

Александр Иванович ФИЛИППОВ¹
Оксана Валентиновна АХМЕТОВА²
Марина Анатольевна ЗЕЛЕНОВА³

УДК 532.685

ПОЛЕ ДАВЛЕНИЯ В ПЛАСТЕ И СКВАЖИНЕ С УЧЕТОМ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ПРИ ОТБОРЕ И ПОСЛЕДУЮЩЕЙ ОСТАНОВКЕ*

¹ доктор технических наук, профессор
кафедры общей и теоретической физики,
Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета
filippovai1949@mail.ru; ORCID: 0000-0002-0964-9805

² доктор физико-математических наук, профессор
кафедры общей и теоретической физики,
Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета
ahoksana@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-8196-7533

³ кандидат физико-математических наук, доцент
кафедры общей и теоретической физики,
Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета
marina_ag@inbox.ru; ORCID: 0000-0003-1379-0358

Аннотация

Представлено аналитическое решение нестационарной задачи фильтрации с учетом изменения динамического уровня жидкости в добывающей скважине при отборе с переменным дебитом, которое позволило построить расчетные формулы поля давления в скважине при работе с постоянной производительностью насоса и при последующей остановке.

* Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (грант № 22-22-00132).

Цитирование: Филиппов А. И. Поле давления в пласте и скважине с учетом динамического уровня при отборе и последующей остановке / А. И. Филиппов, О. В. Ахметова, М. А. Зеленова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 111-124. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-111-124

Задача содержит уравнение пьезопроводности для нестационарной плоско-радиальной фильтрации в пласте, окруженном непроницаемыми подошвой и крышкой. Она включает также интегро-дифференциальное условие, связывающее поля давлений в скважине и пласте, условие равенства давлений на выходе из пласта в скважину, отсутствие возмущений в начальный момент времени и в удаленных участках коллектора.

При построении точного аналитического решения задачи в безразмерных переменных использовано интегральное преобразование Лапласа — Карсона по времени. Оригиналы решения также получены аналитически и содержат функции Бесселя нулевого и первого порядка. Общее аналитическое решение для давления при отборе с постоянным дебитом и при последующей остановке записывается с помощью функции Хевисайда. На основе найденного решения выполнены вычислительные эксперименты, в которых варьируются фильтрационно-емкостные параметры нефтенасыщенного пласта, а остановки насоса выполняются на различных этапах эксплуатации скважины: релаксации, переходном этапе и стабилизации.

Установлено, что основное влияние на динамику поля давления оказывает величина проницаемости продуктивного пласта. Уменьшение вытесняющей способности коллектора на порядок приводит к увеличению амплитуды возмущения давления на 25-35%. Однако влияние этого параметра не превышает вклад проницаемости. Вклад пористости коллектора составляет менее 6% от амплитудных значений давления в режиме стабилизации. Вязкость отбираемого флюида оказывает существенное воздействие на значение давления, регистрируемое в скважине.

Ключевые слова

Фильтрация, дебит, скважина, насосное оборудование, точное решение, интегральное преобразование Лапласа — Карсона, вычислительный эксперимент.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-111-124

Введение

Современные гидродинамические методы исследования нефтяных и газовых скважин и пластов дают возможность получать по промысловым данным важнейшие параметры пласта, на основании которых проектируются и осуществляются процессы технологии добычи, составляются схемы и проекты и осуществляется анализ процесса разработки месторождений [6, 9]. Этими исследованиями определяют такие параметры, как, например, фильтрационные сопротивления, пьезопроводность, величины и соотношения пластовых и забойных давлений, дебитов, продуктивности скважин, а также устанавливают связи между скважинами и др. [7]. Кривые стабилизации и восстановления давления несут информацию о фильтрационно-емкостных характеристиках пласта.

Современные гидродинамические симуляторы, основанные на развитых моделях поля давления в пластах и скважинах, позволяют быстро и эффективно провести анализ результатов гидродинамических исследований [1, 13]. При этом важнейшие фильтрационные характеристики определяются на основе решения

некорректных обратных задач как с применением конечно-разностных, так и аналитико-численных решений прямых задач [3, 5, 8]. При этом, как показывает практика, аналитико-численные решения более экономичны и эффективны.

В статье на основе аналитического решения исследовано влияние фильтрационно-емкостных характеристик пласта и вязкости флюида на поле давления в пласте и скважине после пуска насоса и после его остановки с учетом влияния динамики уровня жидкости в скважине.

Постановка задачи и методы решения

Задача о поле давления в системе «скважина — пласт» с учетом изменения динамического уровня жидкости в скважине содержит следующие уравнения и соотношения [11, 12]:

- уравнение, связывающее поля давлений в скважине P_{1d} и пласте P_d :

$$\frac{\partial P_{1d}}{\partial t} - \frac{2\pi\rho g}{S\mu} \int_{-H_1}^{H_2} k_r(z_d) \left(r_d \frac{\partial P_d}{\partial r_d} \right) \Big|_{r_d=r_0} dz_d = -\frac{\rho g}{S} Q(t), \quad (1)$$

$$r_d < r_0, \quad t > 0;$$

- уравнение пьезопроводности с переменными коэффициентами, отражающими вертикальную неоднородность осадочных пород:

$$\mu\beta m(z_d) \frac{\partial P_d}{\partial t} = k_r(z_d) \frac{1}{r_d} \frac{\partial}{\partial r_d} \left(r_d \frac{\partial P_d}{\partial r_d} \right) + \frac{\partial}{\partial z_d} \left(k_z(z_d) \frac{\partial P_d}{\partial z_d} \right), \quad (2)$$

$$r_d > r_0, \quad -H_1 < z_d < H_2, \quad t > 0;$$

- на бесконечности по латерали задано условие постоянного давления:

$$P_d|_{r_d \rightarrow \infty} = P_s;$$

- флюидонасыщенная область считается изолированной от окружающих ее сверху и снизу пород:

$$\frac{\partial P_d}{\partial z_d} \Big|_{z_d=-H_1} = 0, \quad \frac{\partial P_d}{\partial z_d} \Big|_{z_d=H_2} = 0;$$

- начальные условия соответствуют невозмущенному пластовому давлению:

$$P_d|_{t=0} = P_s, \quad P_{1d}|_{t=0} = P_s; \quad (3)$$

- давление на выходе из пласта совпадает с давлением в скважине:

$$P_d|_{r_d=r_0} = P_{1d}. \quad (4)$$

Здесь β — величина упругоёмкости, а точнее — вытесняющая способность пористой среды, Па^{-1} [10].

Решение задачи получено с использованием интегрального преобразования Лапласа — Карсона и представлено как [2]:

$$P = -\frac{2}{\pi} \int_0^\tau q(\tau - x) \int_0^\infty e^{-u^2 x} dx F(r, u) du, \quad (5)$$

$$\text{где } F(r, u) = \frac{J_0(ru)[uY_0(u) - \alpha Y_1(u)] - Y_0(ru)[uJ_0(u) - \alpha J_1(u)]}{[uJ_0(u) - \alpha J_1(u)]^2 + [uY_0(u) - \alpha Y_1(u)]^2}. \quad (6)$$

В (5), (6) приняты обозначения:

$$\begin{aligned} \tau &= \frac{\langle k_r \rangle t}{\mu \langle m \beta \rangle r_0^2}, \quad r = \frac{r_d}{r_0}, \quad P = \frac{P_d - P_s}{P_0}, \quad P_1 = \frac{P_{1d} - P_s}{P_0}, \\ \alpha &= \rho g H \langle m \beta \rangle \frac{2\pi r_0^2}{S}, \quad q(\tau) = \frac{\rho g \mu \langle m \beta \rangle r_0^2}{P_0 \langle k_r \rangle S} Q\left(\frac{\mu \langle m \beta \rangle r_0^2}{\langle k_r \rangle} \tau\right). \end{aligned} \quad (7)$$

Из выражений (5), (6) получены соотношения, описывающие поле давления при остановке насоса после работы с постоянным отбором:

$$q(\tau) = \begin{cases} q, & 0 < \tau < T, \\ 0, & \tau > T, \end{cases} \quad \text{или } q(\tau) = q\Phi(T - \tau).$$

В промежутке времени $0 < \tau < T$ решение (5) полностью совпадает с описанным в [4]. В области времени $\tau > T$ решение имеет вид:

$$\begin{aligned} P &= -\frac{2q}{\pi} \int_0^\infty \frac{du}{u^2} (1 - e^{-u^2 \tau}) F(r, u) + \\ &+ \frac{2q}{\pi} \int_0^\infty \frac{du}{u^2} (1 - e^{-u^2(\tau-T)}) F(r, u). \end{aligned} \quad (8)$$

Общее аналитическое решение для давления при отборе с постоянным дебитом и при последующей остановке записывается с помощью функции Хевисайда $\Phi(x)$:

$$\begin{aligned} P &= -\frac{2q}{\pi} \int_0^\infty \frac{du}{u^2} \{ (1 - e^{-u^2 \tau}) - \\ &- \Phi(\tau - T)(1 - e^{-u^2(\tau-T)}) \} F(r, u). \end{aligned} \quad (9)$$

Результаты вычислительных экспериментов и их обсуждение

На рис. 1-4 приведены кривые зависимостей абсолютных значений возмущений давления от времени, рассчитанные по формуле (9), при следующих общих значениях физических параметров: $r_0 = 0,1$ м; $g = 9,8$ м/с²; $S = 0,031$ м²; $Q = 5,787 \cdot 10^{-5}$ м³/с. Поскольку на всех рисунках приведены абсолютные значения давления, то при интерпретации кривых следует учитывать, что реальные возмущения давления при отборе из скважины соответствуют отрицательным перепадам.

Рис. 1 иллюстрирует изменение давления на забое скважины при отборе из пластов с различной проницаемостью, толщиной $H = 3$ м, пористостью $m = 0,2$, сжимаемостью $\beta = 10^{-9}$ Па⁻¹ и при последующей остановке. Насыщающий флюид имеет вязкость $\mu = 2 \cdot 10^{-2}$ Па · с и плотность $\rho = 900$ кг/м³.

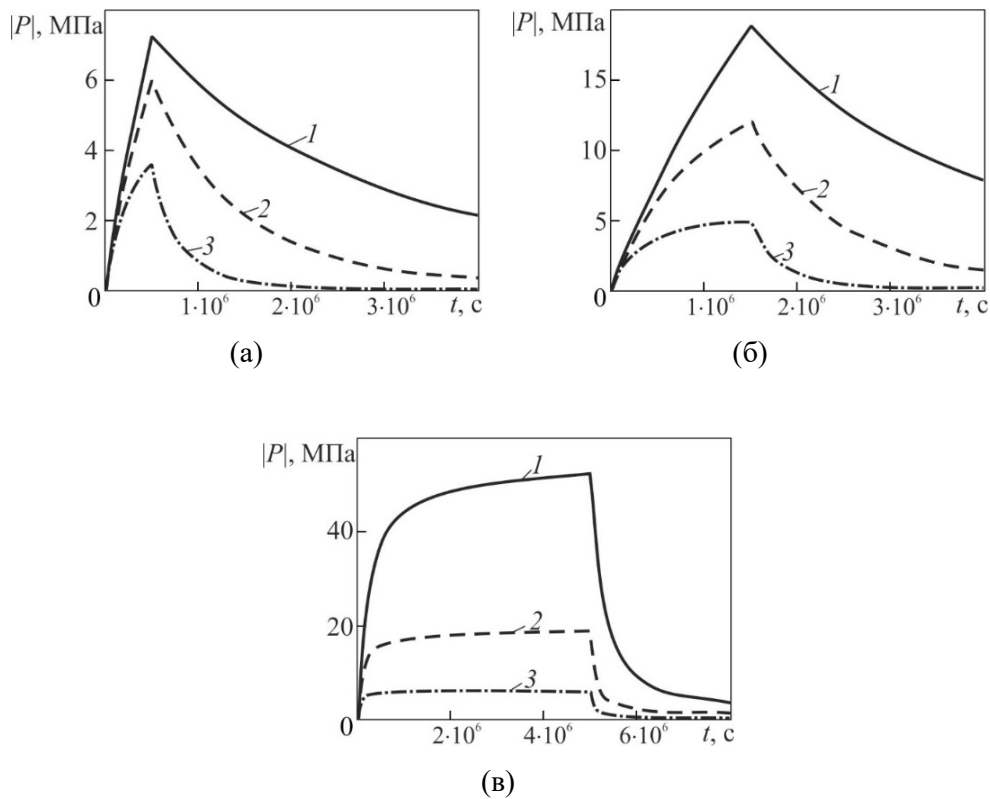


Рис. 1. Динамика абсолютных значений давления в скважине во время работы и после остановки насоса в различные моменты времени при разных значениях проницаемости эксплуатируемого пласта: кривые 1 соответствуют проницаемости $k = 10^{-14}$ м², 2 — $3 \cdot 10^{-14}$ м², 3 — 10^{-13} м²

Fig. 1. Dynamics of absolute pressure values in the well during operation and after stopping the pump at different times at different values of the permeability of the reservoir being exploited: curves 1 correspond to the permeability $k = 10^{-14}$ м², 2 — $3 \cdot 10^{-14}$ м², 3 — 10^{-13} м²

Кривые, приведенные на рис. 1а, рассчитаны для времени работы насоса перед остановкой $\tau = 5 \cdot 10^5$ с. Кривая 1 соответствует проницаемости пласта $k = 10^{-14}$ м², кривая 2 — $3 \cdot 10^{-14}$ м², кривая 3 — 10^{-13} м². Наибольшее отклонение давления от естественного, как следует из анализа кривых, приведенных на рисунке, достигается при малых значениях проницаемости коллектора $k = 10^{-14}$ м², при этом за всё время работы насоса реализуется только этап релаксации [12], соответствующий изменению давления со временем, близкому к линейному. Темп восстановления давления при этом является минимальным из всех представленных кривых, а время восстановления достигает максимальных значений.

С увеличением проницаемости (кривые 2 и 3 на рис. 1а) уменьшаются отклонения давления от невозмущенного, а темп восстановления после остановки насоса увеличивается. Заметим, что при значении проницаемости $k = 10^{-13}$ м² (кривая 3) при работе насоса достигается переходный этап эксплуатации скважины [12], характеризующийся существенным отклонением изменения давления от линейного.

На рис. 1б представлены аналогичные кривые, для которых время работы насоса перед остановкой увеличено в три раза: $\tau = 15 \cdot 10^5$ с. Здесь, как и на рис. 1а, для кривой 1 реализуется только этап релаксации. Для кривой 2 осуществляется переходный этап, а для кривой 3 — этап стабилизации [12], когда достигаются логарифмические темпы изменения давления со временем, существенно меньшие, нежели на предыдущих этапах. Амплитудные значения отклонений давления на всех трех кривых возрастают более чем в два раза. Другие отмеченные на рис. 1а закономерности динамики давления сохраняются.

Случай, при котором для всех кривых в процессе работы насоса достигается этап логарифмической стабилизации, представлен на рис. 1в. Он соответствует времени работы насоса: $\tau = 5 \cdot 10^7$ с. Заметим, что отклонение давления от невозмущенного на этапе стабилизации существенно зависит от проницаемости пласта, а в сравнении с переходным этапом возрастает почти в три раза.

Обратим внимание, что при расчетах кривых, представленных на рис. 2-4, использованы те же значения временных интервалов работы насоса перед остановкой, что и на рис. 1. График с литерой а соответствует времени $\tau = 5 \cdot 10^5$ с, с литерой б — $15 \cdot 10^5$ с, а с литерой в — $5 \cdot 10^7$ с.

Рис. 2 иллюстрирует изменение давления на забое скважины при отборе из пластов с проницаемостью $k = 10^{-13}$ м² и различной сжимаемостью. Остальные физические параметры пласта и пластового флюида те же, что и для кривых, представленных на рис. 1.

Кривые 1 соответствуют сжимаемости пласта $\beta = 10^{-9}$ Па⁻¹, кривые 2 — 10^{-8} Па⁻¹, кривые 3 — $5 \cdot 10^{-8}$ Па⁻¹. Анализ кривых на рис. 2 показывает, что изменение сжимаемости в указанных пределах незначительно влияет на темпы установления режимов эксплуатации скважины и восстановления давления после остановки насоса. Это означает, что для всех кривых рис. 2а этап релаксации завершается и начинается переходный этап, для кривых рис. 2б

реализуется переходный этап, а на рис. 2в все кривые свидетельствуют о логарифмической стабилизации.

Сравнение кривых на рис. 2 показывает, что при наименьших значениях сжимаемости пласта достигаются наибольшие отклонения давления от естественного. Уменьшение сжимаемости на порядок приводит к увеличению амплитуды возмущения давления на 10-15%. Максимальные отклонения в режиме стабилизации превышают максимальные отклонения в режиме релаксации более чем в полтора раза.

Рис. 3 иллюстрирует влияние изменения пористости коллектора на поле давления при отборе флюида из пласта и после окончания отбора. Расчетные параметры для пласта (кроме пористости) и пластового флюида приняты те же, что на рис. 1 при проницаемости $k = 10^{-13} \text{ м}^2$. Пористость принимает

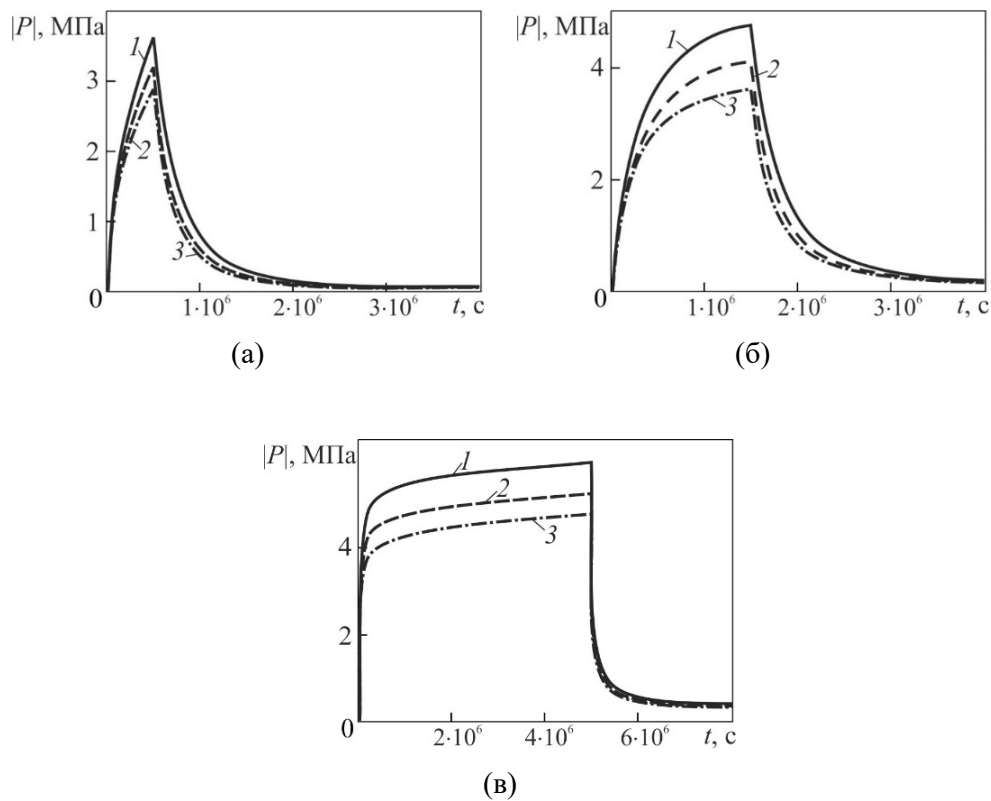


Рис. 2. Динамика давления в скважине во время работы и после остановки насоса в различные моменты времени при разных значениях вытесняющей способности эксплуатируемого пласта: кривые 1 соответствуют сжимаемости $\beta = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$, 2 — 10^{-8} Па^{-1} , 3 — $5 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$

Fig. 2. Dynamics of pressure in the well during operation and after stopping the pump at different times at different values of the displacement capacity of the reservoir in operation: curves 1 correspond to compressibility $\beta = 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$, 2 — 10^{-8} Pa^{-1} , 3 — $5 \cdot 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$

значения $m = 0,1$ (кривые 1), $m = 0,2$ (кривые 2), $m = 0,3$ (кривые 3). Анализ рисунков показывает, что изменение пористости в указанных пределах слабо влияет на динамику давления и темпы его восстановления. Максимальное различие между амплитудными значениями возмущения давления в режиме стабилизации не превышает 6%.

На рис. 4 приведены кривые, отражающие динамику забойного давления при отборе флюида разной вязкости: кривые 1 соответствуют вязкости $\mu = 2 \cdot 10^{-2}$ Па · с, кривые 2 — $8 \cdot 10^{-3}$ Па · с, кривые 3 — $2 \cdot 10^{-3}$ Па · с. Расчетные параметры пласта совпадают с принятыми в расчетах кривых на рис. 1 при проницаемости $k = 10^{-13}$ м².

Сопоставление кривых, изображенных на графиках, показывает, что максимальные отклонения давления от невозмущенного пластового соответствуют

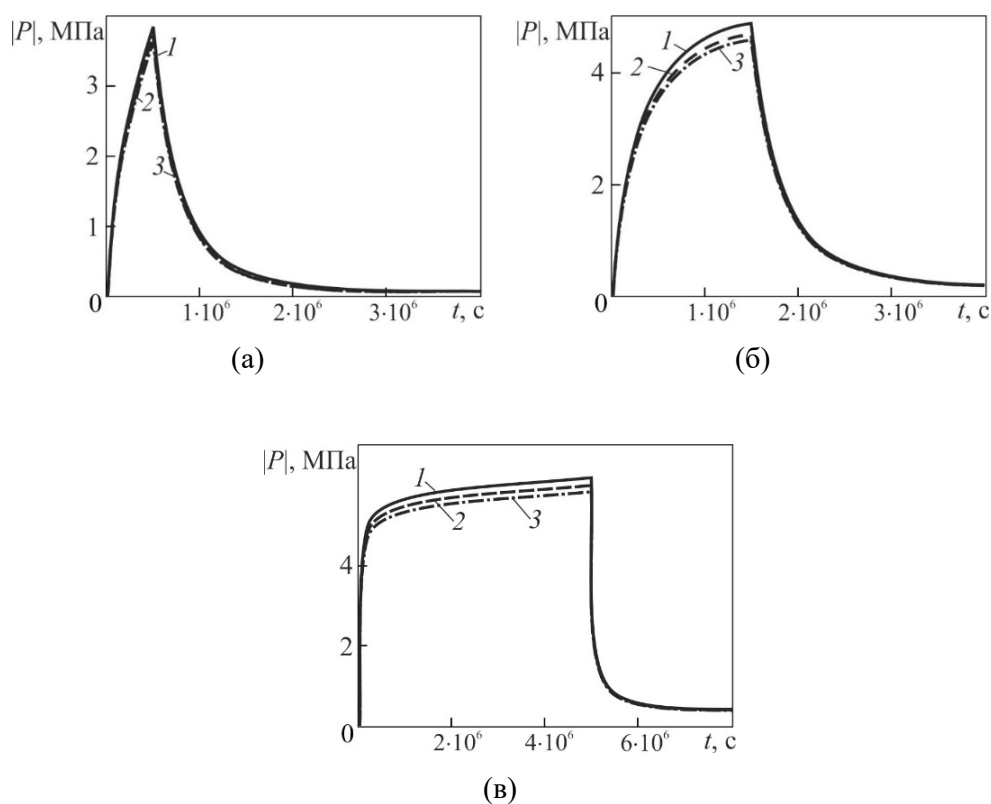


Рис. 3. Динамика давления в скважине во время работы и после остановки насоса в различные моменты времени при разных значениях пористости эксплуатируемого пласта: кривые 1 соответствуют пористости $m = 0,1$, 2 — 0,2, 3 — 0,3

Fig. 3. Dynamics of pressure in the well during operation and after stopping the pump at different points in time for different values of the porosity of the reservoir being exploited: curves 1 correspond to the porosity $m = 0.1$, 2 — 0.2, 3 — 0.3

наибольшим значениям вязкости. Сопоставление кривых 1 и 3 на рис. 4в свидетельствует, что с ростом вязкости на порядок в режиме стабилизации амплитуда давления возрастает почти в девять раз.

Анализ кривых на рис. 4а для $\tau = 5 \cdot 10^5$ с позволяет заключить, что для кривой 1 реализуется этап релаксации, для кривой 2 — переходный этап и этап стабилизации — для кривой 3. Кривые на рис. 4б и 4в свидетельствуют о достижении этапа логарифмической стабилизации при времени эксплуатации насоса от $\tau = 15 \cdot 10^5$ с.

Таким образом, различие вязкостей пластовых флюидов существенно влияет как на темпы достижения режимов эксплуатации скважины, так и на темпы восстановления давления. Чем меньше вязкость, тем быстрее достигается стабилизация давления при отборе и его восстановление после остановки.

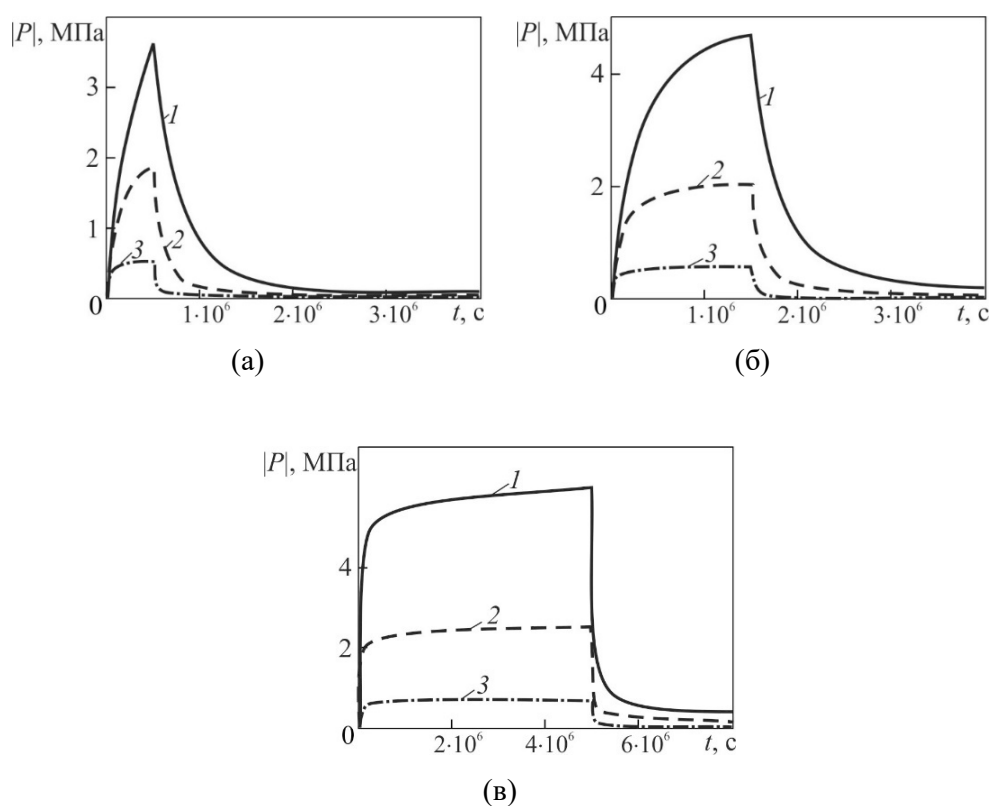


Рис. 4. Динамика давления в скважине во время работы и после остановки насоса в различные моменты времени при различных значениях вязкости отбираемого флюида: кривые 1 соответствуют вязкости $\mu = 2 \cdot 10^{-2}$ Па \cdot с, 2 — $8 \cdot 10^{-3}$ Па \cdot с, 3 — $2 \cdot 10^{-3}$ Па \cdot с

Fig. 4. The dynamics of pressure in the well during operation and after stopping the pump at different times for different values of the viscosity of the fluid being taken: curves 1 correspond to the viscosity $\mu = 2 \cdot 10^{-2}$ Pa \cdot s, 2 — $8 \cdot 10^{-3}$ Pa \cdot s, 3 — $2 \cdot 10^{-3}$ Pa \cdot s

Заключение

Итак, на основании развитой аналитической модели поля давления во взаимосвязанной системе «скважина — пласт» разработан расчетный модуль и осуществлены вычислительные эксперименты. Анализ результатов расчетов позволил выявить основные параметры, определяющие динамику поля давления в скважине при работе насоса и после его остановки, и уточнить вклад проницаемости, сжимаемости и пористости коллектора, а также вязкости насыщающего флюида в диапазоне наиболее часто встречающихся значений.

Наибольшее влияние на динамику поля давления оказывает величина проницаемости. С уменьшением проницаемости увеличиваются отклонения давления от невозмущенного, а также замедляются темпы достижения релаксации, переходного этапа и стабилизации.

Показано, что уменьшение вытесняющей способности коллектора [10] на порядок приводит к увеличению амплитуды возмущения давления на 10-15%. Однако вклад этого параметра не превышает вклад проницаемости.

Пористость коллектора оказывает наименьшее влияние на динамику поля давления в скважине, которое не превышает 6% от амплитудных значений давления в режиме стабилизации.

С увеличением вязкости растут отклонения давления от невозмущенного, а также увеличивается время достижения этапов эксплуатации скважины. Вычислительные эксперименты показывают, что, наряду с преобладающим влиянием проницаемости, в диапазоне наиболее распространенных значений весомый вклад в динамику давления, регистрируемую в скважине, вносит вязкость отбираемого флюида.

Установленные закономерности имеют важное значение для развития общих представлений о формировании давления во взаимосвязанной системе «скважина — пласт», а также позволят усовершенствовать методы интерпретации результатов измерения величины давления в скважине.

Список используемых обозначений

H — толщина перфорированной области пласта (м); v_r — радиальная компонента скорости фильтрации (м/с); $Q(t)$ — объемный дебит скважины (м³/с); D — объемная производительность пласта (м³/с); r_0 — радиус скважины (м); S — площадь заполняемого сечения ствола скважины (м²); R — радиус контура питания (м); $\langle k \rangle$ — проницаемость (м²); m — пористость; P, P_1 — давления в пласте и скважине соответственно (Па); t — время (с); r, z — координаты цилиндрической системы (м); β — упругоэластичность пористой среды (Па⁻¹); ρ — плотность жидкости (кг/м³); μ — вязкость (Па · с); V — объем жидкости (м³); g — ускорение свободного падения (м/с²); P_0 — нормировочный перепад давления (Па); P_s — невозмущенное поле давления (Па); p — параметр преобразования Лапласа — Карсона.

Нижний индекс d (от англ. *dimensional* — размерный) используется при переходе от размерных величин к безразмерным в случае, когда обозначение величины совпадает в размерной и безразмерной постановке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Богданович Т. И. Развитие гидродинамического симулятора «Протей» / Т. И. Богданович, Е. А. Громова // Газовая промышленность. 2010. № 8 (649). С. 36-37.
2. Диткин В. А. Операционное исчисление / В. А. Диткин, А. П. Прудников. М.: Высшая школа, 1966. 405 с.
3. Иктисанов В. А. Особенности притока к скважинам с горизонтальным окончанием / В. А. Иктисанов // Нефтяная провинция. 2017. № 1 (9). С. 95-126. DOI: 10.25689/NP.2017.1.95-126
4. Карслоу Г. С. Теплопроводность твердых тел / Г. С. Карслоу, Д. К. Егер. М.: Наука, 1964. 487 с.
5. Карчевский А. Л. Метод определения фильтрационных характеристик трещиновато-пористого пласта на основе решения обратной задачи по данным регистрации расходных параметров скважины / А. Л. Карчевский, Л. А. Назарова, Л. А. Назаров // Прикладная механика и техническая физика. 2021. Том 62. № 6 (370). С. 74-80. DOI: 10.15372/PMTF20210609
6. Колеватов А. А. О влиянии технологии гидродинамических исследований скважин на результаты интерпретации / А. А. Колеватов, Ю. М. Штейнберг, А. К. Пономарев, А. Г. Дяченко, Д. В. Солопов // Труды научно-исследовательского института системных исследований Российской академии наук. 2018. Том 8. № 6. С. 16-23. DOI: 10.25682/NIISI.2018.6.0003
7. Лысенко В. Д. Об эффективности гидродинамических исследований скважин / В. Д. Лысенко // Недропользование XXI век. 2007. № 4. С. 60-63.
8. Махмутов А. А. Исследование методики обработки недовосстановленных КВД путем внесения поправки на приток жидкости / А. А. Махмутов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 3. С. 24-26.
9. Невмержицкий Я. В. Об особенностях гидродинамических исследований скважин в низкопроницаемых коллекторах / Я. В. Невмержицкий // Труды Московского физико-технического института (национального исследовательского университета). 2017. Том 9. № 2 (34). С. 46-56.
10. Филиппов А. И. Особенности вытеснения жидкости при фильтрации в среде с малой пористостью / А. И. Филиппов, П. Н. Михайлов // Инженерно-физический журнал. 2022. Том 95. № 3. С. 734-741.
11. Филиппов А. И. Поле давления в пласте при заданном дебите скважины / А. И. Филиппов, О. В. Ахметова, А. А. Ковальский, М. А. Зеленова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 3 (23). С. 58-78. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-58-78
12. Филиппов А. И. Пространственно-временные распределения давления в пласте и скважине при различных режимах отбора / А. И. Филиппов, О. В. Ахметова, А. А. Ковальский, М. А. Зеленова, Н. А. Унщиков // Инженерно-физический журнал. 2022. Том 95. № 4. С. 883-893.
13. Эйдинов Д. А. tNavigator — гидродинамический симулятор нового поколения / Д. А. Эйдинов // Недропользование XXI век. 2015. № 4 (54). С. 62-69.

Aleksandr I. FILIPPOV¹
Oksana V. AKHMETOVA²
Marina A. ZELENOVA³

UDC 532.685

**PRESSURE FIELD IN THE RESERVOIR AND WELL,
TAKING INTO ACCOUNT THE DYNAMIC LEVEL
DURING THE SELECTION AND SUBSEQUENT SHUTDOWN***

¹ Dr. Sci. (Tech.), Professor,
Department of General and Theoretical Physics,
Sterlitamak Branch of the Bashkir State University
filippovai1949@mail.ru; ORCID: 0000-0002-0964-9805

² Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Department of General and Theoretical Physics,
Sterlitamak Branch of the Bashkir State University
ahoksana@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-8196-7533

³ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Department of General and Theoretical Physics,
Sterlitamak Branch of the Bashkir State University
marina_ag@inbox.ru; ORCID: 0000-0003-1379-0358

Abstract

An analytical solution of the non-stationary filtration problem is presented, taking into account the change in the dynamic level of the fluid in the well during extraction with a variable flow rate, which made it possible to construct calculation formulas for the pressure field in the well when operating at a constant pump performance and subsequent shutdown. The problem contains the equation of piezoconductivity for non-stationary plane-radial filtration in a formation

* The research was supported by the Russian Science Foundation (grant No. 22-22-00132).

Citation: Filippov A. I., Akhmetova O. V., Zelenova M. A. 2022. "Pressure field in the reservoir and well, taking into account the dynamic level during the selection and subsequent shutdown". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 111-124.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-111-124

surrounded by an impermeable bottom and tire. It also includes an integro-differential condition connecting the pressure fields in the well and the reservoir, the condition of equality of pressures at the outlet from the reservoir to the well, the absence of disturbances at the initial time and in remote sections of the reservoir.

When constructing an exact analytical solution of the problem in dimensionless variables, the Laplace — Carson integral transformation with respect to time was used. The originals of the solution are also obtained analytically and contain the Bessel functions of the zeroth and first orders. The general analytical solution for the pressure during extraction with a constant flow rate and subsequent shutdown is written using the Heaviside function. Based on the solution found, computational experiments were performed in which the reservoir parameters of the oil-saturated reservoir are varied, and pump stops are performed at various stages of well operation: relaxation, transitional and stabilization.

It has been established that the main influence on the dynamics of the pressure field is exerted by the permeability of the reservoir. Reducing the displacement capacity of the reservoir by an order of magnitude leads to an increase in the amplitude of the pressure perturbation by 25-35%. However, the influence of this parameter does not exceed the contribution of permeability. The contribution of the reservoir porosity is less than 6% of the peak pressure values in the stabilization mode. The viscosity of the sampled fluid has a significant impact on the pressure field recorded in the well.

Keywords

Filtration, flow rate, well, pumping equipment, exact solution, Laplace — Carson integral transformation, computational experiment.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-111-124

REFERENCES

1. Bogdanovich T. I., Gromova E. A. 2010. "Development of the hydrodynamic simulator 'Proteus'". *Gas Industry*, no. 8 (649), pp. 36-37. [In Russian]
2. Ditkin V. A., Prudnikov A. P. 1966. *Operational Calculus*. Moscow: Higher School. 405 p. [In Russian]
3. Iktisanov V. A. 2017. "Fluid flow pattern towards horizontal wells". *Neftyanaya Provintsiya*, no. 1 (9), pp. 95-126. DOI: 10.25689/NP.2017.1.95-126 [In Russian]
4. Carslaw H. S., Jaeger J. C. 1964. *Conduction of heat in solids*. Moscow: Nauka. 487 p. [In Russian]
5. Karchevsky A. L., Nazarova L. A., Nazarov L. A. 2021. "Determining the fluid transport properties of a fractured porous reservoir by solving the inverse problem using well output measurements". *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, vol. 62, no. 6, pp. 952-958. DOI: 10.1134/S0021894421060092
6. Kolevatov A. A., Steinberg Yu. M., Ponomarev A. K., Dyachenko A. G., Solopov D. V. 2018. "Well test interpretation results dependency on survey technology". *Proceedings of the Research Institute of System Research of the Russian Academy of Sciences*, vol. 8, no. 6, pp. 16-23. DOI: 10.25682/NIISI.2018.6.0003 [In Russian]

7. Lysenko V. D. 2007. "On the effectiveness of hydrodynamic studies of wells". *Subsoil Use XXI Century*, no. 4, pp. 60-63. [In Russian]
8. Makhmutov A. A. 2015. "Research of the method of processing of non-completely restored pressure buildup curves by applying the corrections for liquid inflow". *Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex*, no. 3, pp. 24-26. [In Russian]
9. Nevmerzhitkiy Ya. V. 2017. "On well tests features in the low-permeability reservoirs". *Proceedings of the Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University)*, vol. 9, no. 2 (34), pp. 46-56. [In Russian]
10. Filippov A. I., Mikhailov P. N. 2022. "Specific features of the displacement of liquid during filtration in a low-porosity medium". *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. Vol. 95. No. 3. Pp. 721-727. DOI: 10.1007/s10891-022-02529-4
11. Filippov A. I., Akhmetova O. V., Kovalskiy A. A., Zelenova M. A. 2020. "The pressure field in the reservoir at a given well flow rate". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 6, no. 3 (23), pp. 58-78. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-58-78 [In Russian]
12. Filippov A. I., Akhmetova O. V., Kovalskii A. A., Zelenova M. A., Unchshikov N. A. 2022. "Spatial-temporal distributions of the pressure in a bed with a well in different regimes of production of a fluid from the well". *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, vol. 95, no. 4, pp. 867-877. DOI: 10.1007/s10891-022-02555-2
13. Eidinov D. A. 2015. "tNavigator — hydrodynamic simulation of a new generation". *Subsoil Use XXI Century*, no. 4 (54), pp. 62-69. [In Russian]