

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 3. С. 37-48. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 3. P. 37-48. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 517.928

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-3-37-48

МЕЖПЛАСТОВЫЕ ПЕРЕТОКИ В СКВАЖИНЕ

Александр Иванович Филиппов¹, Марина Анатольевна Зеленова¹,

Оксана Валентиновна Ахметова¹, Татьяна Михайловна Левина²,

Радик Гимранович Губайдуллин¹

¹Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий, Стерлитамак, Россия,

²Институт нефтепереработки и нефтехимии, Уфимский государственный нефтяной технический университет в г. Салавате, Салават, Россия

Автор, ответственный за переписку

Татьяна Михайловна Левина, tattin76@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена задача о полях давления в системе, состоящей из двух перфорированных пластов, вскрытых одной скважиной, обеспечивающей гидродинамическую связь между ними. Для описания полей давлений в пластах использованы одномерные уравнения пьезопроводности в радиальной геометрии. Гидродинамическая связь между пластами через скважину задается интегро-дифференциальным уравнением, полученным на основе баланса массы и закона Дарси. Полагается, что в начальный момент времени и в удаленных от скважины участках пластов возмущения давлений отсутствуют. На границах между скважиной и пластами для момента времени $t > 0$ заданы условия равенства давлений.

Точные аналитические решения, описывающие поля давления в пластах и скважине, построены в пространстве изображений Лапласа–Карсона. Вычислительные эксперименты для моделирования полей давления и потоков осуществлены с использованием алгоритмов Штефеста и ден Изигера, что позволило исключить трудоёмкую процедуру перехода в пространство оригиналов. Совместное использование этих алгоритмов позволило обеспечить повышение достоверности и точности результатов расчётов полей, поскольку непосредственный контроль на основе аналитических формул в оригиналах затруднён.

Целью вычислительных экспериментов является определение условий существования межпластовых перетоков и их временной динамики при отсутствии отбора из скважины. Расчёты выполнены для случая, когда фильтрационно-ёмкостные характеристики пластов совпадают. Для определённости предполагается, что пласт, залегающий на меньшей глубине, является высоконапорным. Показано, что в отсутствии отбора из скважины спустя некоторое время в стволе устанавливается слабо изменяющееся со временем равновесное давление, равное среднему гидростатическому давлению нижнего и верхнего коллекторов. При этом в области малых времён дебит каждого коллектора зависит от величины начального гидростатического давления в скважине, а в области больших времён это давление не влияет на динамику межпластовых перетоков. Установлено, что суммарный дебит коллекторов равен нулю только для времён, больших времени релаксации. Отмечено, что время релаксации давления в скважине увеличивается с уменьшением проницаемости коллекторов.

Ключевые слова

межпластовые перетоки через скважину; давление; фильтрация; интегральные преобразования Лапласа–Карсона; численное обращение; релаксация давления

Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках проекта 22-22-00132

Для цитирования

Филиппов А.И., Зеленова М.А., Ахметова О.В., Левина Т.М., Губайдуллин Р.Г. Межпластовые перетоки в скважине // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 3. С. 37–48. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-37-48>.

Original article

CROSS FLOW IN THE WELL

Aleksandr I. Filippov¹, Marina A. Zelenova¹, Oksana V. Akhmetova¹,
Tatiana M. Levina², Radik G. Gubajdullin¹

¹Sterlitamak Branch of the Ufa University of Science and Technology, Sterlitamak, Russia,

²Institute oil refining and petrochemistry, Ufa state petroleum technological university in Salavat, Salavat, Russia

Corresponding author

Tatiana M. Levina, tattin76@mail.ru

Abstract. The article considers the problem of pressure fields in a system consisting of two perforated reservoirs penetrated by one well, providing a hydrodynamic connection between them. One-dimensional equations of piezoconductivity in radial geometry are used to describe the pressure fields in the reservoirs. The hydrodynamic connection between the layers through the well is given by an integro-differential equation obtained on the basis of mass balance and Darcy's law. It is assumed that there are no pressure disturbances at the initial moment of time and in the parts of the reservoirs remote from the well. At the boundaries between the well and the reservoirs for the time $t > 0$, the conditions for equal pressures are set. Exact analytical solutions describing pressure fields in reservoirs and wells are constructed in the Laplace–Carson image space. Computational experiments for modeling pressure fields and flows were carried out using the Stehfest and den Iseger algorithms, which made it possible to eliminate the time-consuming procedure of transition to the original space. The joint use of these algorithms made it possible to increase the reliability and accuracy of the results of field calculations, since direct control based on analytical formulas in the originals is difficult.

The purpose of computational experiments is to determine the conditions for the existence of interlayer cross flows and their temporal dynamics in the absence of production from the well. Calculations are made for the case when reservoir characteristics of reservoirs are the same. For definiteness, it is assumed that the reservoir, which occurs at a shallower depth, is high-pressure. It is shown that in the absence of production from the well, after some time, an equilibrium pressure that changes slightly with time is established in the wellbore, equal to the average hydrostatic pressure of the lower and upper reservoirs. At the same time, in the region of short times, the flow rate of each reservoir depends on the value of the initial hydrostatic pressure in the wells, and in the region of long times, this pressure does not affect the dynamics of interlayer flows. It has been established that the total flow rate of reservoirs is equal to zero only for times longer than the relaxation time. It is noted that the pressure relaxation time in the well increases with a decrease in reservoir permeability.

For citation

Filippov A.I., Zelenova M.A., Akhmetova O.V., Levina T.M., Gubajdullin R.G. Mezhpastovye peretoki v skvazhine [Cross flow in the well] // *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 3. pp. 37–48. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-37-48>.

Введение

Межпластовые перетоки в многопластовой залежи являются часто возникающей проблемой при разработке месторождений нефти и газа сложного строения. Основной причиной,

обуславливающей эти перетоки, является различие пластовых давлений. Предпосылками этого различия выступают условия формирования и эксплуатации залежи. Возникновение перетоков между пластами может быть вы-

Keywords

well crossflows; pressure; filtration; Laplace–Carson integral transformations; numerical inversion; pressure relaxation

Acknowledgment

The work was carried out with the financial support of the Russian Science Foundation within the framework of the project 22-22-00132

звано как осложнениями при гидроразрыве, так и совместным вскрытием нескольких интервалов в стволе одной скважины. В последнем случае переток реализуется через ствол скважины, в которой пласты вскрыты общим фильтром [1, 2].

Учёт межпластовых перетоков на разрабатываемых месторождениях необходим при анализе обязательного комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических измерений. Такие перетоки могут стать причиной открытого фонтанирования нефти, неконтролируемого поглощения нагнетаемой воды и обводнения скважины [3–6].

Определение межколонных и межпластовых перетоков флюидов в скважинах осуществляется специальными устройствами при гидродинамических исследованиях скважин [7]. Интерпретация измерений основана на классических методах диагностики с учетом межпластовой проницаемости, коэффициентов продуктивности интервалов коллекторов и требует дальнейшего развития [8–11].

Целью данной работы является создание математической модели полей давлений и потоков в скважинах, одновременно эксплуатирующих два пласта с различными пластовыми давлениями, а также изучение условий возникновения перетоков между этими пластами.

Основные уравнения и постановка задачи

Предполагается, что один из пластов, вскрытых скважиной, является высоконапорным. До перфорации пласты не имеют гидродинамической связи, что обуславливает различие естественных пластовых давлений. Разница пластовых давлений может быть вызвана также влиянием закачки воды с целью увеличения темпов отбора и нефтеотдачи.

Извлекаемый из пластов флюид обеспечивает заданный дебит скважины и изменение уровня жидкости между насосно-компрессорными трубами и обсадной колонной. Фильтрационное течение в пласте считается аксиально-симметричным и плоскорадиальным.

В предположении осевой симметрии задача сформулирована в цилиндрической системе координат, ось z которой совпадает с осью скважины радиуса r_0 , а координатная линия r ориентирована вдоль пористого слоя (рисунок 1). Анизотропный перфорированный слой представлен двумя интервалами $0 < z < h$ (толщиной h) и $H < z < H + h_1$ (тол-

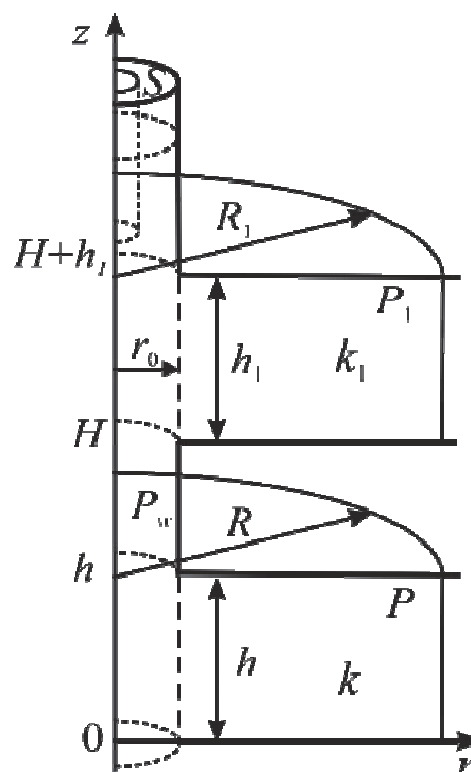


Рисунок 1. Геометрия задачи

Figure 1. Task geometry

щиной h_1). В силу слоистости пласта компоненты тензора проницаемости и пористость зависят от вертикальной координаты.

Взаимное влияние скважины и пластов представлено в виде интегро-дифференциального условия, полученного из уравнения баланса массы в системе «скважина — пласты». Скорость одномерной фильтрации жидкости в пористой среде, согласно закону Дарси, определяется соотношением $v = -\frac{k(z)}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}$, где $k(z)$ — радиальная компонента тензора проницаемости слоисто-неоднородной пористой среды, μ — динамическая вязкость фильтрующейся жидкости. Используя выражение для скорости на границе скважина-коллектор, представим полный дебит пластов в виде суммы интегралов по вертикальной координате (1):

$$D_{\Sigma} = D + D_1 = -2\pi \left[\int_0^h \frac{k(z)}{\mu} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} dz + \int_H^{H+h_1} \frac{k_1(z)}{\mu_1} \left(r \frac{\partial P_1}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} dz \right]. \quad (1)$$

Первое слагаемое в (1) совпадает с дебитом нижнего пласта, второе слагаемое представляет дебит верхнего объекта эксплуата-

пии. Знак минус возникает за счёт использования закона Дарси, в результате чего дебит пласта, соответствующий притоку в скважину, представляется отрицательной величиной, а расход, соответствующий закачке в пласт, — положительной. Это следует из того, что радиальная компонента скорости фильтрации положительна при закачке, и отрицательна — при отборе.

Изменение давления в скважине обеспечивается притоком из пластов и отбором через насосно-компрессорные трубы. На основе квазистационарного уравнения движения и закона сохранения масс для элементарного приращения функции давления P_w в скважине запишем (2):

$$dP_w = -\frac{\rho g}{S}(D_\Sigma + Q)dt, \quad (2)$$

где Q — объем жидкости, отбираемой насосом из скважины в единицу времени, D_Σ — суммарный дебит жидкости, обеспечиваемый притоком из пористых слоёв, S — площадь сечения скважины, за вычетом площади поперечного сечения насосно-компрессорных труб.

Из (1) и (2) получим уравнение, связывающее поля давления в скважине и пласте (3):

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_w}{\partial t} - 2\pi \frac{\rho g}{S} \left[\int_0^h \frac{k(z)}{\mu} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} dz + \right. \\ \left. + \int_H^{H+h_1} \frac{k_1(z)}{\mu_1} \left(r \frac{\partial P_1}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} dz \right] = \\ = -\frac{\rho g}{S} Q, \quad r < r_0, \quad t > 0. \end{aligned} \quad (3)$$

Уравнение (3) содержит интегралы по вертикальной координате и по этой причине не является локальным. Построение решений задачи с нелокальными интегральными условиями представляет существенные трудности. Отметим, что в случае однородного пласта нелокальное интегральное уравнение трансформируется в локальное.

Для определения полей давления в нижнем и верхнем пластах (P и P_1 — соответственно) в предположении осевой симметрии и отсутствия вертикальных компонент скорости фильтрации в пластах, которые считаются однородными, используются уравнения пьезопроводности в следующей форме (4):

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial t} &= \frac{k}{m\mu\beta} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right), \\ r &> r_0, \quad t > 0, \quad 0 < z < h, \\ \frac{\partial P_1}{\partial t} &= \frac{k_1}{m_1\mu_1\beta_1} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_1}{\partial r} \right), \\ r &> r_0, \quad t > 0, \quad H < z < H + h_1. \end{aligned} \quad (4)$$

На границах скважина-пласты заданы условия равенства давлений (5):

$$P|_{r=r_0} = P_w, \quad 0 < z < h,$$

$$P_1|_{r=r_0} = P_w, \quad H < z < H + h_1. \quad (5)$$

В начальный момент времени и на бесконечном удалении от скважины возмущения давления отсутствуют, а величины давления стремятся к равновесным значениям в пластах. Заметим, что равновесные значения пластовых давлений не учитывают гидростатического перепада, который легко учесть простым добавлением паскалевского поля давления. Различие давлений в верхнем P_{0w} и нижнем P_0 пластах в таком случае учитывает либо влияние нагнетательных скважин, либо обусловлено геологическими условиями (6, 7):

$$P_w|_{t=0} = P_{0w}, \quad P|_{t=0} = P_0, \quad P_1|_{t=0} = P_{01}, \quad (6)$$

$$P|_{r \rightarrow \infty} = P_0, \quad P_1|_{r \rightarrow \infty} = P_{01}. \quad (7)$$

Такая постановка задачи позволяет учесть существование перетоков между перфорированными пластами не только через ствол остановленной скважины, но и при недостаточной производительности насоса.

Для построения аналитических выражений, описывающих поля давления в пластах и скважине, запишем задачу (3–7) в пространстве изображений Лапласа-Карсона. Поскольку пласты являются однородными, то уравнение (3) для поля давления в скважине упрощается и представляется в локальной форме, а постановка задачи приобретает вид (8–12):

$$\begin{aligned} p(P_w^u - P_{0w}) - 2\pi \frac{\rho g}{S} \left[\frac{kh}{\mu} \left(r \frac{\partial P^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} + \right. \\ \left. + \frac{k_1 h_1}{\mu_1} \left(r \frac{\partial P_1^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} \right] = -\frac{\rho g}{S} Q^u, \quad r < r_0, \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} p(P^u - P_0) &= \frac{k}{m\mu\beta} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P^u}{\partial r} \right), \\ r &> r_0, \quad 0 < z < h, \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} p(P_1^u - P_{01}) &= \frac{k_1}{m_1\mu_1\beta_1} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P_1^u}{\partial r} \right), \\ r &> r_0, \quad H < z < H + h_1, \end{aligned} \quad (10)$$

$$P^u|_{r=r_0} = P_w^u, \quad 0 < z < h, \\ P_1^u|_{r=r_0} = P_w^u, \quad H < z < H + h_1, \quad (11)$$

$$P^u|_{r \rightarrow \infty} = P_0, \quad 0 < z < h, \\ P_1^u|_{r \rightarrow \infty} = P_{01}, \quad H < z < H + h_1. \quad (12)$$

Решение уравнения (9) с учётом ограниченности на бесконечности (12) представляется в виде функции Макдональда от сложного аргумента (13):

$$P^u = CK_0 \left(r \sqrt{\frac{m\mu\beta}{k}} p \right) + P_0, \quad (13)$$

где константа определяется из условий (11). Окончательно получим выражение для поля давления в нижнем пласте в виде (14):

$$P^u = (P_w^u - P_0) \frac{K_0 \left(r \sqrt{\frac{m\mu\beta}{k}} p \right)}{K_0 \left(r_0 \sqrt{\frac{m\mu\beta}{k}} p \right)} + P_0, \\ r > r_0, \quad 0 < z < h. \quad (14)$$

Аналогично для уравнения (10) с учётом (11) и (12) имеем (15):

$$P_1^u = (P_w^u - P_{01}) \frac{K_0 \left(r \sqrt{\frac{m_1\mu_1\beta_1}{k_1}} p \right)}{K_0 \left(r_0 \sqrt{\frac{m_1\mu_1\beta_1}{k_1}} p \right)} + P_{01}, \\ r > r_0, \quad H < z < H + h_1. \quad (15)$$

Из (14) и (15) найдём выражения для следов производных $\left(r \frac{\partial P^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0}$ и $\left(r \frac{\partial P_1^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0}$ (16, 17):

$$\left(r \frac{\partial P^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} = \\ = -r_0(P_w^u - P_0) \sqrt{\frac{m\mu\beta}{k}} p \frac{K_1 \left(r_0 \sqrt{\frac{m\mu\beta}{k}} p \right)}{K_0 \left(r_0 \sqrt{\frac{m\mu\beta}{k}} p \right)}, \quad (16)$$

$$\left(r \frac{\partial P_1^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} = \\ = -r_0(P_w^u - P_{01}) \sqrt{\frac{m_1\mu_1\beta_1}{k_1}} p \frac{K_1 \left(r_0 \sqrt{\frac{m_1\mu_1\beta_1}{k_1}} p \right)}{K_0 \left(r_0 \sqrt{\frac{m_1\mu_1\beta_1}{k_1}} p \right)}. \quad (17)$$

Подставляя полученные соотношения в уравнение (8), после элементарных преобразований найдём выражение для определения поля давления в скважине в пространстве изображений (18):

$$P_w^u = \frac{pP_{0w} + P_0\alpha h \frac{k}{\mu} \xi \frac{K_1(r_0\xi)}{K_0(r_0\xi)} + P_{01}\alpha h_1 \frac{k_1}{\mu_1} \xi_1 \frac{K_1(r_0\xi_1)}{K_0(r_0\xi_1)} - \frac{\rho g}{s} Q^u}{p + \alpha h \frac{k}{\mu} \xi \frac{K_1(r_0\xi)}{K_0(r_0\xi)} + \alpha h_1 \frac{k_1}{\mu_1} \xi_1 \frac{K_1(r_0\xi_1)}{K_0(r_0\xi_1)}}, \\ r_d < r_0, \quad (18)$$

где введены обозначения $\alpha = \frac{2\pi\rho g r_0}{s}$, $\xi = \sqrt{\frac{m\mu\beta}{k}} p$, $\xi_1 = \sqrt{\frac{m_1\mu_1\beta_1}{k_1}} p$.

Полученное выражение для поля давления в скважине (18) позволяет преобразовать поле давления в нижнем пласте (14) к виду (19):

$$P^u = \frac{p(P_{0w} - P_0) + \alpha h_1 \frac{k_1}{\mu_1} \xi_1 \frac{K_1(r_0\xi_1)}{K_0(r_0\xi_1)} (P_{01} - P_0) - \frac{\rho g}{s} Q^u}{p + \alpha h \frac{k}{\mu} \xi \frac{K_1(r_0\xi)}{K_0(r_0\xi)} + \alpha h_1 \frac{k_1}{\mu_1} \xi_1 \frac{K_1(r_0\xi_1)}{K_0(r_0\xi_1)}} \times \\ \times \frac{K_0(r\xi)}{K_0(r_0\xi)} + P_0, \quad r > r_0, \quad 0 < z < h. \quad (19)$$

Аналогично, подставляя (18) в (15), получим формулу для поля давления в верхнем пласте (20):

$$P_1^u = \frac{p(P_{0w} - P_{01}) + \alpha h \frac{k}{\mu} \xi \frac{K_1(r_0\xi)}{K_0(r_0\xi)} (P_0 - P_{01}) - \frac{\rho g}{s} Q^u}{p + \alpha h \frac{k}{\mu} \xi \frac{K_1(r_0\xi)}{K_0(r_0\xi)} + \alpha h_1 \frac{k_1}{\mu_1} \xi_1 \frac{K_1(r_0\xi_1)}{K_0(r_0\xi_1)}} \times \\ \times \frac{K_0(r\xi_1)}{K_0(r_0\xi_1)} + P_{01}, \quad r > r_0, \quad H < z < H + h_1. \quad (20)$$

Выражения (18)–(20) являются решением поставленной задачи о полях давления в скважине и эксплуатируемых пластах в пространстве изображений. Аналитическое преобразование полученных решений в пространство оригиналов затруднено. Однако это не препятствует проведению расчётов полей давления в пласте и скважине, поскольку для этого созданы и широко используются алгоритмы Штефеста [12] и ден Изигера [13].

Аналогичные подходы могут быть использованы также для расчётов других параметров эксплуатации скважины. Например, полученные выражения позволяют рассчитать величину дебита каждого из пластов в отдельности. Наличие такой информации чрезвычайно важно для прогноза возникновения перетоков между пластами как в остановленной скважине, так и в процессе работы насоса.

Далее представлены аналитические зависимости для дебитов каждого из пластов, на основании которых могут быть осуществлены расчёты величины фильтрационных потоков в зависимости от физических и технологических параметров пластов и скважины в реальных условиях. Для нахождения дебита нижнего пласта следует подставить выражение для поля давления (19) в следующую формулу (21):

$$D^u = -2\pi \int_0^h \frac{k(z)}{\mu} \left(r \frac{\partial P^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} dz$$

$$= -2\pi h \cdot \frac{k}{\mu} \left(r \frac{\partial P^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0}. \quad (21)$$

Окончательно представим выражение для дебита нижнего пласта в пространстве изображений в следующем виде (22):

$$D^u = 2\pi h r_0 \sqrt{\frac{mk\beta}{\mu}} p \times$$

$$\times \frac{p(P_{0w} - P_0) + (P_{01} - P_0) \alpha h_1 \frac{k_1}{\mu_1} \xi_1 \frac{K_1(r_0 \xi_1)}{K_0(r_0 \xi_1)} - \frac{\rho g}{s} Q^u \frac{K_1(r_0 \xi_1)}{K_0(r_0 \xi_1)}}{p + \alpha h \frac{k}{\mu} \xi \frac{K_1(r_0 \xi)}{K_0(r_0 \xi)} + \alpha h_1 \frac{k_1}{\mu_1} \xi_1 \frac{K_1(r_0 \xi_1)}{K_0(r_0 \xi_1)}}. \quad (22)$$

Здесь и ниже использованы обозначения $\alpha = \frac{2\pi \rho g r_0}{s}$, $\xi = \sqrt{\frac{m\mu\beta}{k}} p$, $\xi_1 = \sqrt{\frac{m_1\mu_1\beta_1}{k_1}} p$.

Аналогично, подставив значение поля давления в верхнем пласте (20) в формулу (23):

$$D_1^u = -2\pi \int_H^{H+h_1} \frac{k_1(z)}{\mu_1} \left(r \frac{\partial P_1^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0} dz =$$

$$= -2\pi h_1 \frac{k_1}{\mu_1} \left(r \frac{\partial P_1^u}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_0}, \quad (23)$$

получим выражение для его дебита в пространстве изображений Лапласа-Карсона (24):

$$D_1^u = 2\pi h_1 r_0 \sqrt{\frac{m_1 k_1 \beta_1}{\mu_1}} p \times$$

$$\times \frac{p(P_{0w} - P_{01}) + (P_0 - P_{01}) \alpha h \frac{k}{\mu} \xi \frac{K_1(r_0 \xi)}{K_0(r_0 \xi)} - \frac{\rho g}{s} Q^u \frac{K_1(r_0 \xi_1)}{K_0(r_0 \xi_1)}}{p + \alpha h \frac{k}{\mu} \xi \frac{K_1(r_0 \xi)}{K_0(r_0 \xi)} + \alpha h_1 \frac{k_1}{\mu_1} \xi_1 \frac{K_1(r_0 \xi_1)}{K_0(r_0 \xi_1)}}. \quad (24)$$

Ниже представлены результаты вычислительных экспериментов по исследованию межпластовых перетоков при отсутствии отбора из скважины ($Q = 0$). Для удобства анализа кривых, величины давления в пластах и скважине приведены к начальному давлению в нижнем коллекторе P_0 , т.е. $P_w^* = P_w - P_0$ — приведённое давление в скважине, $P^* = P - P_0$ — приведённое давление в нижнем перфорированном пласте, $P_1^* = P_1 - P_0$ — приведённое давление в верхнем пласте. С учётом этого начальные условия (6) преобразуются к виду (25):

$$(P - P_0)|_{t=0} = P_0 - P_0 = 0,$$

$$(P_w - P_0)|_{t=0} = P_{0w} - P_0 = P_{0w}^*,$$

$$(P_1 - P_0)|_{t=0} = P_{01} - P_0 = P_{01}^*. \quad (25)$$

Из изложенного следует, что для нахождения величины давления в каждой точке ствола скважины в наиболее простом случае слабых перетоков, когда диссипативными потерями можно пренебречь, к значению давления,

представленному на рисунке 2, следует добавить величину начального давления в нижнем пласте, а затем вычесть величину гидростатического перепада, отсчитанного от центра нижнего пласта.

Все расчёты выполнены при следующих значениях параметров: $r_0 = 0.065$ м, $S = 0.055$ м², $g = 9.8$ м/с², $h = h_1 = 5$ м, $m = m_1 = 0.2$, $k = k_1 = 10^{-14}$ м², $\beta = \beta_1 = 4.8 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, $\mu = \mu_1 = 10^{-3}$ Па·с, $\rho = 1100$ кг/м³, если не оговорено иное. Приведённое гидростатическое давление в верхнем коллекторе в начальный момент времени принято равным $P_{0w}^* = 30$ атм.

На рисунке 2 представлена динамика приведённого давления в скважине для случаев его различных значений в начальный момент времени P_{0w}^* : 1 — $P_{0w}^* = 30$ атм.; 2 — $P_{0w}^* = 15$ атм.; 3 — $P_{0w}^* = 0$ атм.

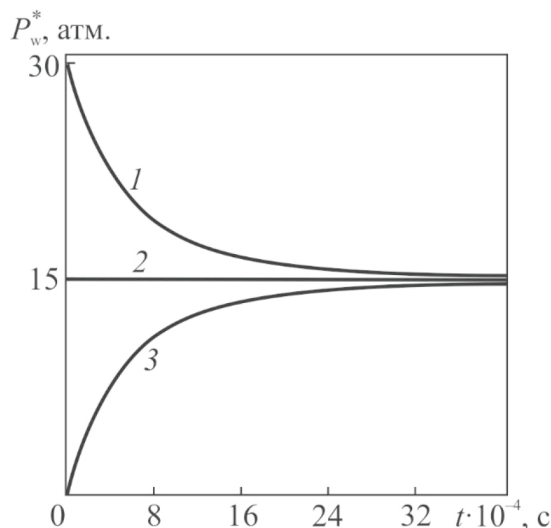


Рисунок 2. Зависимость приведённого давления в скважине от времени для различных начальных значений: 1 — $P_{0w}^* = 30$ атм.; 2 — $P_{0w}^* = 15$ атм.; 3 — $P_{0w}^* = 0$ атм.

Figure 2. The dependence of the reduced pressure in the well on time for different initial values: 1 — $P_{0w}^* = 30$ atm.; 2 — $P_{0w}^* = 15$ atm.; 3 — $P_{0w}^* = 0$ atm.

Из рисунка 2 видно, что с течением времени ($t > 4,2 \cdot 10^5$ с) давление в скважине стремится к некоторому предельному значению, которое не зависит от начального давления в скважине. Предельное значение давления определяется фильтрационно-ёмкостными характеристиками пластов. Это давление можно найти из выражения (18),

устремив параметр интегрального преобразования Лапласа-Карсона к нулю $p \rightarrow 0$, что соответствует устремлению времени в бесконечность $t \rightarrow \infty$. Нетрудно убедиться, что в рассматриваемом случае (идентичных пластов с различными начальными давлениями) предельное давление определяется как среднее значение начальных пластовых давлений $P_w^*|_{t \rightarrow \infty} = (P_0^* + P_{01}^*)/2$, а его величина равна $P_w^* = 15$ атм. Совпадение этого значения с предельным, к которому устремляются кривые на рисунке 2, дополнительно свидетельствует о достоверности выполненных численных расчётов.

В случае, когда начальное значение давления в скважине совпадает с предельным, давление в скважине P_w^* не изменяется со временем (кривая 2 на рисунке 2). В остальных случаях устремление давления к предельному характеризуется временем релаксации τ , когда значение давления в скважине изменяется на величину e^{-1} от амплитудного. Значение времени релаксации в рассматриваемом случае составляет $\tau = 6 \cdot 10^4$ с. Как следует из анализа кривых, представленных на рисунке 2, процесс установления давления завершается по истечении времени $t = 7\tau = 4,2 \cdot 10^5$ с.

Для того, чтобы понять динамику давления в скважине в рассматриваемом случае, необходимо изучить потоки жидкости в перфорированных пластах и особенности их перераспределения. Рисунок 3 демонстрирует изменение потоков жидкости в нижнем D

(рисунок 3, а) и верхнем D_1 (рисунок 3, б) перфорированных пластах с течением времени при различных значениях проницаемости коллекторов: 1 — $k = k_1 = 10^{-14} \text{ м}^2$; 2 — $k = k_1 = 6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 3 — $k = k_1 = 3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 4 — $k = k_1 = 10^{-15} \text{ м}^2$. Расчёты выполнены с использованием выражений (22) и (24) соответственно при начальном давлении в скважине, совпадающем с давлением в нижнем пласте, т.е. $P_{0w} = P_0^* = 0$. Как видно из рисунка 3, а, значения потока являются положительными. Это соответствует расходу жидкости в пласт, поскольку скорость фильтрации в пласте направлена по радиальной координате, и её значения положительны. В случае притока из пласта (рисунок 3, б) радиальная компонента скорости фильтрации имеет отрицательное значение. Таким образом, дебит верхнего пласта D_1 соответствует отрицательным значениям потока.

При малых временах на всех кривых на рисунка 3, а наблюдается интенсивное нарастание потока D , который достигает максимума при некотором значении времени, а в дальнейшем происходит уменьшение расхода. Такая динамика потока в нижнем пласте обусловлена тем, что давление в скважине в начальный момент времени совпадает с начальным давлением в этом пласте. Предположение о равенстве этих давлений приводит к тому, что значение потока D в начальный момент времени равно нулю.

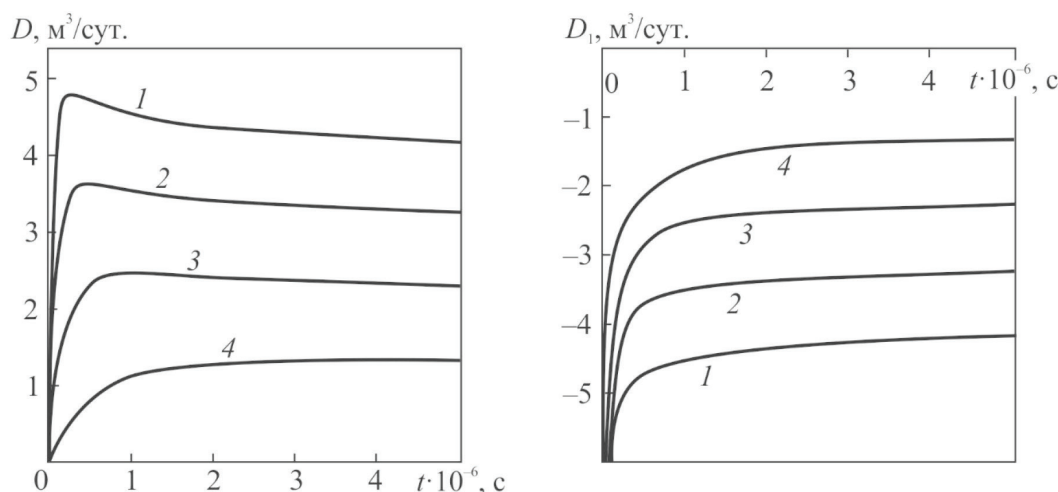


Рисунок 3. Изменение потоков жидкости в нижнем (а) и верхнем (б) перфорированных пластах со временем при различных значениях проницаемости коллекторов: 1 — $k = k_1 = 10^{-14} \text{ м}^2$; 2 — $k = k_1 = 6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 3 — $k = k_1 = 3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 4 — $k = k_1 = 10^{-15} \text{ м}^2$.

Figure 3. Change in fluid flows in the lower (а) and upper (б) perforated formations over time at different reservoir permeability values: 1 — $k = k_1 = 10^{-14} \text{ м}^2$; 2 — $k = k_1 = 6 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 3 — $k = k_1 = 3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; 4 — $k = k_1 = 10^{-15} \text{ м}^2$.

Кривые потока D_1 в верхнем пласте (рисунок, 3 б) свидетельствуют о том, что величина потока из верхнего пласта обращается в бесконечность при $t \rightarrow +0$. Это обусловлено тем, что в верхнем пласте в начальный момент времени реализуется режим заданной депрессии, а обращение дебита в бесконечность в начальный момент времени является широко известным из классических работ [14, 15].

Сравнение кривых на рисунках 3, а и 3, б при малых временах позволяет сделать вывод о том, что интенсивный приток жидкости из верхнего пласта приводит к повышению уровня жидкости в стволе скважины, что вызывает нарастание репрессии на нижний пласт и, соответственно, увеличение расхода в нижнем пласте. Повышение давления в скважине иллюстрирует кривая 3 на рисунке 2, которая рассчитана для тех же значений проницаемости, что и кривые 1 на рисунке 3.

Заметим, что величина потока в верхнем пласте, согласно кривым на рисунке 3, б, монотонно нарастает со временем, не достигая экстремальных значений. Таким образом, при малых временах формирование межпластового перетока обусловлено реализацией режима заданной депрессии в верхнем пласте и режима, аналогичного режиму заданного отбора из скважины [16–19], в нижнем перфорированном интервале.

С уменьшением проницаемости абсолютные значения потоков в пластах уменьшаются. При этом время достижения максимума потока в нижнем пласте D увеличивается (максимум сдвигается вправо по временной

оси). Для кривой 1 максимум потока отмечается в момент времени $t = 2,5 \cdot 10^5$ с; для кривой 2 — $t = 4 \cdot 10^5$ с; для кривой 3 — $t = 9 \cdot 10^5$ с; для кривой 4 — $t = 30 \cdot 10^5$ с.

На рисунке 4 изображена динамика потока на выходе из нижнего перфорированного пласта для случаев, когда приведённое давление в скважине P_{0w}^* в начальный момент времени $t = 0$ принимает различные значения: 1 — $P_{0w}^* = 0$ атм.; 2 — $P_{0w}^* = 15$ атм.; 3 — $P_{0w}^* = 30$ атм.

Изменение потока жидкости в нижнем перфорированном пласте, представленное кривой 1, рассчитано для случая, когда давление в пласте и давление в скважине в начальный момент времени совпадают. Эта кривая является частью кривой 1 на рисунке 3, а, но для меньшего интервала времени. Поток в этом случае в начальный момент времени равен нулю.

Если же давление в скважине отличается от давления в пласте, то поток в начальный момент времени обращается в бесконечность (кривая 2 и кривая 3 рисунка 4). При увеличении разницы давлений величина потока возрастает, однако его предельное значение для больших времён не зависит от начального давления в скважине. Установление потока, как следует из рисунка 4, происходит в интервале времени $t < 4,2 \cdot 10^5$ с, что находится в полном согласии с динамикой давления в скважине (рисунок 2).

Сопоставление динамики потоков жидкости в нижнем D (кривые 1, 2, 3) и верхнем D_1 (кривые 4, 5, 6) перфорированных пластах

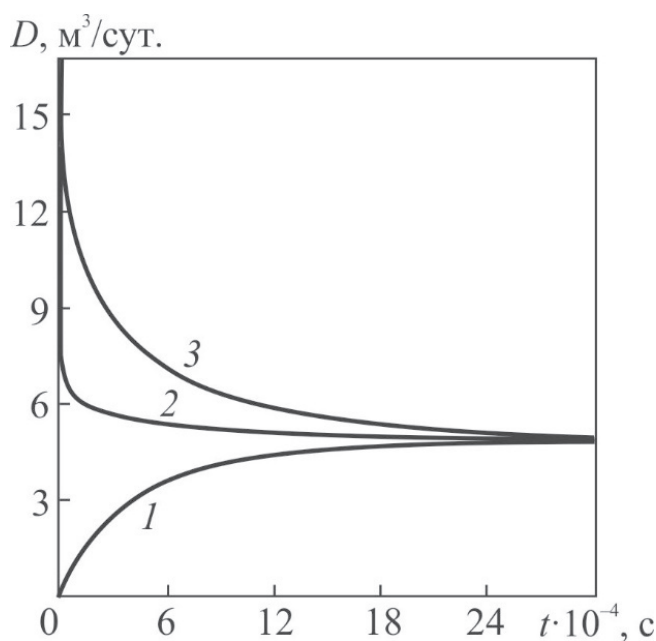


Рисунок 4. Изменение потока жидкости в нижнем перфорированном пласте с течением времени при различных начальных значениях приведённого давления в скважине:

1 — $P_{0w}^* = 0$ атм.; 2 — $P_{0w}^* = 15$ атм.; 3 — $P_{0w}^* = 30$ атм

Figure 4. Change in fluid flow in the lower perforated formation over time at different initial values of reduced pressure in the well:

1 — $P_{0w}^* = 0$ atm.; 2 — $P_{0w}^* = 15$ atm.; 3 — $P_{0w}^* = 30$ atm.

приведено на рисунке 5. Кривые рассчитаны для случаев, когда приведённое давление в скважине в начальный момент времени P_{0w}^* принимает различные значения: 1, 4 — $P_{0w}^* = 0$ атм. (пунктирные кривые); 2, 5 — $P_{0w}^* = 15$ атм. (сплошные кривые); 3, 6 — $P_{0w}^* = 30$ атм. (штриховые кривые).

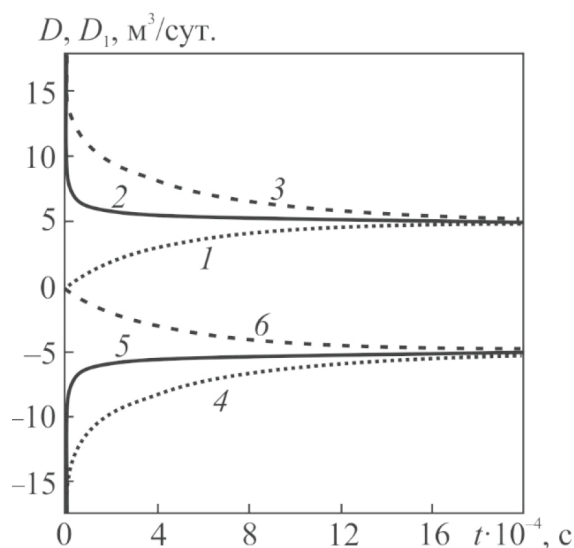


Рисунок 5. Сопоставление динамики потоков жидкости в нижнем и верхнем пластах при различных значениях приведённого давления в скважине в начальный момент времени: 1, 4 — $P_{0w}^* = 0$ атм.; 2, 5 — $P_{0w}^* = 15$ атм.; 3, 6 — $P_{0w}^* = 30$ атм.

Figure 5. Comparison of liquid flow dynamics in the lower and upper zones at different values of reduced pressure in the well at the initial moment of time: 1, 4 — $P_{0w}^* = 0$ atm.; 2, 5 — $P_{0w}^* = 15$ atm.; 3, 6 — $P_{0w}^* = 30$ atm.

Кривые 2 и 5 рассчитаны для случая, когда начальное давление в скважине соответствует предельному давлению, которое согласно вышеизложенному составляет $P_{0w}^* = 15$ атм. Согласно кривым, представленным на рисунке 2, это давление остаётся постоянным на всем интервале времени. Формирование межпластового перетока в этом случае не сопровождается изменением уровня в стволе скважины. Вся жидкость, поступающая из верхнего интервала, полностью поглощается нижним пластом. В этом легко убедиться, поскольку кривые 2 и 5 симметричны относительно оси абсцисс, а суммарные значения потока в любой момент времени равны нулю $D_{\Sigma} = D + D_1 = 0$.

Если же давления в скважине в начальный момент времени отличаются от предельного, то возможны два случая. Первый случай соответствует условию, когда давление в скважине больше предельного. В этом случае происходит задавливание нижнего пласта жидкостью из скважины. Уровень жидкости при этом уменьшается, а давление в скважине в интервале пластов падает до предельного. На рисунке 5 этот случай иллюстрируется кривыми 3 и 6, которые рассчитаны для случая начального давления в скважине равного $P_{0w}^* = 30$ атм. Сопоставление этих кривых показывает, что дебит верхнего пласта в начальный момент времени в этом случае равен нулю, а расход в нижнем интервале принимает большие значения.

Второй случай соответствует условию, когда начальное давление в скважине ниже предельного. В этом случае преобладает приток из верхнего интервала (т.е. из пласта с повышенным давлением), часть которого расходуется на повышения уровня жидкости в стволе скважины, что сопровождается ростом давления до предельного. Об этом свидетельствует сопоставление кривых 1 и 4 (рисунок 5), рассчитанных для случая, когда давление в скважине в начальный момент времени равно давлению в нижнем пласте $P_{0w}^* = 0$ атм. При этом расход жидкости в нижнем интервале в начальный момент времени равен нулю (кривая 1, рисунок 5).

Таким образом, анализ вышеизложенного позволяет сделать вывод о том, что взаимосвязь полей давления и межпластовых перетоков очень сложна. Для практических приложений важным представляется случай, когда возникновение межпластового перетока не сопровождается изменением давления в скважине. В этом случае пьезометрические исследования в стволе не позволяют судить о наличии межпластовых перетоков.

Отметим, что развитая математическая модель предоставляет широкие возможности для анализа условий возникновения межпластовых перетоков даже при отборе из скважины. На основании предложенных решений могут быть осуществлены также расчёты величины дебитов в зависимости от физических и технологических параметров пластов и скважины в реальных условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Nooruddin H. A., Rahman N. M. A New Analytical Procedure to Estimate Interlayer Cross-Flow Rates in Layered-Reservoir Systems Using Pressure-Transient Data // *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference* / Manama, Kingdom of Bahrain, 2017. DOI: 10.2118/183689-MS.
2. Hakiki Farizal, Wibowo Aris T., Rahmawati Silvy D., Yasutra Amega, Pudjo Sukarno. An Analytical Model for Multilayer Well Production Evaluation to Overcome Cross-Flow Problem // *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference* / Jakarta, Indonesia, 2017. DOI: 10.2118/186275-MS
3. Ишбаев Г.Г., Бикиняев Р.А. Технология РИР — отсечение межпластовых перетоков по стволу скважин // *Бурение и нефть*. 2010. № 12. С. 22-25.
4. Хазов С.И., Самойлов М.В., Магзянов И.А., Щекатурова И.Ш. Оценка вероятности возникновения межпластовых перетоков при совместной эксплуатации пластов АВ 1 1-2, АВ 1 3 и АВ2-3 Самотлорского месторождения // *Нефтепромышленное дело*. 2012. № 11. С. 35-38.
5. Демахин С.А., Меркулов А.П., Туфанов И.А., Малайко С.В., Клочков А.В. Ликвидация межколонных давлений — основа безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин // *Электронный журнал «Petroleum Kazakhstan Analytical Journal»*. 2018. №4. С. 22-26. URL: <https://www.petroleumjournal.kz/index.php?р=article&aid1=101&aid2=522&id=1211&outlang=1>
6. Пискунов А.И. Заколонные перетоки и анализ причин их появления // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*. 2014. №1. С. 141-144.
7. Пат. 2786663 С1 РФ, МПК E21B 47/10. Способ идентификации межпластовых перетоков при разработке нефтегазоконденсатных или нефтяных месторождений / Д.В. Павлов, А.С. Васильев, В.Н. Тарский; № 2022115536, Заявлено 08.06.2022; Опубл. 23.12.2022. Бюл.
8. Anisur Rahman, N.M., Bin Akresh, S.A., Al-Thawad F. M. Diagnosis And Characterization Of Cross Flow Behind Casing From Transient-Pressure Tests // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* / Houston, Texas, USA, 2015. DOI: 10.2118/174999-MS.
9. Kremenetskiy, M. I., Kokurina V. V. Well-Test Interpretation with Behind-the-Casing Crossflows // *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition* / Moscow, Russia, 2008. DOI: 10.2118/115323-MS.
10. Mohammed H., Muggeridge Ann, Same Krevor. Experimental Investigation of Cross-Flow in Stratified Reservoirs During Polymer Flooding // *SPE Improved Oil Recovery Conference* / Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. DOI: 10.2118/190328-MS.
11. Морозов П. Е. Определение параметров пласта по данным мгновенного изменения давления в горизонтальной скважине // *Нефтепромышленное дело*. 2018. № 11. С. 36-42. DOI 10.30713/0207-2351-2018-11-36-42.
12. Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms // *Communications of the ACM*. 1970. Vol. 13. No. 1. P. 47-52. DOI: 10.1145/361953.361969.
13. Den Iseger P. Numerical Transform Inversion Using Gaussian Quadrature // *Probability in the Engineering and Informational Sciences*. 2006. Vol. 20. P. 1-44.

14. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. Киев: Гос. изд. техн. лит-ры, 1961.
15. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред. М: Недра, 1970. 339 с.
16. Филиппов А.И., Ахметова О.В., Ковальский А.А., Зеленова М.А., Уншиков Н.А. Пространственно-временные распределения давления в пласте и скважине при различных режимах отбора // *Инженерно-физический журнал*. 2022. Т. 95. № 4. С. 883-893.
17. Филиппов А.И., Ахметова О.В., Ковальский А.А., Зеленова М.А. Асимптотическое решение задачи о поле давления в пласте и скважине // *Прикладная физика и математика*. 2021. № 1. С. 27-37. DOI: 10.25791/pfim.01.2021.1190
18. Филиппов А.И., Ахметова О.В., Ковальский А.А., Зеленова М.А. Моделирование полей давления в нефтеносном пласте с учетом изменения уровня жидкости в скважине // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2021. Т. 7. № 2 (26). С. 95-112. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-95-112
19. Филиппов А.И., Зеленова М.А. Критическое различие математических моделей поля давления при мгновенном отборе из пласта и (или) скважины // *Инженерная физика*. 2021. № 11. С. 16-21. DOI: 10.25791/infizik.11.2021.1235

REFERENCES

1. Nooruddin H. A., Rahman N. M. A New Analytical Procedure to Estimate Interlayer Cross-Flow Rates in Layered-Reservoir Systems Using Pressure-Transient Data. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Manama, Kingdom of Bahrain, 2017. DOI: 10.2118/183689-MS.
2. Hakiki Farizal, Wibowo Aris T., Rahmawati Silvy D., Yasutra Amega, Pudjo Sukarno. An Analytical Model for Multilayer Well Production Evaluation to Overcome Cross-Flow Problem. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference*. Jakarta, Indonesia, 2017. DOI: 10.2118/186275-MS
3. Ishbaev G.G., Bikinyayev R.A. Tekhnologiya RIR — otsechenie mezhplastovyyh peretokov po stvoly skvazhin [RIR Technology — Cut-off of interformation flows along the wellbore]. *Burenie i neft' — Drilling and oil*, 2010, No. 12, pp. 22-25. [in Russian].
4. Khazov S.I., Samoilov M.V., Magzyanov I.A., Shchekaturova I.Sh. Ocenka veroyatnosti vozniknoveniya mezhplastovyyh peretokov pri sovmestnoy ekspluatatsii plastov AV 1 1-2, AV 1 3i AV2-3 Samotlorskogo mestorozhdeniya [Assessment of the Probability of Inter-Formation Flows During Joint Operation of Zones AB 1 1-2, AB 1 3 and AV2-3 of the Samotlor Field]. *Neftpromyslovoe delo — Oilfield business*, 2012, No. 11. pp. 35-38. [in Russian].
5. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Tufanov I.A., Malayko S.V., Klochkov A.V. Likvidatsiya mezhkolonnyh davleniy — osnova bezopasnoy ekspluatatsii neftnyanyh i gazovyh skvazhin [Liquidation of annular pressures is the basis of safe operation of oil and gas wells]. *Elektronnyy zhurnal «Petroleum Kazakhstan Analytical Journal» — Electronic journal «Petroleum Kazakhstan Analytical Journal»*, 2018, No. 4, pp. 22-26. URL: <https://www.>

petroleumjournal.kz/index.php?p=article&aid1=101&aid2=522&id=1211&outlang=1. [in Russian].

6. Piskunov A.I. Zakolonnnye peretoki i analiz prichin ih poavleniya [Casing flows and analysis of their causes]. *Problemy razrabotki mestorozhdenij uglevodorodnyh i rudnyh poleznyh iskopaemyh — Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 2014, No. 1, pp. 141-144. [in Russian].

7. Pavlov D.V., Vasiliev A.S., Tarsky V.N. *Sposob identifikatsii mezhplostnykh peretokov pri razrabotke neftegazokondensatnykh ili neftyanykh mestorozhdenij* [Method of identification of inter-strata flows during development of oil and gas condensate or oil fields] Patent RF 2786663 C1, IPC E21B 47/10. No. 2022115536, Declared 08.06.2022; Publ. 23.12.2022. Bul. [in Russian].

8. Anisur Rahman, N. M., Bin Akresh, S. A., Al-Thawad F. M. Diagnosis And Characterization Of Cross Flow Behind Casing From Transient-Pressure Tests. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, USA, 2015. DOI: 10.2118/174999-MS.

9. Kremenetskiy, M. I., Kokurina V. V. Well-Test Interpretation with Behind-the-Casing Crossflows. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscow, Russia, 2008. DOI: 10.2118/115323-MS.

10. Mohammed H., Muggeridge Ann, Same Krevor. Experimental Investigation of Cross-Flow in Stratified Reservoirs During Polymer Flooding. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2018. DOI: 10.2118/190328-MS.

11. Morozov P.E. Opredelenie parametrov plasta po dannym mgnovennogo izmeneniya davleniya v gorizontal'noj skvazhine [Determination of reservoir parameters based on instantaneous pressure change in a horizontal well]. *Neftpromyslovoye delo — Oilfield business*, 2018, No. 11, S. 36-42. DOI 10.30713/0207-2351-2018-11-36-42. [in Russian].

12. Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms. *Communications of the ACM*, 1970, Vol. 13, No. 1, pp. 47-52. DOI: 10.1145/361953.361969.

13. Den Iseger P. Numerical Transform Inversion Using Gaussian Quadrature. *Probability in the Engineering and Informational Sciences*, 2006, Vol. 20, pp. 1-44.

14. Chekalyuk E. B. Fundamentals of piezometry of oil and gas deposits. Kyiv: State. ed. technical lit-ry, 1961. [in Russian].

15. Nikolaevsky V.N., Basniev K.S., Gorbunov A.T., Zotov G.A. *Mekhanika nasyschennykh poristyyh sred*. [Mechanics of saturated porous media]. Moscow, Nedra, 1970. 339 p. [in Russian].

16. Filippov A.I., Akhmetova O.V., Kovalsky A.A., Zelenova M.A., Unshchikov N.A. Prostranstvenno-vremennyye raspredeleniya davleniya v plaste i skvazhine pri razlichnykh rezhimakh otbora [Spatial and temporal pressure distributions in the formation and well under different sampling modes]. *Inzhenerno-fizicheskij zhurnal — Engineering and Physical Journal*, 2022, T. 95. No. 4, pp. 883-893. [in Russian].

17. Filippov A.I., Akhmetova O.V., Kovalsky A.A., Zelenova M.A. Asimptoticheskoe reshenie zadachi o pole davleniya v plaste i skvazhine [Asymptotic solution of the problem of pressure field in formation and well]. *Prikladnaya fizika i matematika — Applied mathematics and physics*, 2021, No. 1, pp. 27-37. DOI: 10.25791/pfm.01.2021.1190. [in Russian].

18. Filippov A.I., Akhmetova O.V., Kovalsky A.A., Zelenova M.A. Modelirovanie polej davleniya v neftenosnom plaste s uchedom izmeneniya urovnya zhidkosti v skvazhine [Modeling of pressure fields in the oil-bearing formation taking into account the change in the liquid level in the well]. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika — Tyumen state university herald. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy*, 2021, T. 7. No. 2 (26), pp. 95-112. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-95-112. [in Russian].

19. Filippov A.I., Zelenova M.A. Kriticheskoe razlichie matematicheskikh modelej polya davleniya pri mgnovennom otbore iz plasta i (ili) skvazhiny [Critical difference in the mathematical models of the pressure field at instant taking from the formation and (or) well] *Inzhenernaya fizika — Engineering physics*. 2021. No. 11, pp. 16-21. DOI: 10.25791/infizik.11.2021.1235. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Иванович Филиппов, доктор технических наук, профессор кафедры «Общая и теоретическая физика», Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий, Стерлитамак, Россия

Alexander I. Filippov, doctor of technical sciences, professor, General and theoretical physics department, Sterlitamak branch of Ufa university of science and technology, Sterlitamak, Russia

strbsu@mail.ru

Оксана Валентиновна Ахметова, доктор физико-математических наук, научный сотрудник кафедры «Общая и теоретическая физика», Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий, Стерлитамак, Россия

Oksana V. Akhmetova, doctor of physical and mathematical sciences, researcher, General and theoretical physics department, Sterlitamak branch of Ufa university of science and technology, Sterlitamak, Russia

strbsu@mail.ru

Марина Анатольевна Зеленова, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры «Общая и теоретическая физика», Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий, Стерлитамак, Россия

Marina A. Zelenova, candidate of physical and mathematical sciences, associate professor, General and theoretical physics department, Sterlitamak branch of Ufa university of science and technology, Sterlitamak, Russia

strbsu@mail.ru

Татьяна Михайловна Левина, кандидат технических наук, доцент кафедры «Информационные технологии», Институт нефтепереработки и нефтехимии, Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал в городе Салавате, Салават, Россия

tattin76@mail.ru

Tatyana M. Levina, candidate of technical sciences, associate professor, Information technologies department, Oil refining and petrochemicals institute, Ufa state petroleum technological university, branch in Salavat, Salavat, Russia

tattin76@mail.ru

Радик Гимранович Губайдуллин, аспирант, Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий, Стерлитамак, Россия

Radik G. Gubaidullin, postgraduate student, Sterlitamak branch of Ufa university of science and technology, Sterlitamak, Russia

Статья поступила в редакцию 20.02.2023; одобрена после рецензирования 28.03.2023; принята к публикации 30.05.2023.

The article was submitted 20.02.2023; approved after reviewing 28.03.2023; accepted for publication 30.05.2023.