость затухания притока.

Коэффициент α может быть определен методом итераций, при совмещении кривой затухания притока, рассчитанной по уравнению (1) (кривая 1), и кривой 2 (рис. 1), рассчитанной по уравнению

$$q(t) = \frac{F}{\rho g} \left[\frac{\partial \Delta P_c}{\partial t} - \frac{\partial \Delta P_c}{\partial t} \right] + \frac{f}{\rho g} \left[\frac{\partial \Delta P_c}{\partial t} - \frac{\partial \Delta P_a}{\partial t} \right], \quad (2)$$

где F – площадь сечения кольцевого пространства; f – площадь сечения НКТ; ρ – плотность жидкости; ΔP_c , ΔP_z , ΔP_b – приращение забойного, затрубного и буферного давлений соответственно.

Подбор коэффициентов α выполнен для нескольких десятков КВД добывающих скважин четырех нефтяных месторождений Пермского края: Западного, Змеевского, Шершневого и Сибирского, характеризующихся значительным отличием основных геолого-физических параметров.

Определение коэффициента α рассмотрено на примере скв. 687 Западного месторождения. Кривая затухания притока, рассчитанная по уравнению (1), представлена на рис. 1, а кривая затухания притока, рассчитанная по уравнению (2), представлена на рис.2. На рис.3 кривые совмещены; наилучшее совмещение достигнуто при значении коэффициента α , равном 1500 с.

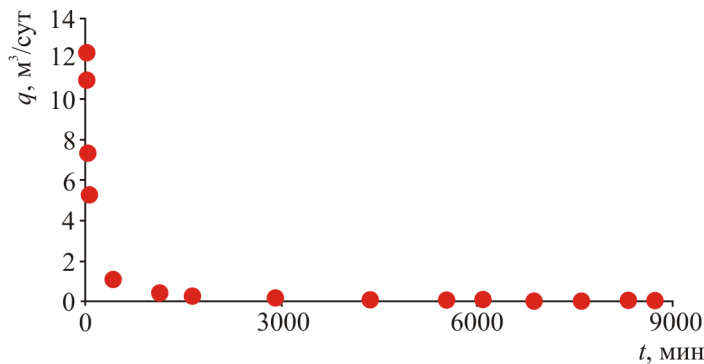


Рис. 1. Кривая затухания притока скв. 687, рассчитанная по уравнению (1)

С целью выявления факторов, оказывающих существенное влияние на темп затухания послепритока в скважинах, построены зависимости коэффициента α от таких параметров, как продуктивность скважин, скин-фактор, проницаемость пласта в удаленной и прискважинной зонах (УЗП и ПЗП соответственно), эффективная проницаемость и эффективная подвижность.

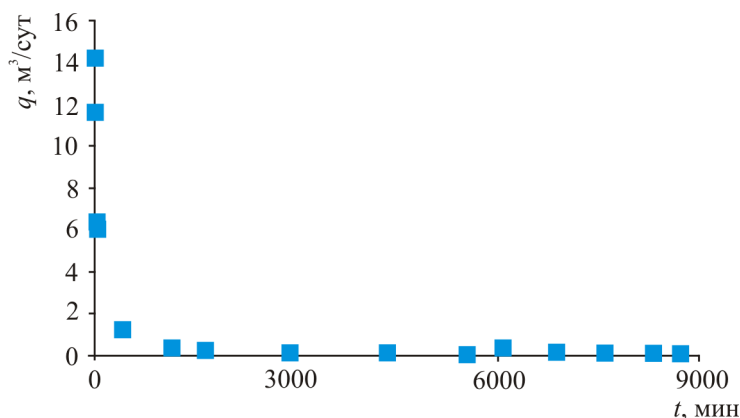


Рис. 2. Кривая затухания притока скв. 687, рассчитанная по уравнению (2)

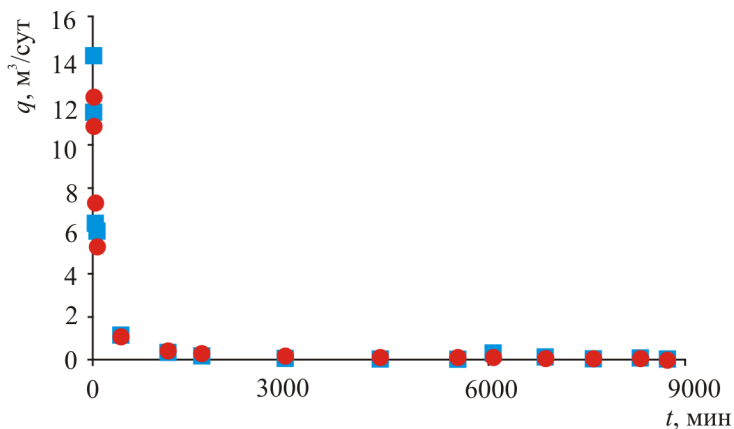


Рис. 3. Совмещение кривых затухания притока

Проницаемость коллектора в УЗП определена при обработке КВД методом касательной, свойства и размеры ПЗП – по результатам метода детерминированных моментов давления. Эффективная проницаемость определена с учетом зональной неоднородности коллектора по формуле

$$k_{\text{эф}} = \frac{\ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}{\frac{1}{k_{\text{узп}}} \cdot \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{пзп}}} + \frac{1}{k_{\text{пзп}}} \cdot \ln \frac{r_{\text{пзп}}}{r_{\text{с}}}}. \quad (3)$$

Эффективная подвижность определена как отношение эффективной проницаемости, определенной по формуле (3), и динамической вязкости пластовой нефти.

Анализ полученных графиков позволил установить, что факторами, определяющими темп затухания притока в скважинах, являются продуктивность скважин, проницаемость коллектора (эффективная, в удаленной и прискважинной зонах) и эффективная подвижность (рис. 4–6). Зависимость коэффициента α от остальных параметров носит хаотичный характер.

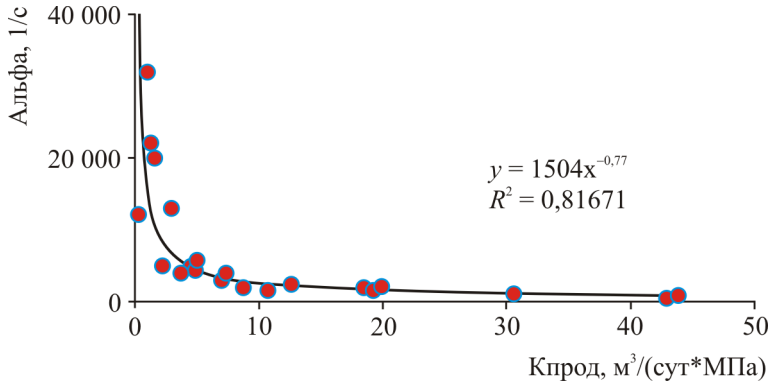


Рис. 4. Зависимость коэффициента α от продуктивности

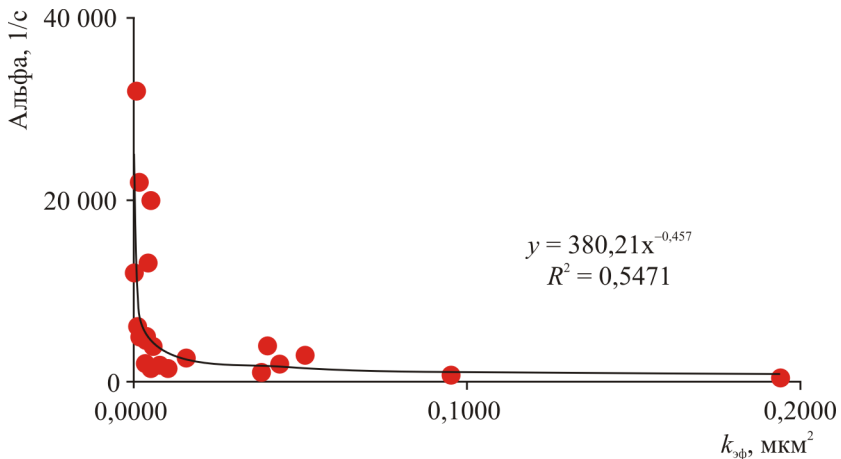


Рис. 5. Зависимость коэффициента α от эффективной проницаемости

Однозначный характер представленных зависимостей позволяет выполнить процедуру их аппроксимации, в частности, представленная на рис.4 зависимость коэффициента затухания притока от продуктивности скважин аппроксимирована степенной зависимостью, подобранное при этом уравнение может быть записано в виде

$$\alpha = 15\,043 K_{\text{прод}}^{-0,77}. \quad (4)$$

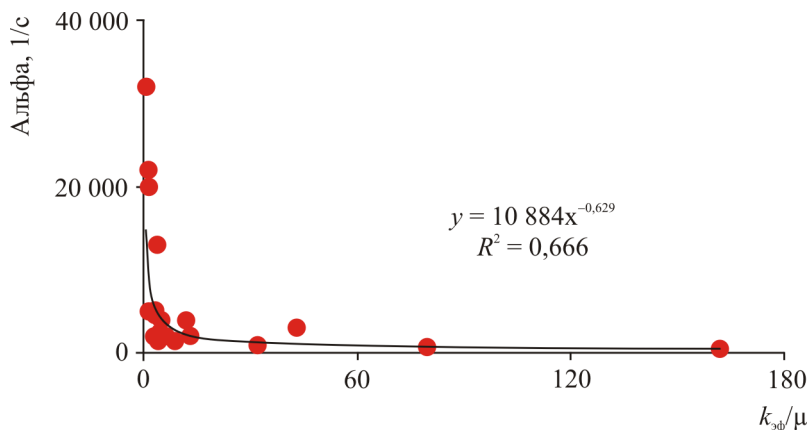


Рис. 6. Зависимость коэффициента α от эффективной подвижности

Таким образом, в ходе выполнения работы по исследованию затухания притока в процессе восстановления давления установлено, что:

- 1) темп затухания притока может быть охарактеризован коэффициентом α ;
- 2) темп затухания зависит от коэффициентов продуктивности, проницаемости и проводимости;
- 3) полученная зависимость коэффициента α от продуктивности может быть использована для оценки продолжительности затухания послепритока на этапе планирования гидродинамического исследования скважины методом восстановления давления.

Об авторах

Митрюхин Максим Вадимович (Пермь, Россия) – студент 5-го курса специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29).

Пономарева Инна Николаевна (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29).

About the authors

Mitryuhin Maxim Vadimovich (Perm, Russia) – student, Perm State National Research Polytechnic University, Institute for development of oil and gas deposits (614990, Perm, Komsomolsky avenue, 29).

Ponomareva Inna Nikolaevna (Perm, Russia) – Ph.D., Senior Lecturer of Perm State National Research Polytechnic University, Institute for development of oil and gas deposits (614990, Perm, Komsomolsky avenue, 29).

Получено 14.03.2012