

Математическое моделирование нестационарной работы нефтяной скважины с учетом неравновесности фазовой проницаемости

А.В. Иванов,
С.В. Степанов, д.т.н., к.ф.-м.н.
(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Адрес для связи: avivanov8@rosneft.ru

Ключевые слова: неравновесная фильтрация, неравновесные фазовые проницаемости, моделирование одиночной скважины

Рассмотрены результаты применения разработанной компьютерной программы для численного исследования работы добывающей скважины на пласт БВ₈¹⁻³ Самотлорского месторождения. Компьютерная программа создана на основе физико-математической модели, описывающей фильтрацию нефти и воды в пласте, в том числе с учетом неравновесных относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по модели Г.И. Баренблатта. Приведены результаты тестирования компьютерной программы, в том числе при использовании расчетных сеток различной конфигурации и детализации. Установлено, что для приемлемого по времени и качеству расчета работы скважины можно использовать равномерную расчетную сетку. Рассмотрены результаты исследования влияния способов решения системы линейных уравнений. Представлены результаты исследования динамики обводненности скважины в зависимости от специфики режима ее эксплуатации и особенностей строения пласта. Во всех случаях неравновесность ОФП приводит к наличию выраженных пульсаций обводненности.

Введение

В настоящее время при моделировании многофазной фильтрации в подавляющем большинстве случаев принимается, что функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) зависят только от насыщенности. В значительно меньшей степени учитывается влияние на ОФП капиллярного

Mathematical modeling of oil well nonstationary work taking into account nonequilibrium phase permeability

A.V. Ivanov,
S.V. Stepanov
(Tyumen Petroleum Research Center
LLC, RF, Tyumen)

E-mail: avivanov8@rosneft.ru

Keywords: nonequilibrium filtration, nonequilibrium phase permeability, modeling of one well

In this work the results of applying the developed software for numerical analysis of oil well work on reservoir BV₈¹⁻³ of Samotlorskoye field. A computer program is created on the basis of physical-mathematical model describing the filtration of oil and water in the reservoir, including taking into account the nonequilibrium relative phase permeability (RPP) model by G.I. Barenblatt. The work shows the results of testing a computer program, including the use of computational grids of different configurations and detail. It was found that acceptable quality and time calculation work well can be uniform design grid. Also we consider the results of a study of the influence of the ways of solving systems of linear equations. The work shows the research results of well water cut dynamics depending on its work mode and characteristics of the reservoir. In all cases, the nonequilibrium RPP leads to having expressed pulsations of water cut.

числа и практически не учитывается влияние неравновесности распределения фаз в порах. Очевидно, что учет или неучет тех или иных физических факторов влияет на физическую состоятельность математических моделей многофазной фильтрации.

В данной статье, исходя из учета в гидродинамической модели неравновесности ОФП, сделана попытка объяснить сложную немонотонную динамику обводнения нефтяных скважин, которая встречается практически повсеместно.

Проблема изучения физических и/или технологических факторов, обуславливающих немонотонную, часто с выраженными пульсациями, динамику показателей эксплуатации скважины, в настоящее время до конца не изучена, но имеется ряд работ, посвященных данному вопросу. Так, в работе [1] сложный характер обводнения скважин объясняется с позиции комплексного влияния таких факторов, как конусообразование, приток воды с контура питания скважины, а также протекающие на их фоне упругодеформационные процессы. В работе [2] рассматриваются геологические и тектонические особенности, влияющие на характер обводнения скважин: «...такое поведение динамических показателей работы скважины может быть объяснено с позиции разломно-блокового строения, в соответствии с которым пульсационные характеристики режимов работы скважины объясняются соответствующими колебательными движениями блоков». В работе [3] отмечается, что «...колебания на самом деле связаны с внутренними свойствами пластовых систем...», при этом авторы делают акцент на неравновесности пластовых процессов. Проведенные нами исследования подтверждают данное предположение.

Для численного исследования влияния неравновесности на многофазную фильтрацию при разработке месторождений необходимо использовать специализированное программное обеспечение. Отметим, что это связано не только с тем, что в существующих (коммерческих) гидродинамических

симуляторах отсутствует учет неравновесности ОФП, но и с тем, что существующие симуляторы недостаточно приспособлены для детального моделирования работы отдельных скважин. В частности, это связано с используемыми схемами расчета притока к скважине, методами решений систем уравнений и возможностями для настройки этих методов. Поэтому одной из задач являлось исследование влияния на результат различных типов расчетных сеток.

Для моделирования неравновесности ОФП согласно модели Г.И. Баренблатта [3] необходимо знать время релаксации. В работе [3] указывается, что «в настоящее время остается открытой проблема определения характерного времени релаксации». В связи с этим вторая задача исследований заключалась в определении длительности времени релаксации.

Третья задача – исследование влияния фактора неравновесности с учетом различных режимов работы скважины и строения пласта.

Предварительно рассмотрения каждой из перечисленных задач рассмотрим использованную в расчетах физико-математическую модель.

Физико-математическая модель

Рассмотрим задачу изотермической неравновесной двухфазной (нефть – вода) фильтрации в горизонтально ориентированном пласте постоянной толщины. Скважину примем вертикальной, в общем случае несовершенной по степени вскрытия пласта. Примем также допущение, что течение флюидов может быть описано в системе координат r - z . С учетом сделанных допущений система уравнений имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_w \frac{\partial p_w}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_w \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) + q_w; \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_o \frac{\partial p_o}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_o \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) + q_o; \\ S_w + S_o = 1; \\ \gamma_w = \rho_w g \quad \gamma_o = \rho_o g; \\ p_o - p_w = p_c(S_w), \end{array} \right. \quad (1)$$

где $R_w = \frac{k_h f_w}{\mu_w B_w}$ $R_o = \frac{k_h f_o}{\mu_o B_o}$ – горизонтальная проводимость пласта при течение соответственно водной и нефтяной фазы; $Z_w = \frac{k_v f_w}{\mu_w B_w}$ $Z_o = \frac{k_v f_o}{\mu_o B_o}$ – вертикальная проводимость пласта при течение водной и нефтяной фазы; k_h, k_v – абсолютная проницаемость соответственно в горизонтальном и вертикальном направлении; f_w, f_o – ОФП соответственно воды и нефти; μ_w, μ_o – динамическая вязкость соответственно воды и нефти; B_w, B_o – объемный коэффициент соответственно воды и нефти; ρ_w, ρ_o – истинная плотность соответственно воды и нефти; p_w, p_o – давление соответственно воды и нефти; ϕ – пористость; q_w, q_o – притоки соответственно воды и нефти; S_w, S_o – насыщенность соответственно водой и нефтью; $p_c(S_w)$ – функция капиллярного давления от водонасыщенности.

Система дифференциальных уравнений (1) решается методом IMPES [4], причем в конечно-разностные уравнения входят неявные коэффициенты. Тестирование созданной программы показало хорошее соответствие точному решению задачи Баклея – Леверетта и решению задачи плоскорадиального потока однородной упругой жидкости. Кроме того, при оценке влияния капиллярного давления на структуру фронта вытеснения установлено, что численное решение имеет правильную тенденцию поведения стабилизированной зоны в сравнении с решением задачи Раппорта – Лиса.

Задача 1. Исследование влияния расчетной сетки на результат численного моделирования

Как известно, точность численного решения во многом зависит от дискретизации расчетной сетки. Очевидно, что для получения более точного решения необходимо использовать расчетные сетки с малыми пространственными шагами, однако использование таких сеток приводит к увеличению продолжительности расчета и необходимому объему оперативной памяти ЭВМ. Число узлов расчетных сеток можно уменьшить с учетом

специфики пространственного изменения физических параметров и связанной с этим точности аппроксимации производных конечными разностями. Так, в работе [4] для случая плоскорадиальной фильтрации однофазной жидкости в однородном пласте, исходя из логарифмического вида эпюры давления, обосновано расположение узлов неравномерной расчетной сетки по геометрической прогрессии:

$$\frac{r_{i+1}}{r_i} = \left(\frac{r_e}{r_w}\right)^{1/(N-1)}, \quad (2)$$

где N – число узлов расчетной сетки; r_w – радиус ствола скважины; r_e – радиус контура питания.

При таком расположении узлов сетки обеспечивается одинаковый перепад давления между соседними узлами, что дает одинаковую погрешность расчета давления на всех узлах модели. При двухфазной фильтрации для получения точного решения по насыщенности, очевидно, следует измельчать сетку в области фронта вытеснения. Из-за этого неравномерная сетка, сгущенная к центру скважины, имеет меньшую точность по сравнению с равномерной сеткой (рис. 1). Различие расчетной динамики обводненности при разном расположении узлов сетки по радиальной координате показано на рис. 2.

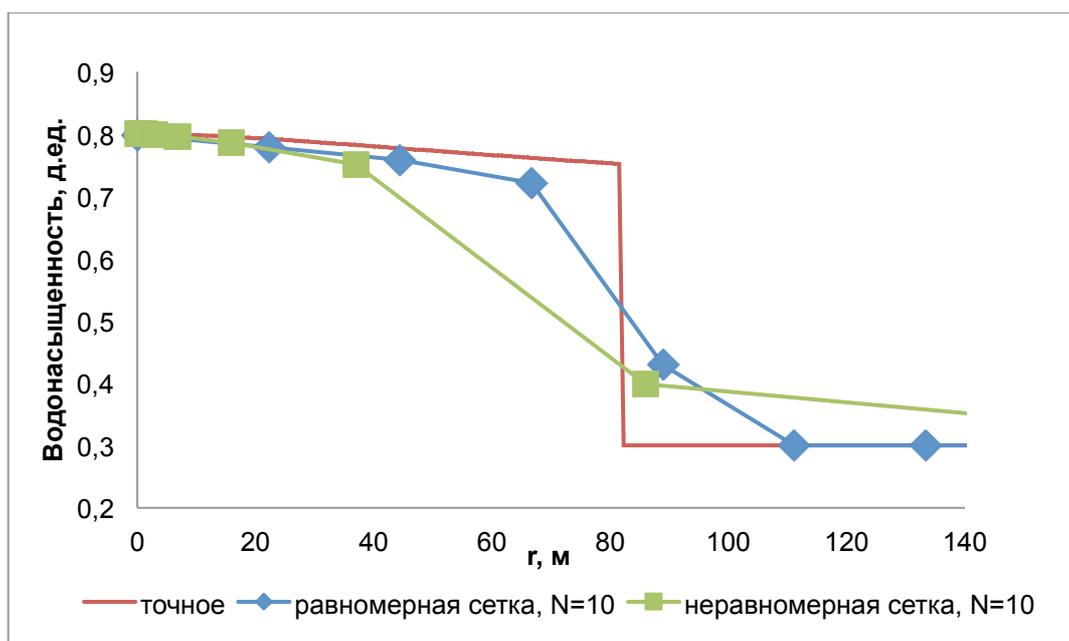


Рис. 1. Эпюры водонасыщенности, рассчитанные на разных сетках для плоскорадиального вытеснения модели Баклея – Леверетта

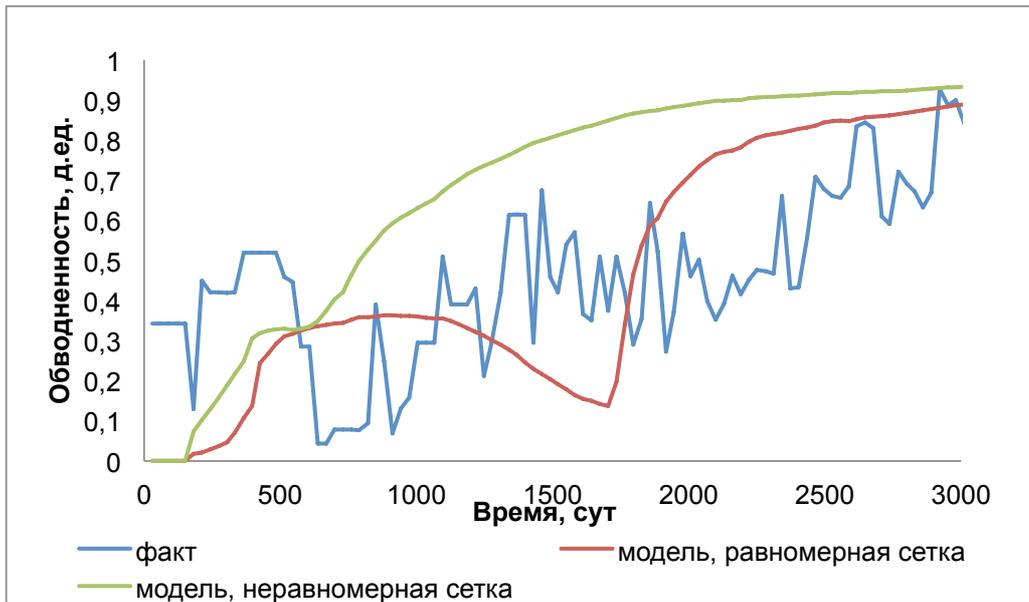


Рис. 2. Динамика обводненности скважины

Задача 2. Определение времени релаксации

В численных расчетах использовалась модель неравновесной фильтрации Баренблатта [3], которая заключается в разделении насыщенности на активную \tilde{s} и пассивную s , связанные уравнением $\tilde{s} = s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}$ (τ - время релаксации). Исходя из средних скоростей фильтрации в пласте, характерное время релаксации составляет около года, однако однозначная оценка отсутствует. Известно, что неравновесность приводит к «размазыванию» переходной стабилизированной зоны, размер которой зависит от времени релаксации, что наблюдается при численных расчетах (рис. 3). В работе [3] показано, что влияние неравновесности проявляется уже при $\tau = 6$ сут.

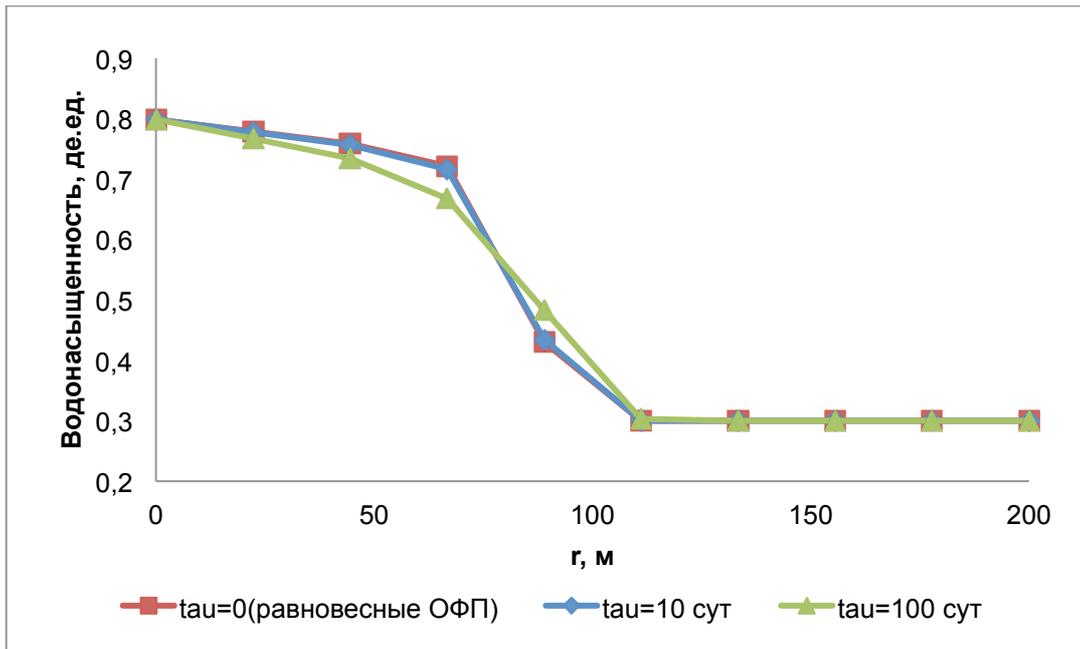


Рис. 3. Эпюры водонасыщенности при равновесных и неравновесных ОФП

Исследование влияния времени релаксации на динамику обводненности работающей скважины показало, что при неравновесных ОФП динамика обводненности характеризуется наличием пульсации. При чем больше время релаксации, тем интенсивнее пульсации. Исходя из сравнения фактической и расчетной динамики обводненности (рис. 4) для рассматриваемой системы пласт – флюид время можно ориентировочно принять $\tau=100$ сут. Приведенные ниже расчеты при неравновесных ОФП проводились при $\tau=100$ сут.

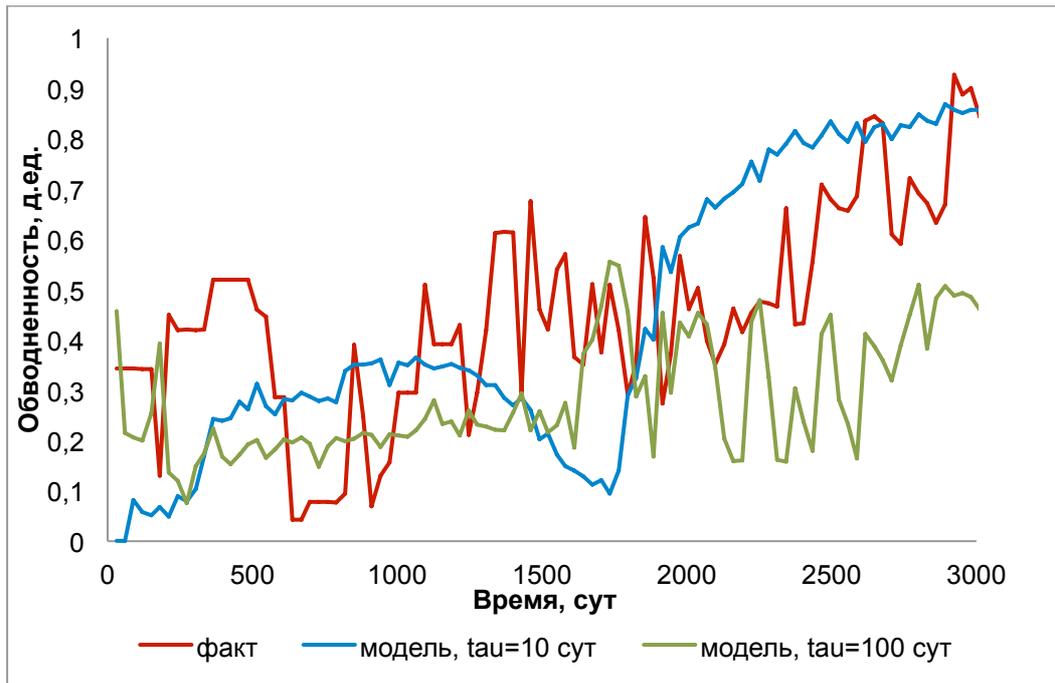


Рис. 4. Зависимость обводненности скважины от времени релаксации

Задача 3. Исследование влияния неравновесности на работу скважины в зависимости от строения пласта и режима работы скважины

Расчеты проводились для модели типовой скважины пласта BV_8^{1-3} Самотлорского месторождения в пластах разного строения пласта (однородном, слоисто-однородном, случайно-неоднородном) при постоянном (режим 1), падающем (режим 2), растущем (режим 3) и фактическом (режим 4) дебите жидкости с учетом и без учета неравновесности ОФП. Проницаемость призабойной зоны пласта принята равной в среднем $0,1 \text{ мкм}^2$, (диапазон изменения – от $0,055 \text{ мкм}^2$ до $0,2 \text{ мкм}^2$), радиус контура питания – 200 м.

На рис. 5 приведена динамика обводненности в зависимости от строения пласта при постоянном дебите жидкости в условиях неравновесных ОФП. Обводненность имеет ярко выраженный немонотонный характер, и интенсивность пульсаций обводненности одинакова для всех вариантов. Следует отметить, что немонотонный характер обводнения наблюдается и при условиях равновесных ОФП.

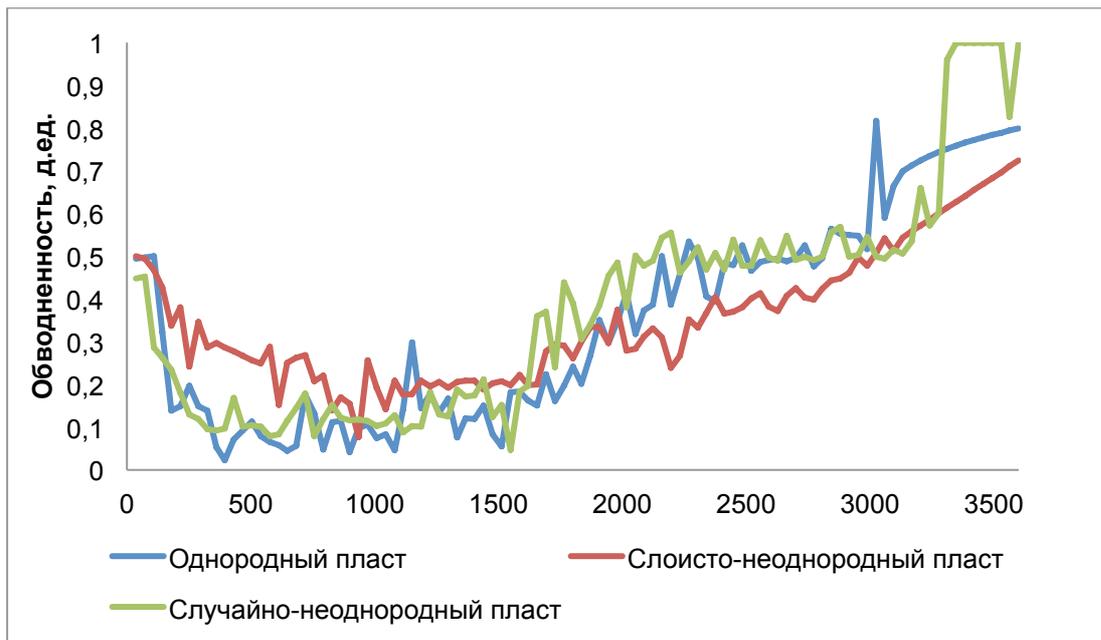


Рис. 5. Динамика обводненности при постоянном дебите жидкости в условиях неравновесных ОП в зависимости от строения пласта

На режиме 4, имитирующем фактическую промысловую динамику, обводненность может резко снижаться (с 0,5 до 0,1) и восстанавливать в течение 1 мес (рис.6). При постоянном дебите жидкости скачки обводненности составляют ориентировочно 0,2, при фактическом – 0,5.

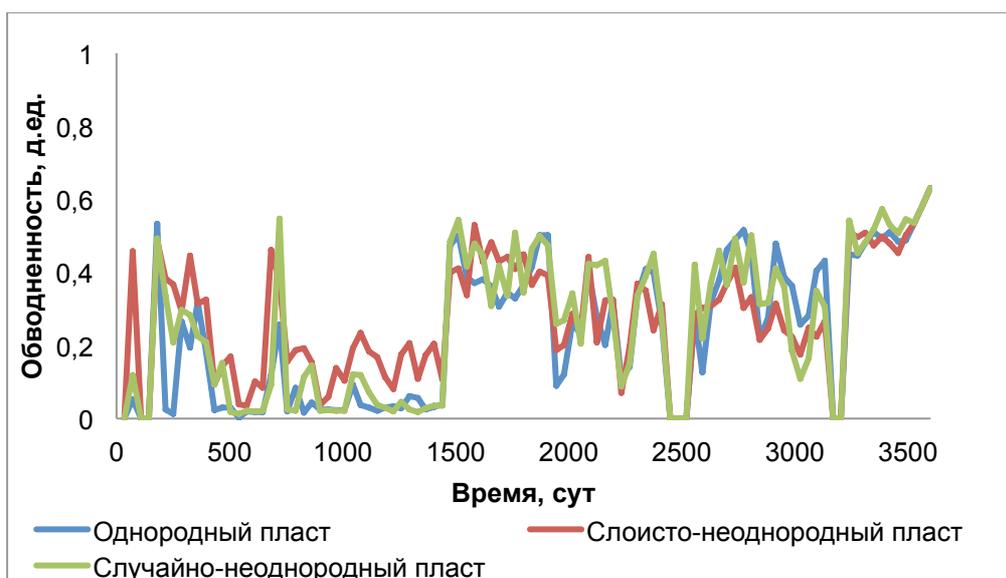


Рис. 6. Динамики обводненности при фактическом дебите жидкости в условиях неравновесных ОП в зависимости от строения пласта

Таким образом, наибольшую роль в колебаниях обводненности играет режим работы скважины, а не строение пласта. Из рис. 5, 6 видно, что как при постоянной, так и при немонотонной динамике дебита жидкости различия в строении пласта не приводят к существенному различию в динамиках обводненности. При этом динамика обводненности существенно зависит от режима работы скважины.

Результаты, полученные без учета неравновесности ОФП, характеризуются аналогичными тенденциями. Различие проявляется только в том, что при равновесных ОФП ярко выраженных пульсаций обводненности не наблюдается.

Выводы

1. При численном моделировании двухфазного течения к вертикальной скважине использование равномерной по радиусу расчетной сетки дает лучшие результаты по сравнению с неравномерной.
2. Анализ чувствительности модели неравновесной фильтрации Баренблатта к времени релаксации показал, что для рассмотренной системы пласт – флюид время релаксации составляет ориентировочно 100 сут. Учет неравновесности ОФП позволил имитировать сложную немонотонную динамику обводненности реальной скважины.
3. Установлено, на динамику обводненности играет большее влияние оказывает режим работы скважины, а не строение пласта.

Список литературы

1. *Степанов С.В.* Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 8. - С. 72-74.

2. *О.Н. Пичугин, П.Н. Соляной, Гавришь А.С., Косяков В.П., Кошеверов Г.Г.* Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях // Нефтепромысловое дело. – 2015. - № 11. - С.5-15.
3. *Хасанов М.М., Булгакова Г.Т.* Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. – Москва-Ижевск: ИКИ, 2003. - 288 с.
4. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем/пер. с англ. – М.: Недра, 1982. – 407 с.