



Численные исследования влияния нестационарности и неравновесности на эффективность работы нефтяных скважин

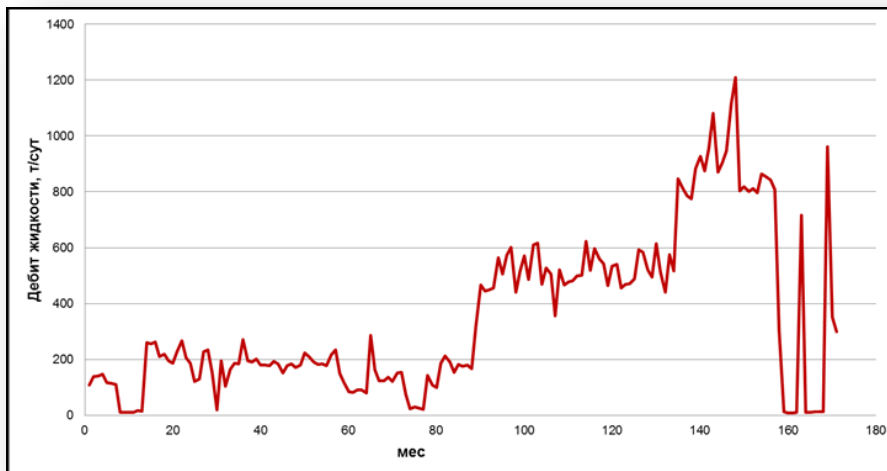
Иванов А.В., Степанов С.В. д.т.н., Левагин С.А.

Уфа, 15.05.2018

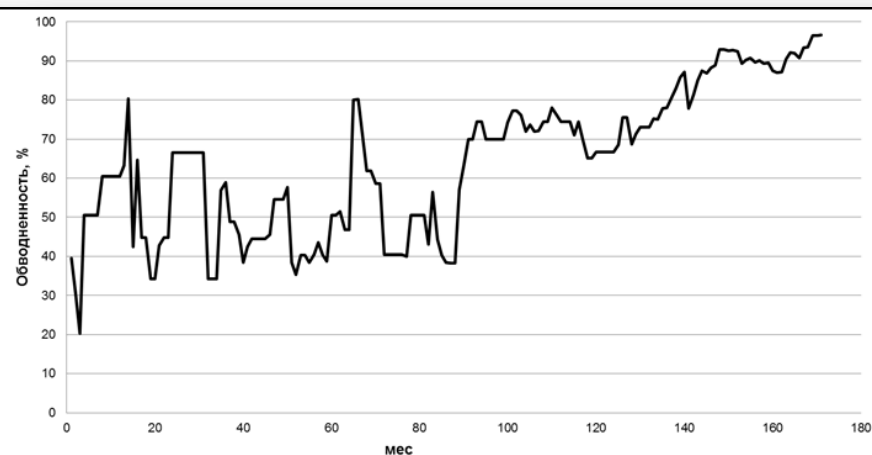
Характерные особенности работы нефтяных скважин (на примере Самотлорского месторождения)



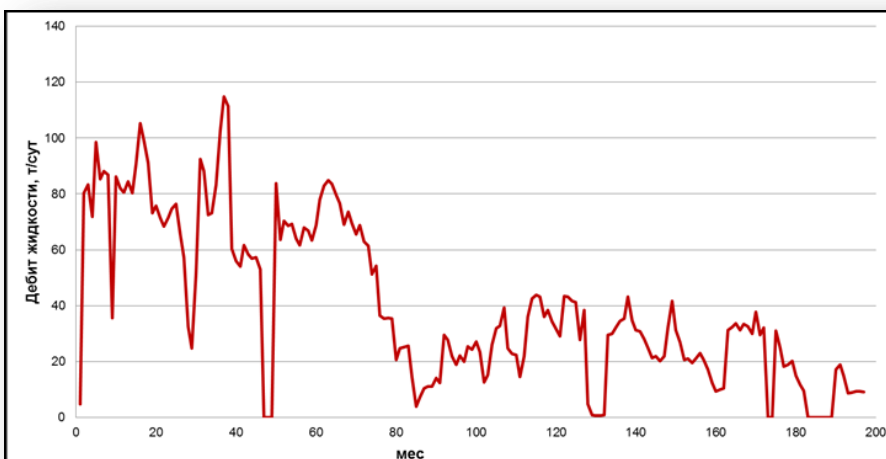
Динамика дебита жидкости скв. №1



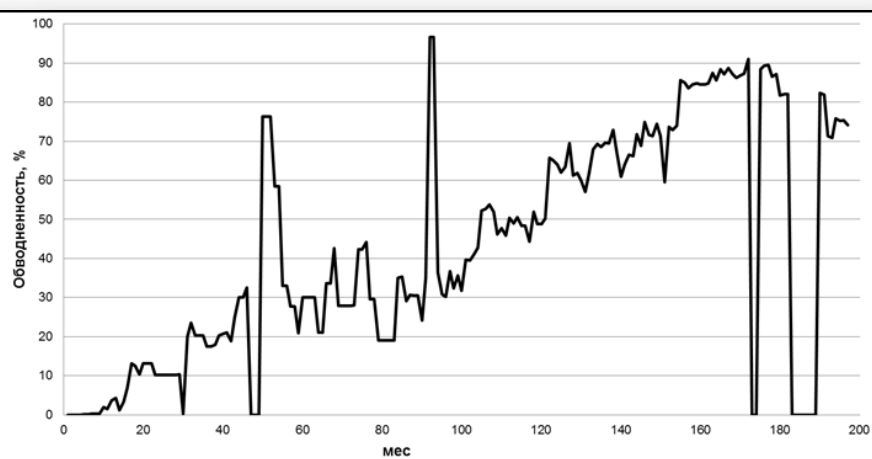
Динамика обводненности скв. №1



Динамика дебита жидкости скв. №2



Динамика обводненности скв. №2



Причины немонотонной пульсирующей динамики показателей работы скважины



М.М.Хасанов, Г.Т. Булгакова «Нелинейные и неравновесные эффекты в реологических сложных средах», 2003

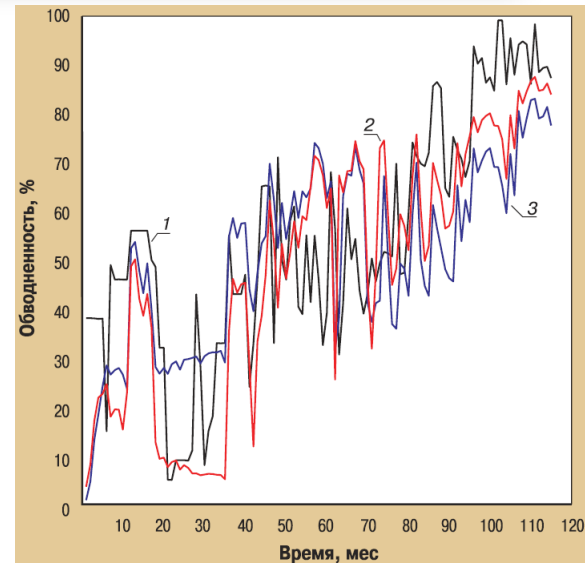
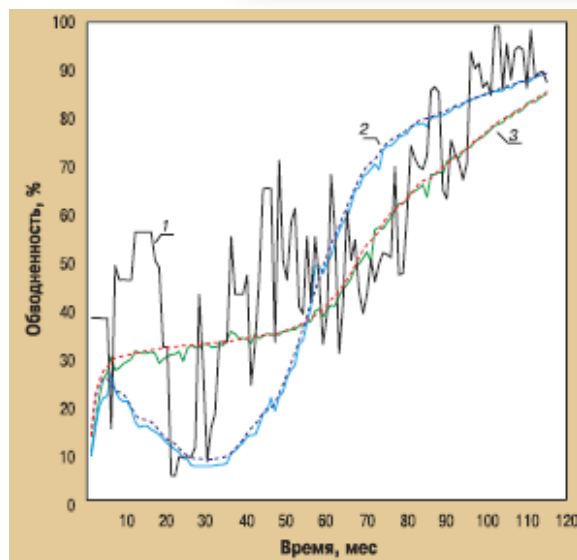
... колебания давления и расход жидкости довольно часто отмечаются в лабораторной и промысловой практике, но в большинстве случаев их рассматривают только как досадные случайные помехи ... **колебания на самом деле связаны с внутренними свойствами пластовых систем и могут служить источником весьма полезной информации о фильтрационно-емкостных характеристиках пласта.**»

О.Н. Пичугин, «Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях» // Нефтепромысловое дела, 2015

«...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**»

Степанов С.В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводнения скважины // Нефтяное хозяйство, 2008

Таким образом, сложный характер обводнения скважин можно объяснить комплексным взаимодействием таких факторов, как конусообразование, приток воды с контура питания скважины, а также протекающими на их фоне упруго-деформационными процессами в жидких фазах. При этом влияние сжимаемости на обводненность сильно зависит от интенсивности работы скважины и размера области перфорации.





Актуальность – работа нефтяных скважин как правило характеризуется ярко выраженной нестационарностью. Причины такой особенности работы скважин необходимо понимать для создания **адекватных** гидродинамических моделей и принятия более эффективных решений по планированию технологических режимов скважин.

Цель – получение на основе численного моделирования знаний о процессах, обуславливающих сложную немонотонную динамику обводненности нефтяных скважин.





- ▶ разработка физико-математической модели неравновесной двухфазной (вода+нефть) изотермической фильтрации;
- ▶ написание, тестирование компьютерной программы;
- ▶ определение времени релаксации и проведение сопоставительных расчетов на примере типовых скважин пласта БВ₈¹⁻³ Самотлорского месторождения.
- ▶ идентификация параметров системы пласт-скважина, в т.ч. неравновесных ОФП в системе нефть-вода;
- ▶ исследование эффективности работы нефтяных вертикальных скважин в зависимости от специфики технологического режима;
- ▶ обоснование оптимальных технологических режимов нефтяных вертикальных скважин.



Что такое неравновесность ОФП?

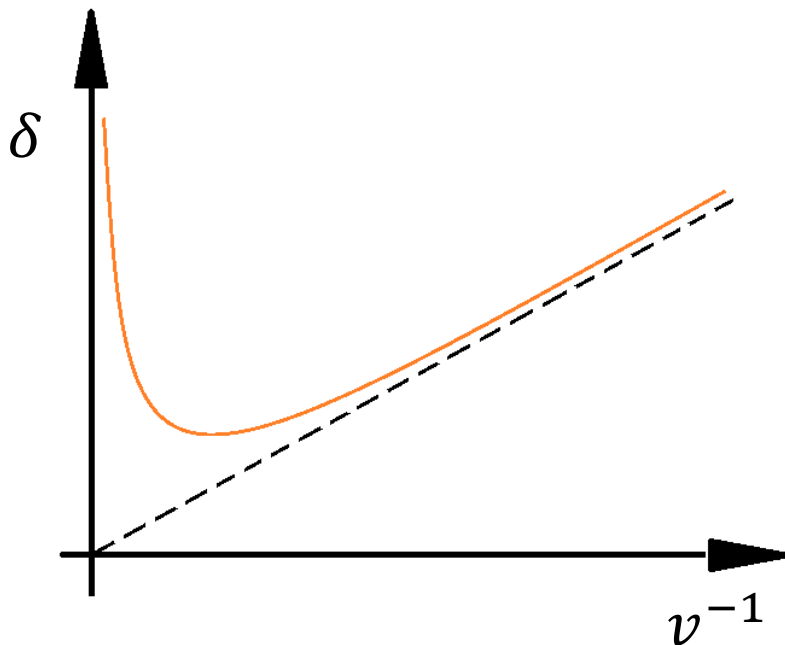


Баренблатт Г.И.

$$f(\tilde{S}) = f\left(S + \tau \frac{\partial S}{\partial t}\right)$$

Николаевский В.Н.

$$f\left(S, \frac{\partial S}{\partial t}\right) = f_0(S) + f'_0(S)\tau \frac{\partial S}{\partial t}$$



Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах, 2003 г.

В рамках рассмотренных моделей оказывается возможным объяснить немонотонный характер зависимости длины стабилизированной зоны от величины, обратной темпу вытеснения [26].

В настоящее время остается открытой проблема определения характерного времени релаксации τ .

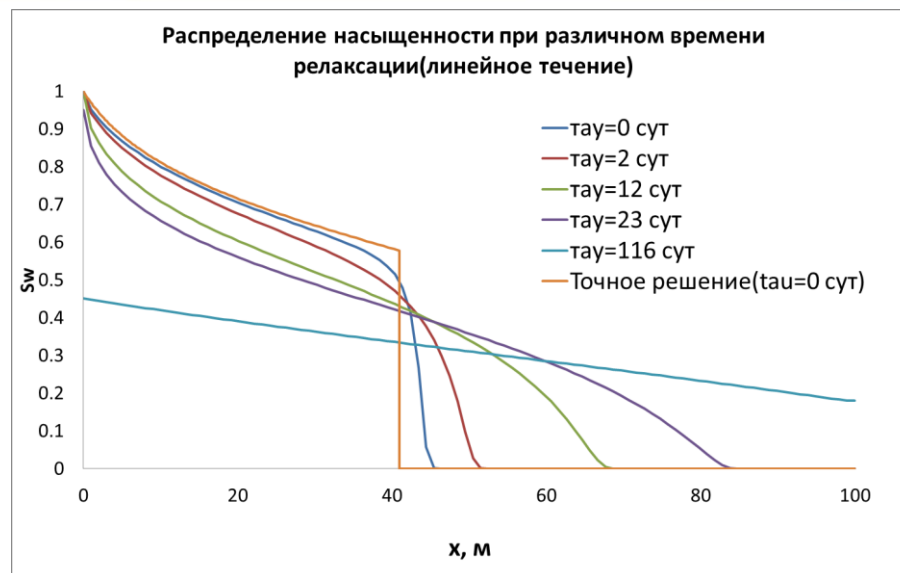


Влияние времени релаксации на эпюру водонасыщенности для характерных условий фильтраций в пласте



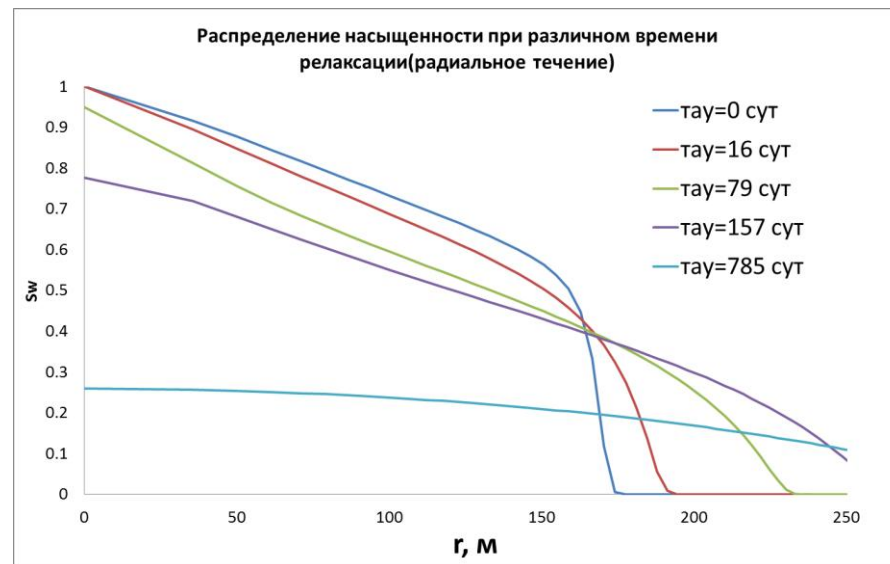
Прямолинейно-параллельное вытеснение

- Скорость фильтрации 10^{-6} м/с
- Пористость 0,2 м³/м³
- Длина области 100 м
- Время: 69 сут
- Времена релаксации: 2 сут, 12 сут, 23 сут, 116 сут



Радиальное вытеснение

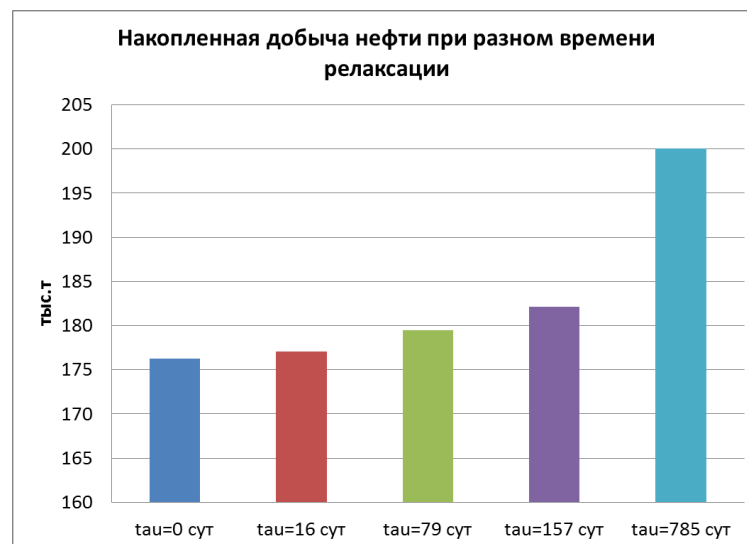
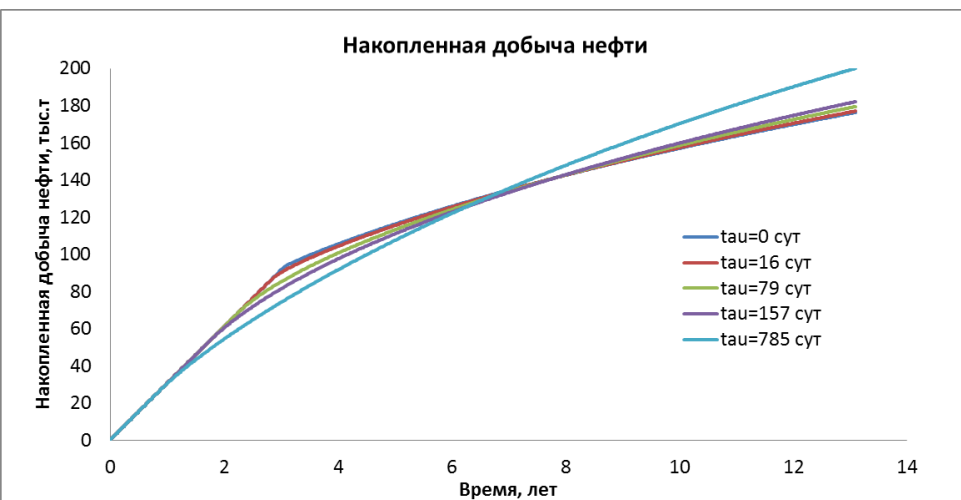
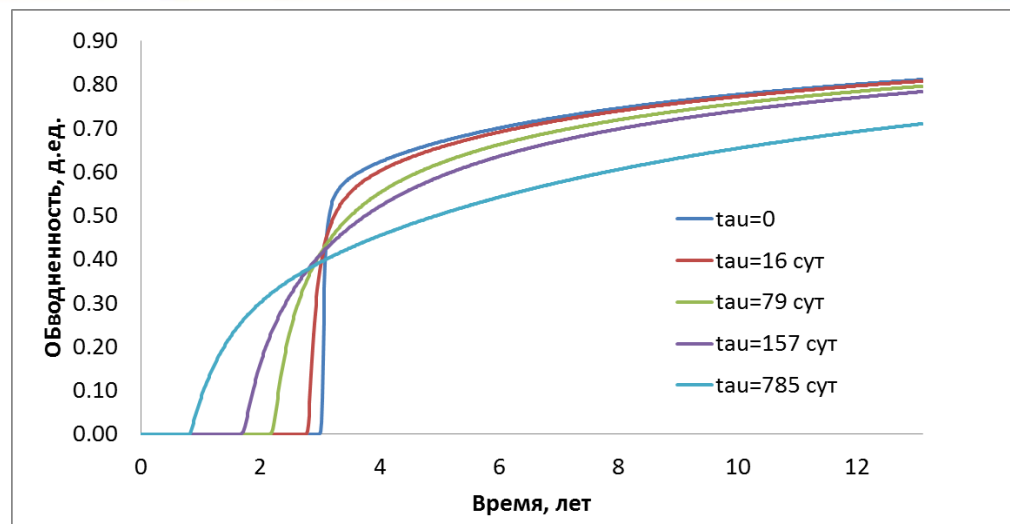
- Приемистость 100 м³/с
- Пористость 0,2 м³/м³
- Толщина пласта 2 м
- Радиус контура питания 250 м
- Время: 189 сут
- Времена релаксации: 16 сут, 79 сут, 157 сут, 785 сут





Влияние неравномерности фильтрации на показатели разработки

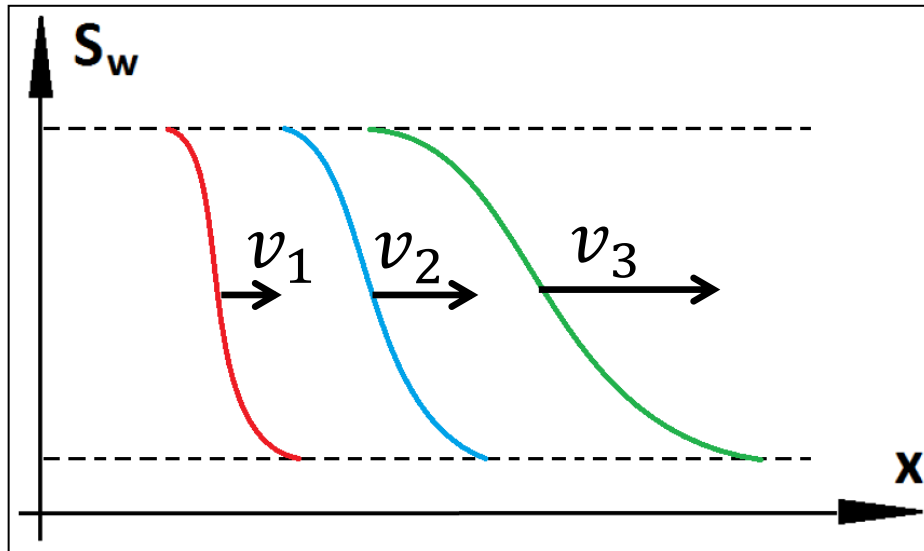
- Нагнетательная скважина в центре, добывающие скважины на внешнем контуре
- Приемистость $100 \text{ м}^3/\text{с}$
- Пористость 0,2 д.ед.
- Толщина пласта 2 м
- Радиус контура питания 250 м



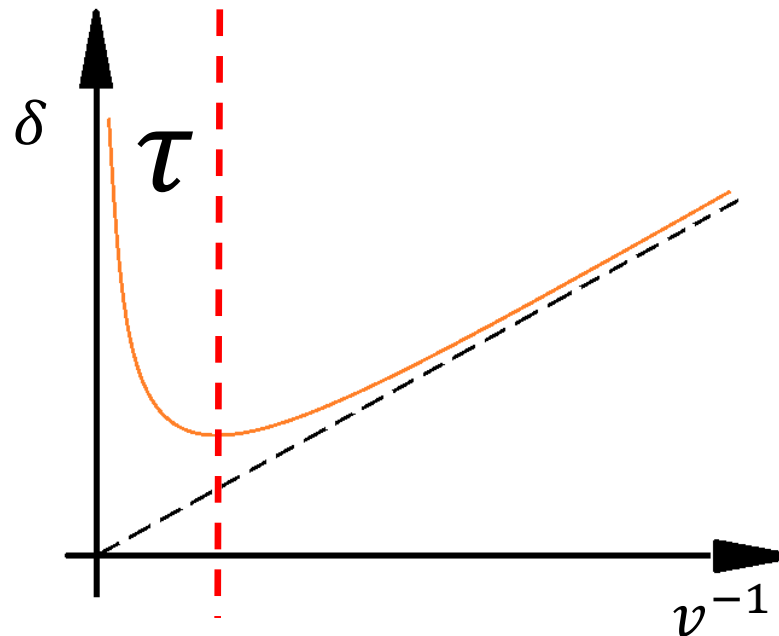
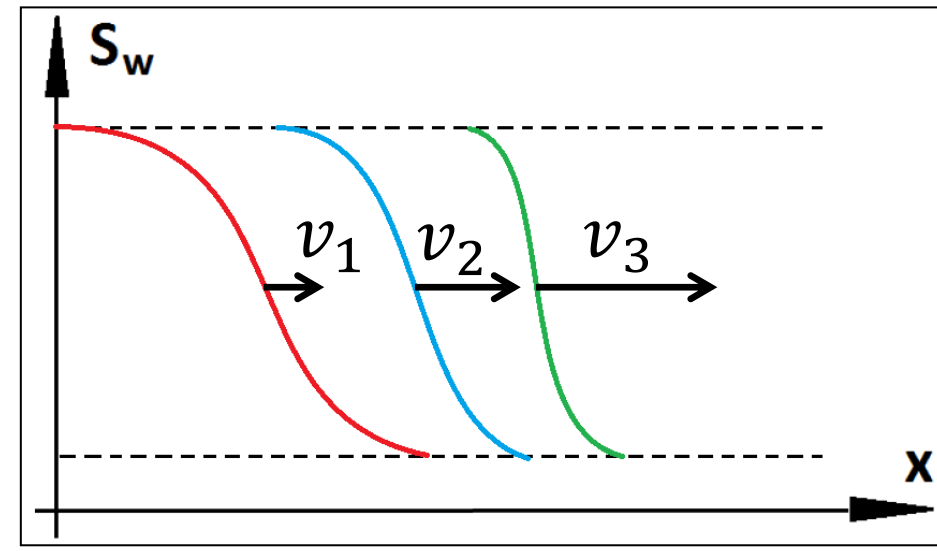
Неравномерность фильтрации может существенно изменить динамику технологических показателей



Что такое неравновесность ОФП?

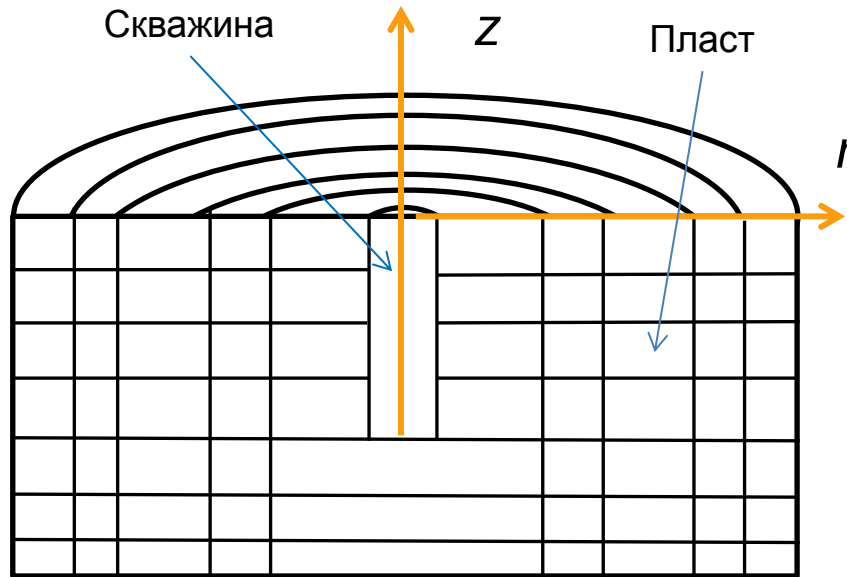


Модель Баренблатта



Модель Раппорта-Лиса: ширина стабилизированной зоны линейно растёт от обратной скорости





ДОПУЩЕНИЯ:

- изотермическая двухфазная
фильтрация несмешивающихся воды
и нефти;
- скважина вертикальная, осевая
симметрия течения;
- пласт неоднородный;
- нелинейность, гистерезис не
учитываются.

$$\begin{cases} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \lambda R_w \frac{\partial p_w}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\lambda Z_w \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) + q_w \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \lambda R_n \frac{\partial p_n}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\lambda Z_n \left(\frac{\partial p_n}{\partial z} - \gamma_n \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_n}{B_n} \right) + q_n \\ S_w + S_n = 1 \\ \gamma_w = \rho_w g \quad \gamma_n = \rho_n g \\ p_n - p_w = p_c(S_w) \end{cases}$$

$$R_w = \frac{k_h f_w}{\mu_w B_w} \quad R_o = \frac{k_h f_o}{\mu_o B_o} \quad Z_w = \frac{k_v f_w}{\mu_w B_w} \quad Z_o = \frac{k_v f_o}{\mu_o B_o}$$

$$\rho_w(p_w) = \rho_w^0 (1 + \beta_w (p_w - p_w^0)) \quad \rho_o(p_o) = \rho_o^0 (1 + \beta_o (p_o - p_o^0))$$

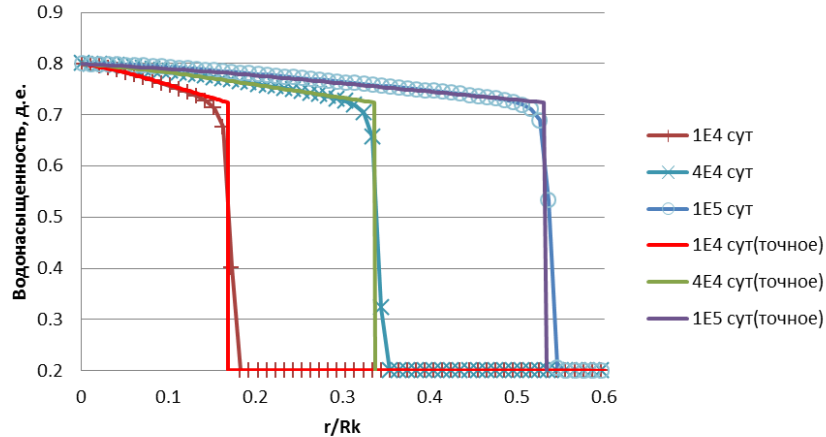
$$m(p_w, p_o) = m_0 + c_R ((p_w + p_o)/2 - p_m^0)$$



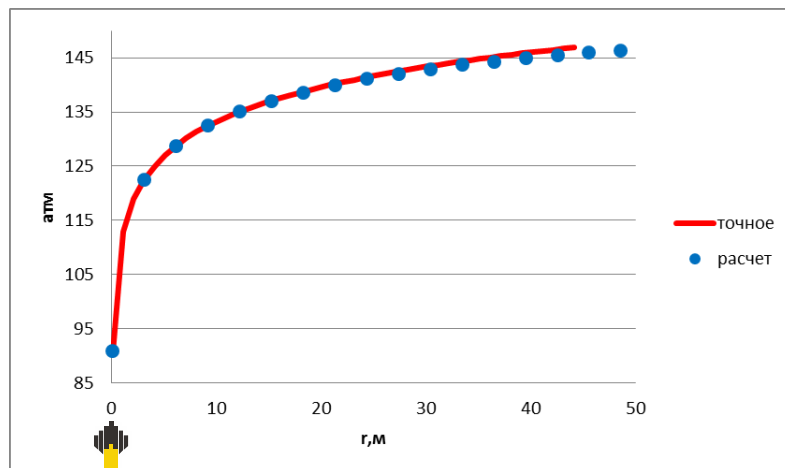


Тестирование

Сравнение с точном аналитическим решением задачи Баклея-Левверетта

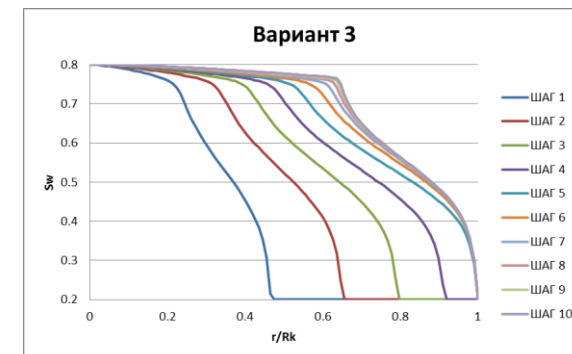
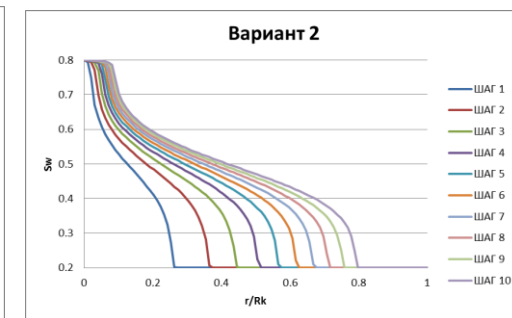
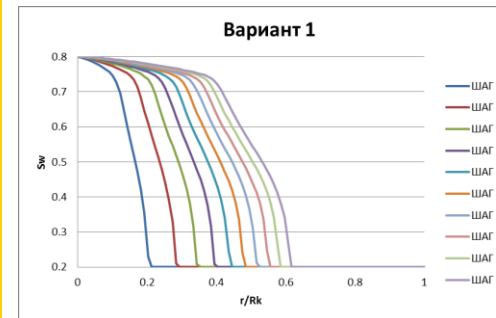


Сравнение с точном аналитическим решением плоскорадиального потока упругой жидкости



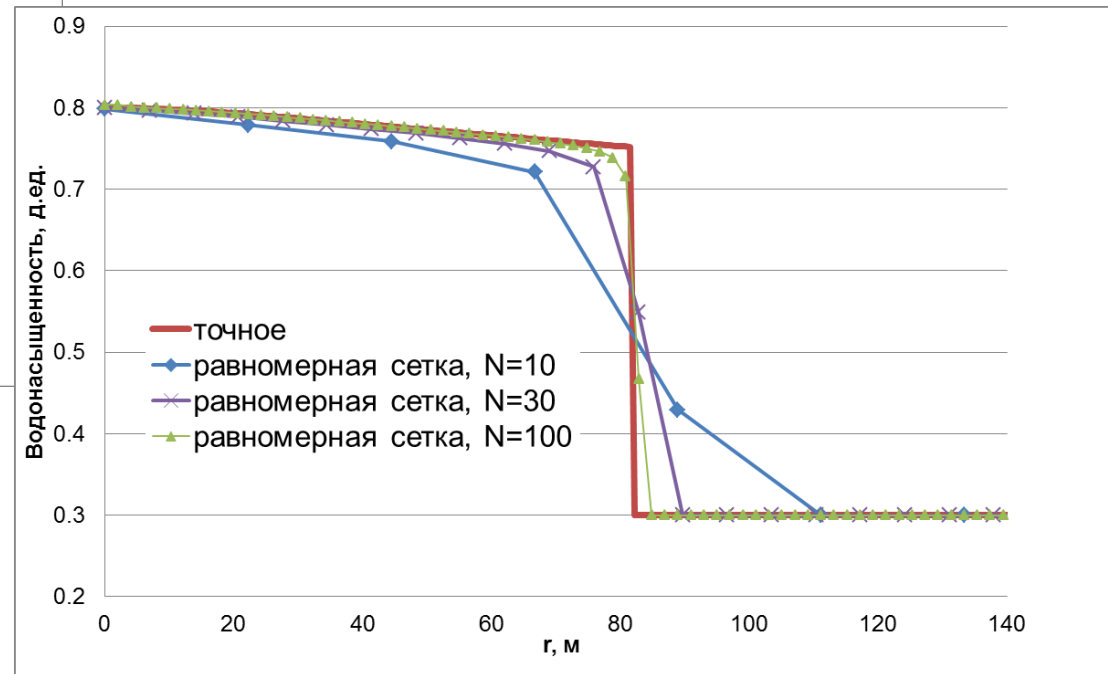
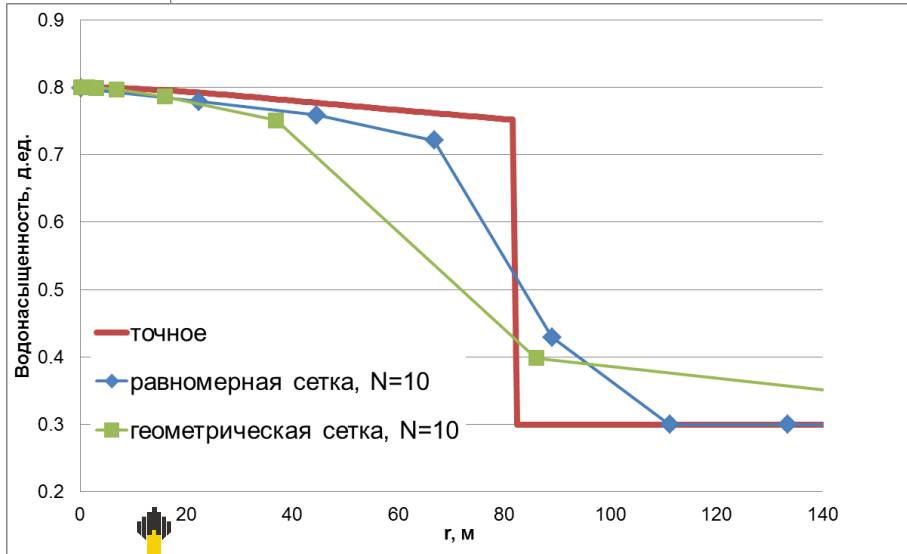
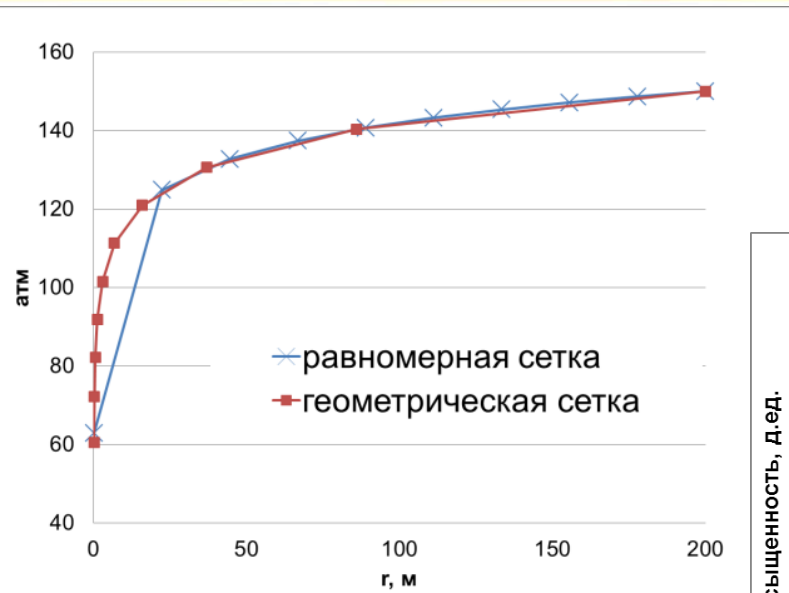
Качественная оценка влияния скорости фильтрации на ширину стабилизационной зоны в задаче Раппорта-Лиса

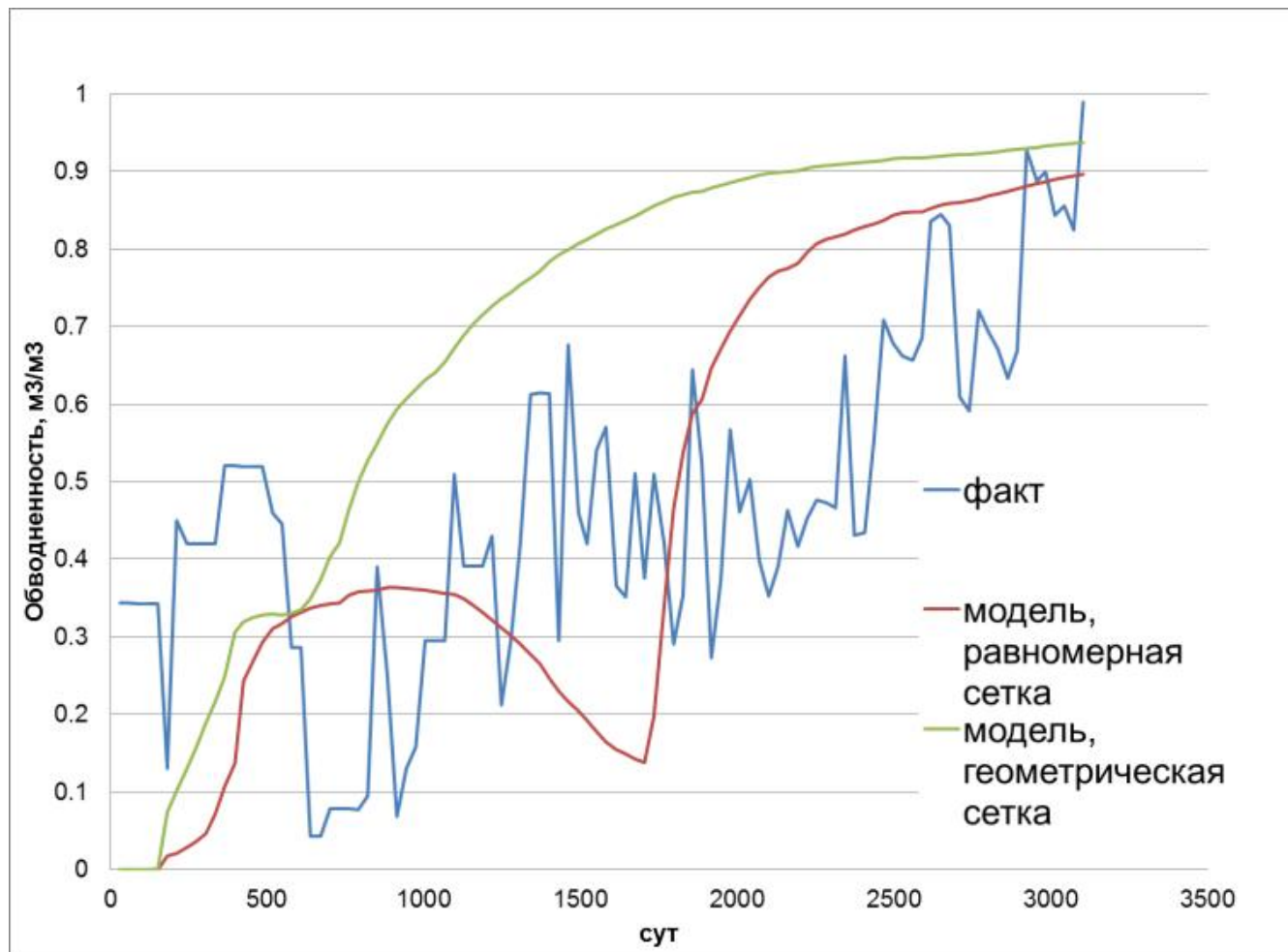
Вариант	Приемистость, м3/сут
Вариант 1	0,01
Вариант 2	0,001
Вариант 3	0,005





Влияние дискретизации расчетной сетки на результат расчетов





Модель не адаптировалась!





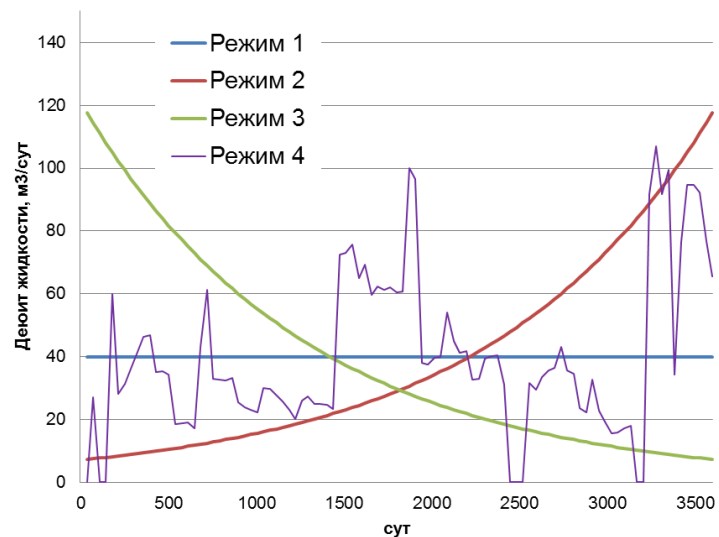
Выбор типовых скважин



Определение времени релаксации



Серия расчетов – 4 варианта техрежима при 3 вариантах строения пласта

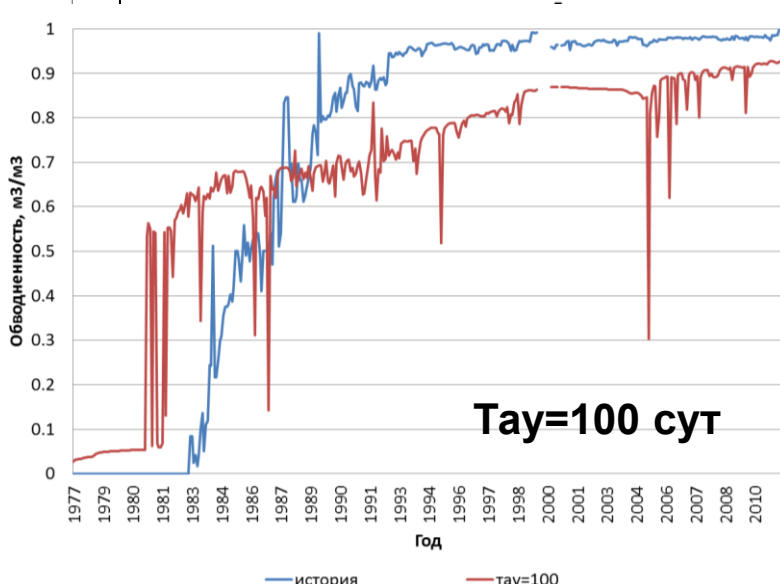
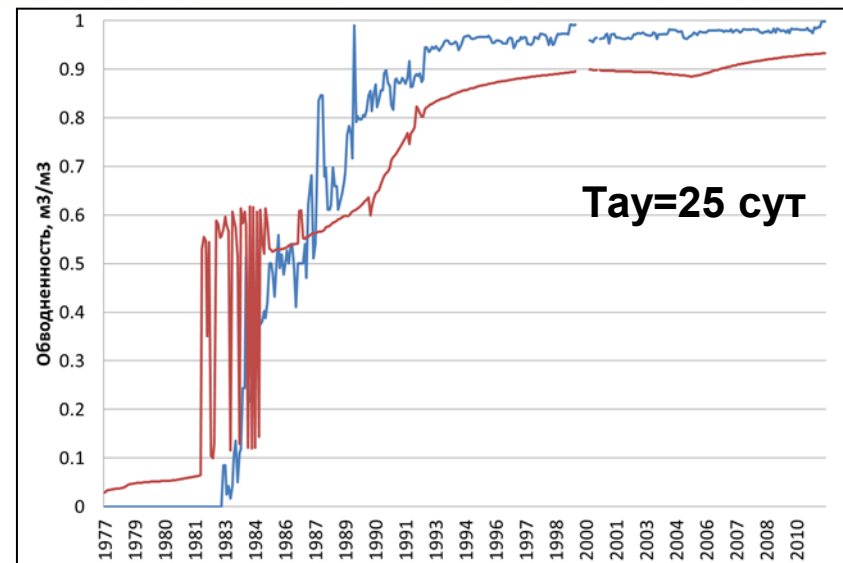
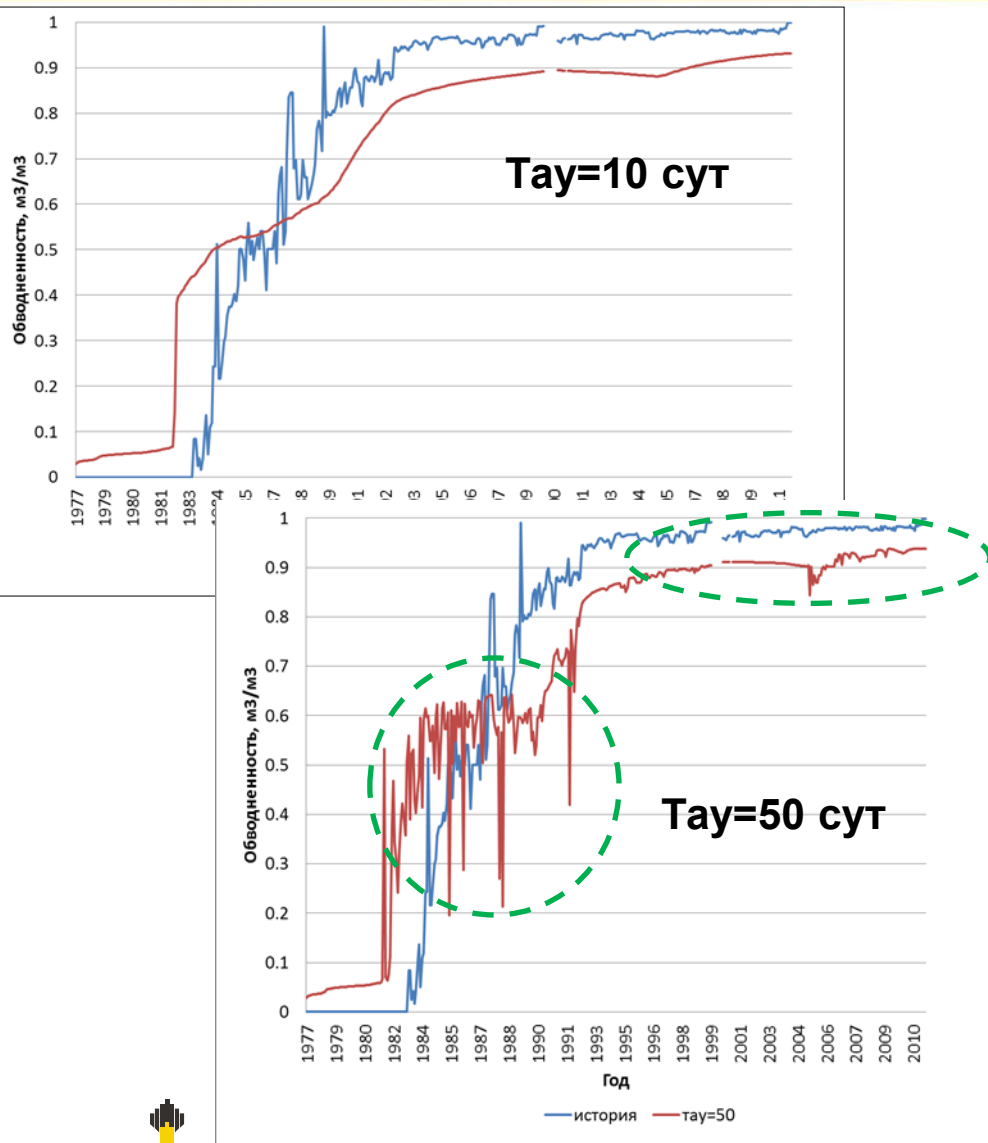


55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
145	145	145	145	145	145	145	145	145	145

92.5	122.5	87.5	17.5	122.5	77.5	132.5	112.5	117.5	117.5
42.5	97.5	137.5	77.5	112.5	157.5	172.5	97.5	87.5	37.5
27.5	107.5	162.5	142.5	72.5	62.5	67.5	102.5	77.5	127.5
92.5	57.5	192.5	87.5	167.5	32.5	57.5	72.5	87.5	127.5
122.5	97.5	112.5	92.5	112.5	72.5	82.5	157.5	152.5	42.5
92.5	102.5	97.5	122.5	102.5	22.5	162.5	142.5	107.5	107.5
117.5	132.5	82.5	47.5	92.5	62.5	82.5	132.5	147.5	127.5
182.5	107.5	127.5	107.5	47.5	147.5	142.5	52.5	57.5	52.5
72.5	177.5	82.5	67.5	62.5	102.5	102.5	67.5	187.5	152.5
147.5	97.5	137.5	137.5	132.5	87.5	77.5	112.5	117.5	117.5

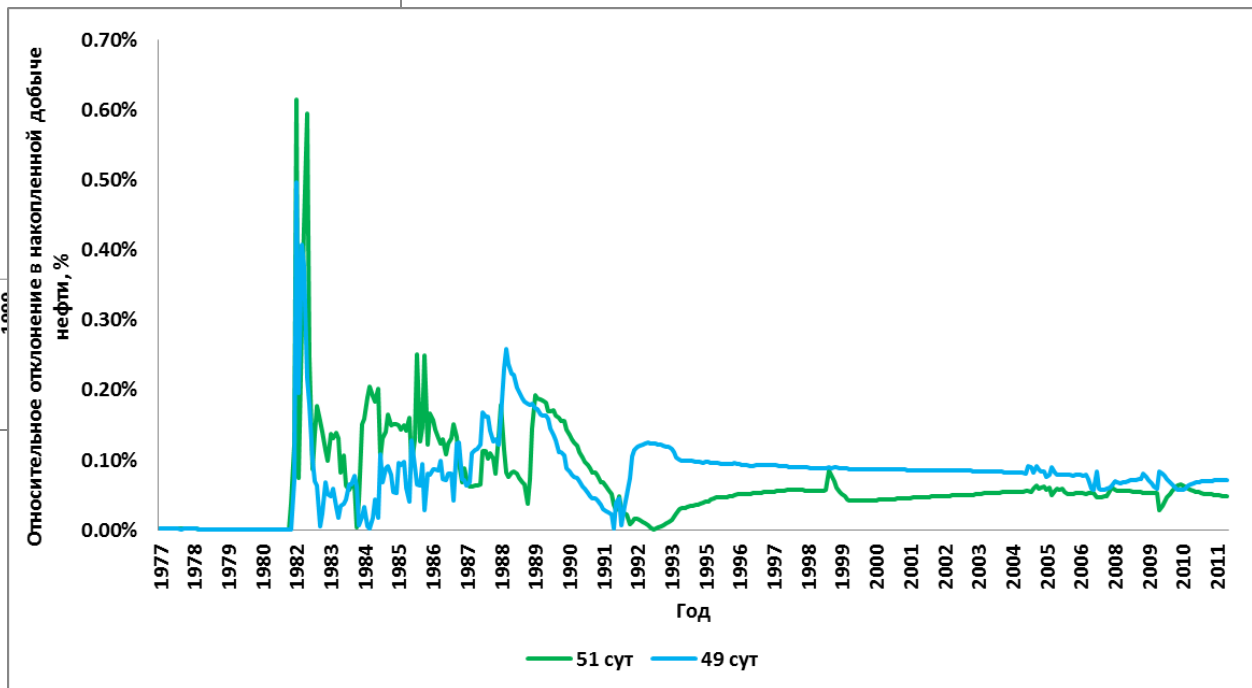
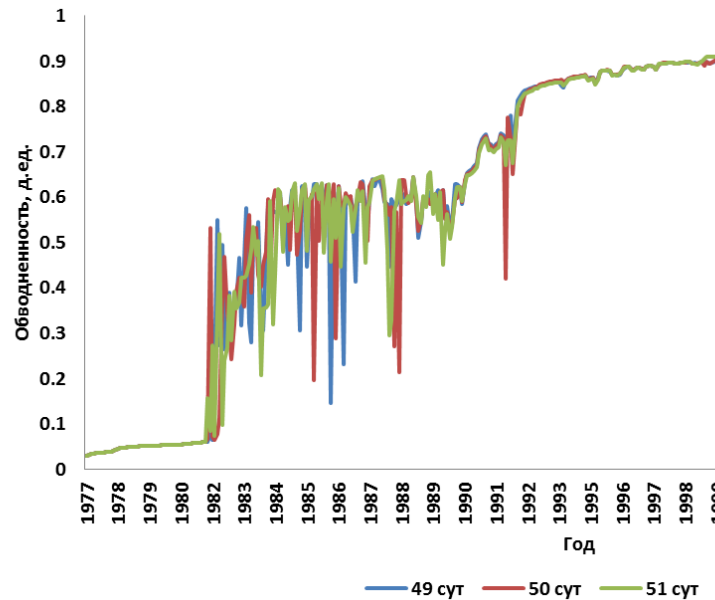


Пласт БВ8(1-3). Определение времени релаксации





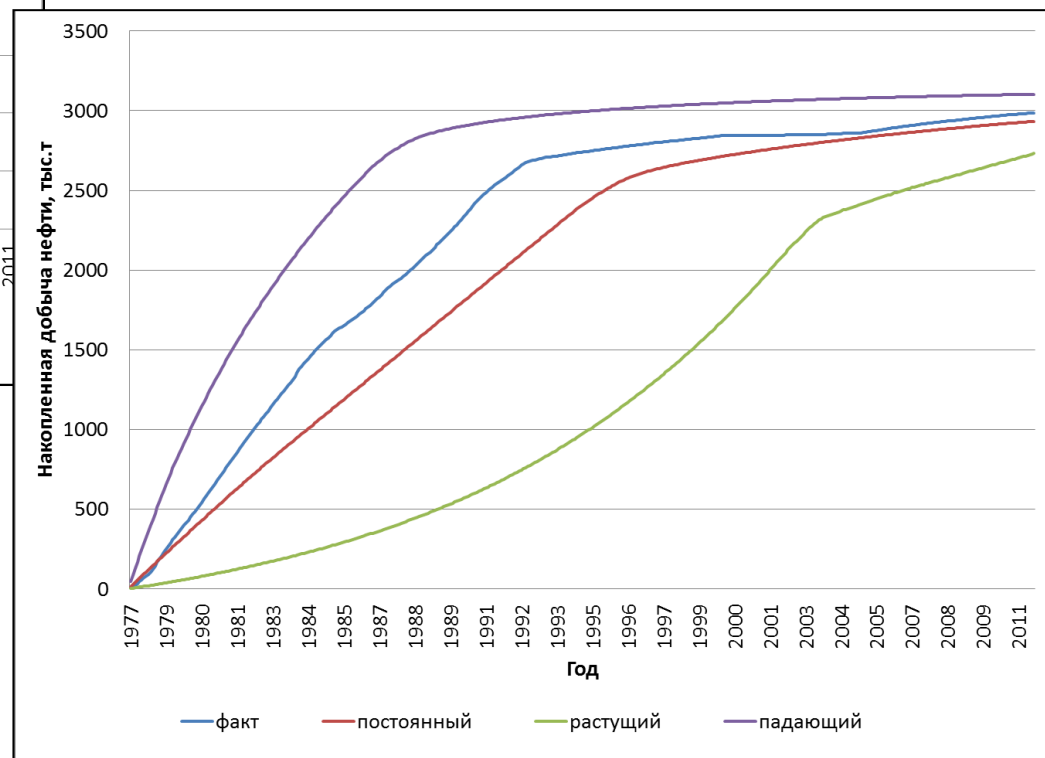
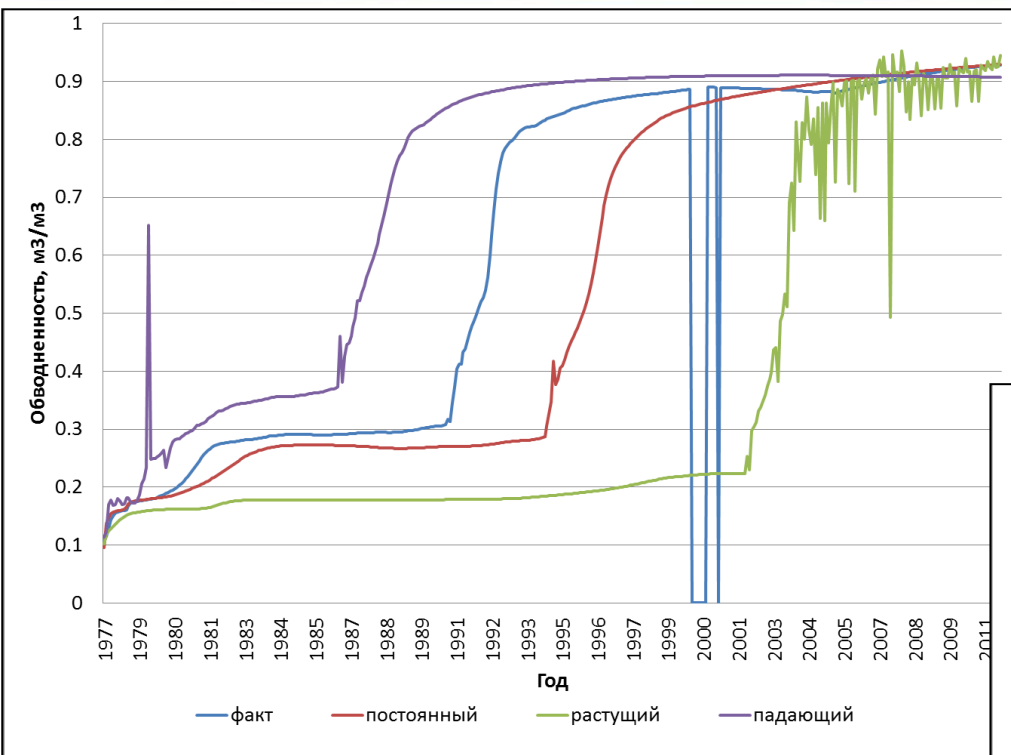
Пласт БВ8(1-3). Пример анализа чувствительности



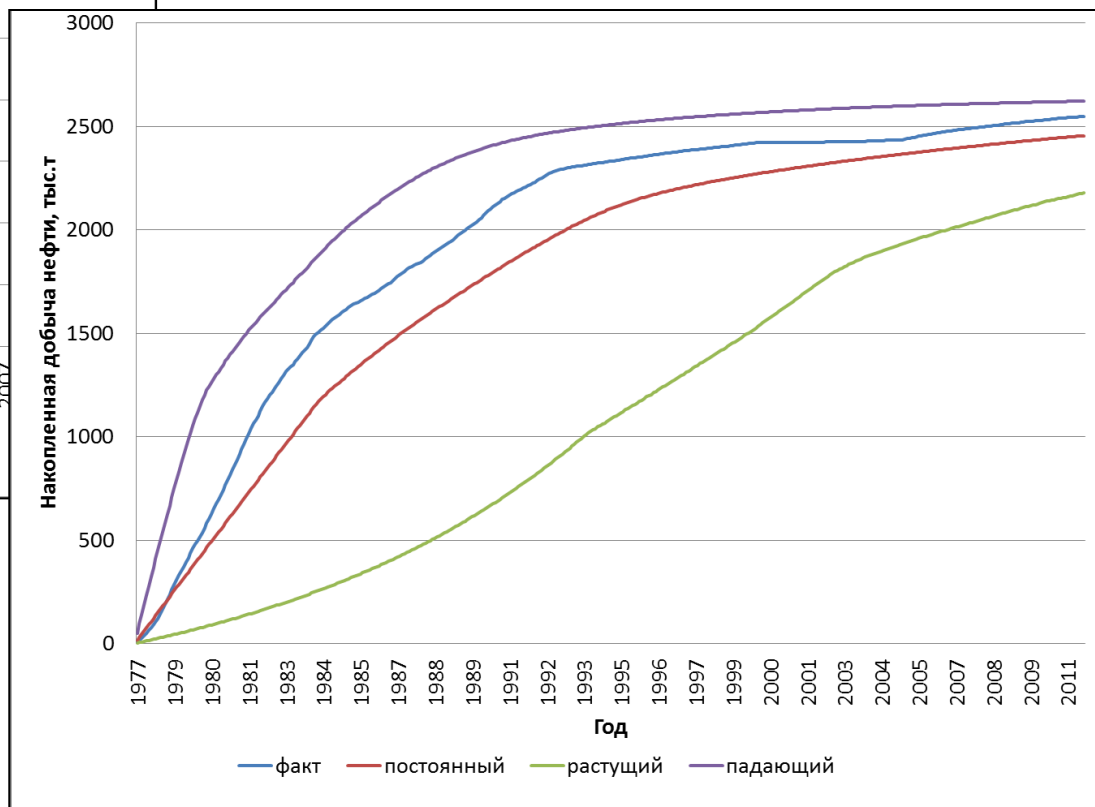
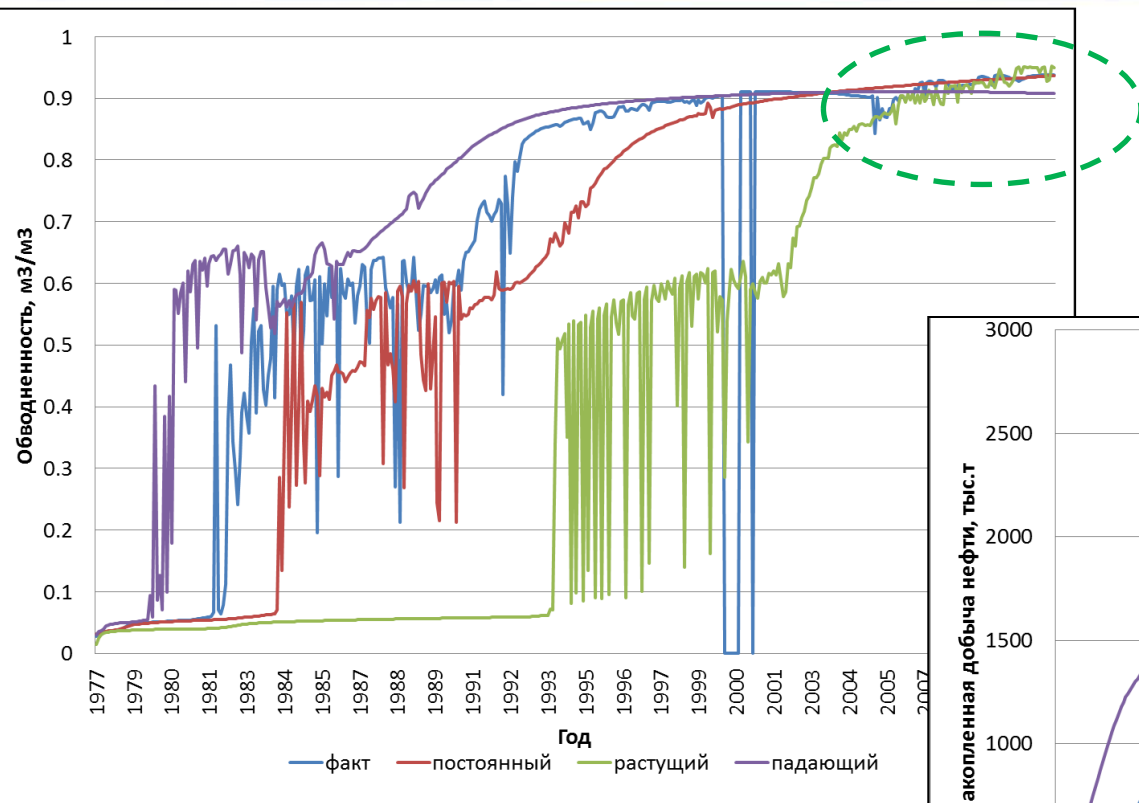
Изменение времени релаксации на ± 1 сут относительно базового значения (50 сут) не приводит к существенному изменению динамики обводнения.



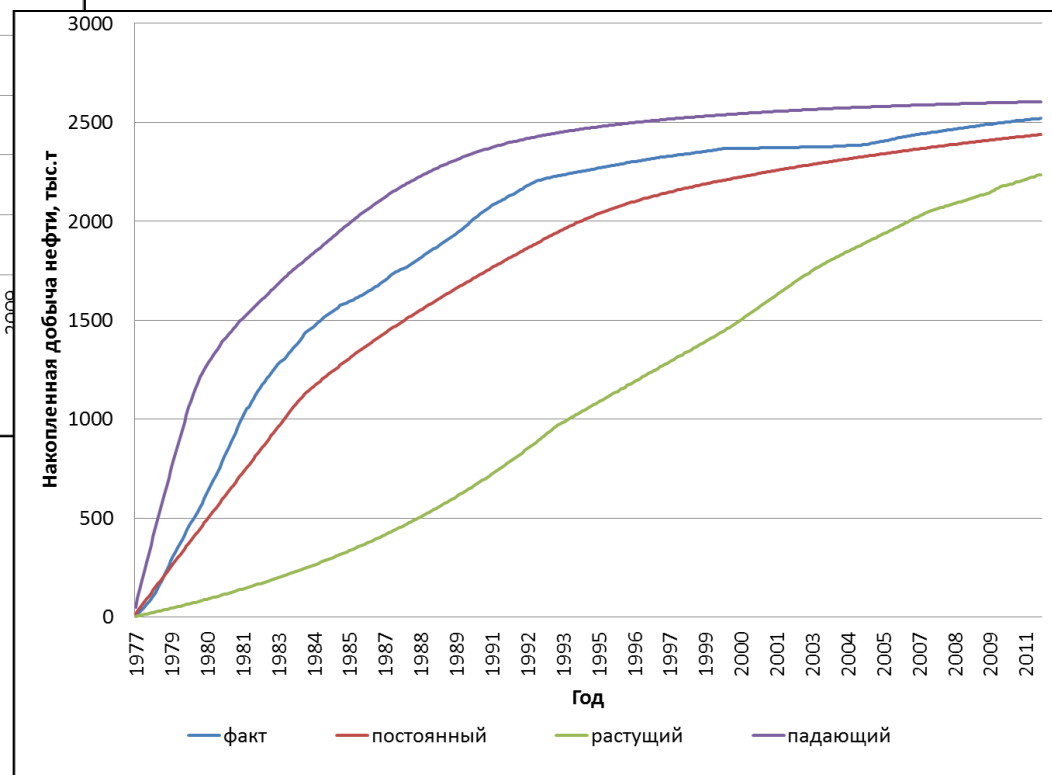
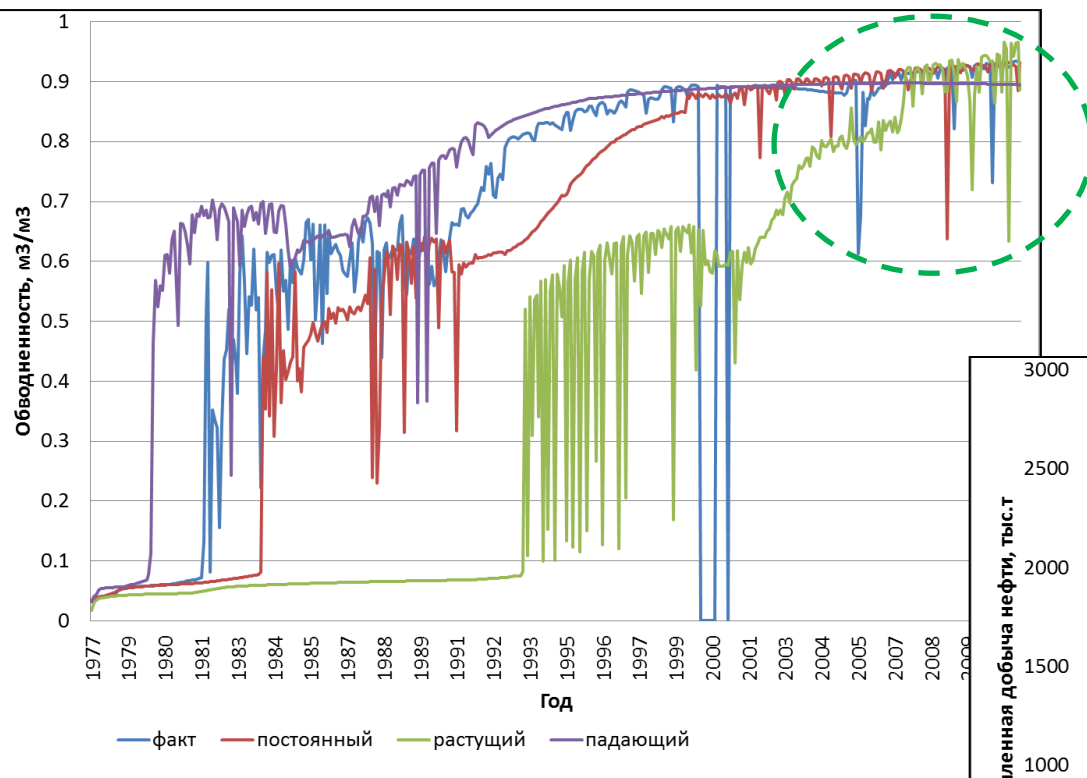
Пласт БВ8(1-3). Техпоказатели при разных режимах. Однородное строение пласта.



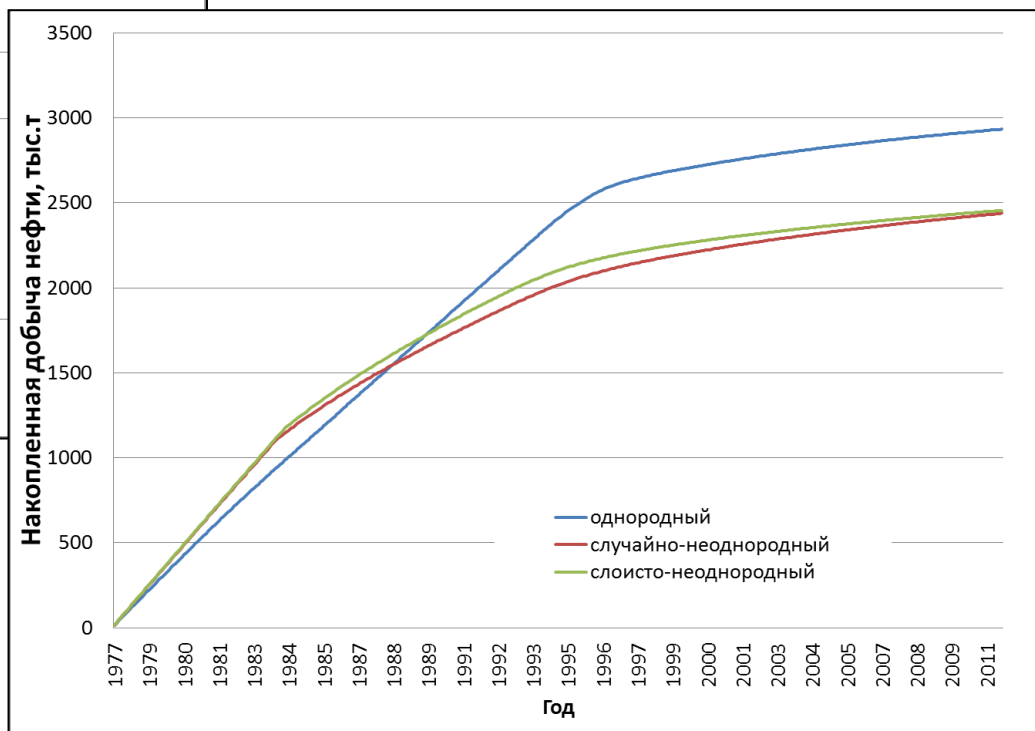
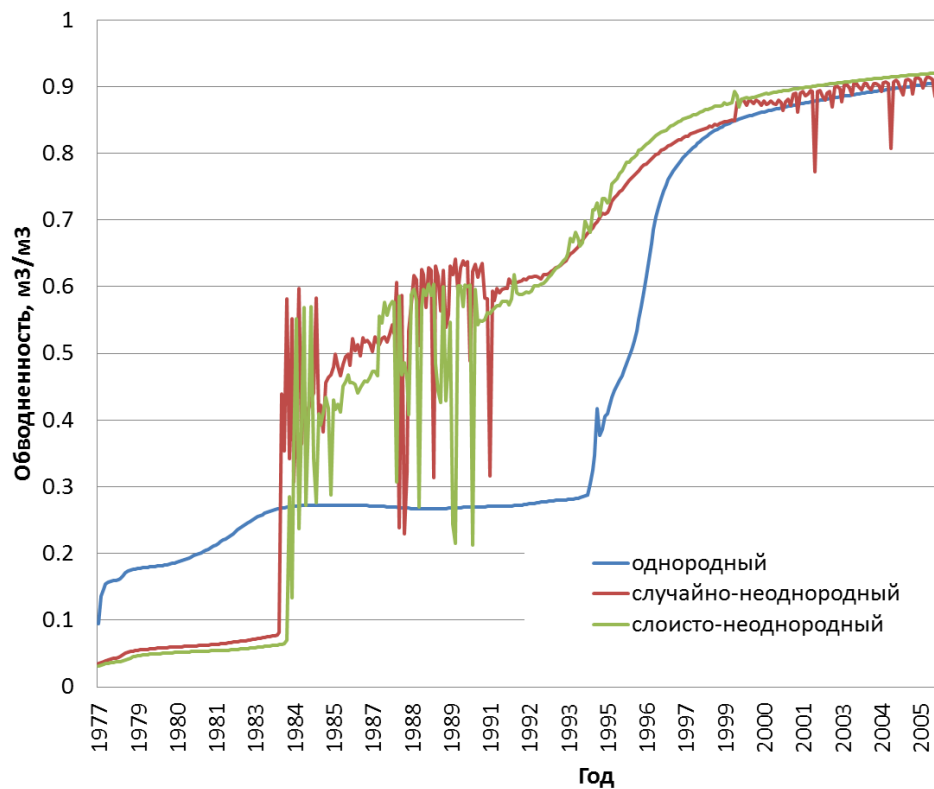
Пласт БВ8(1-3). Техпоказатели при разных режимах. Слоисто-неоднородное строение пласта.



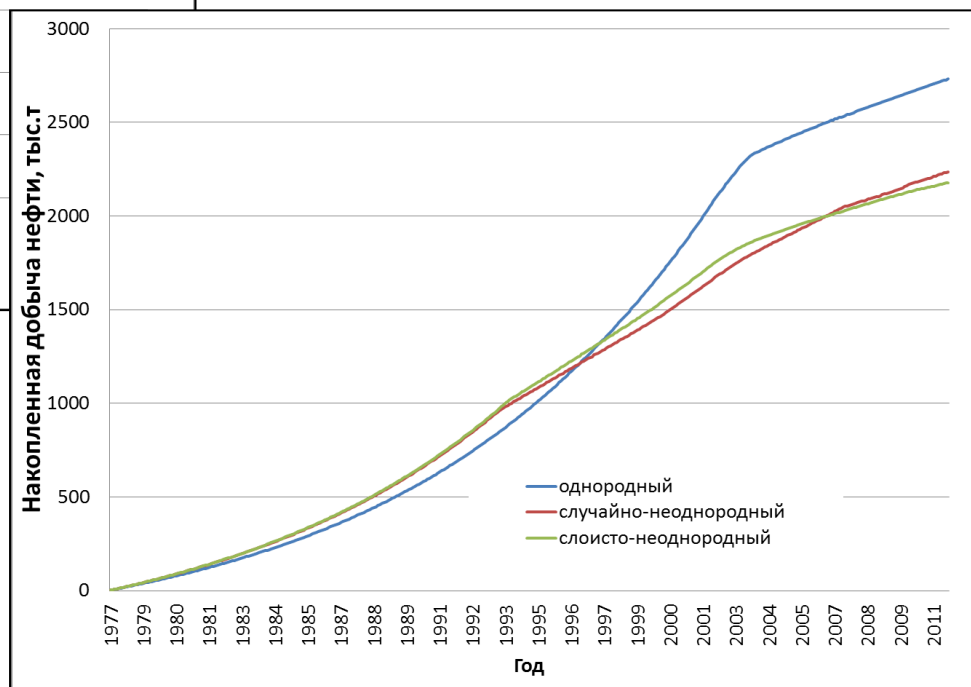
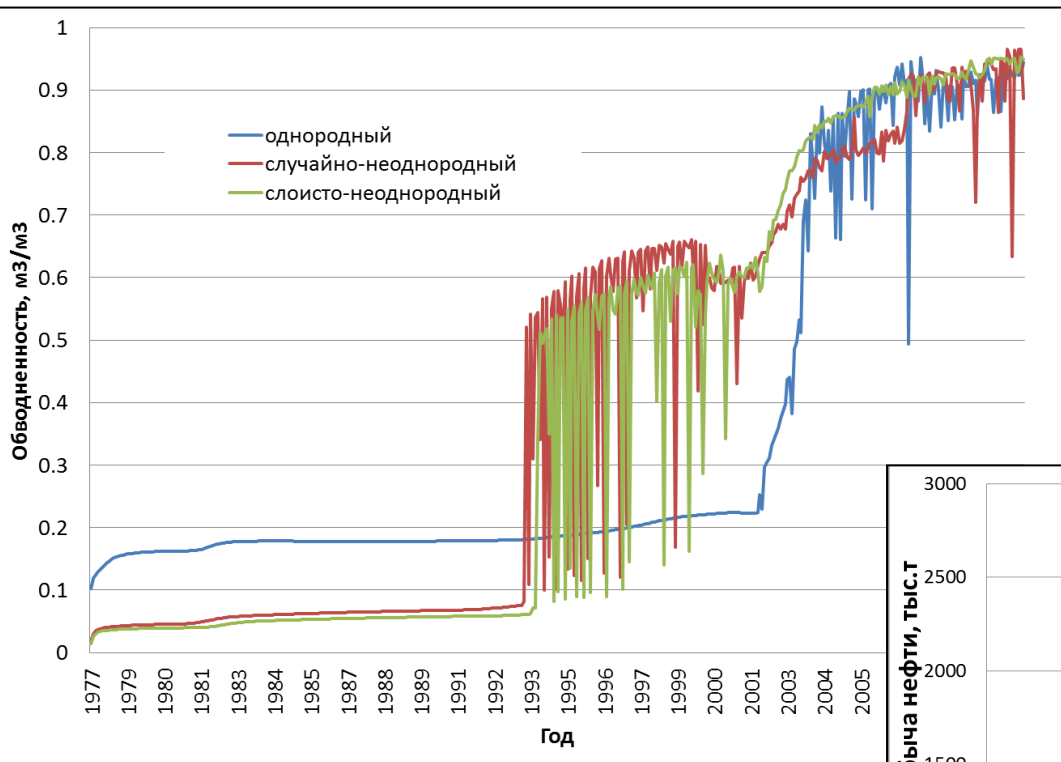
Пласт БВ8(1-3). Техпоказатели при разных режимах. Случайно неоднородное строение пласта.



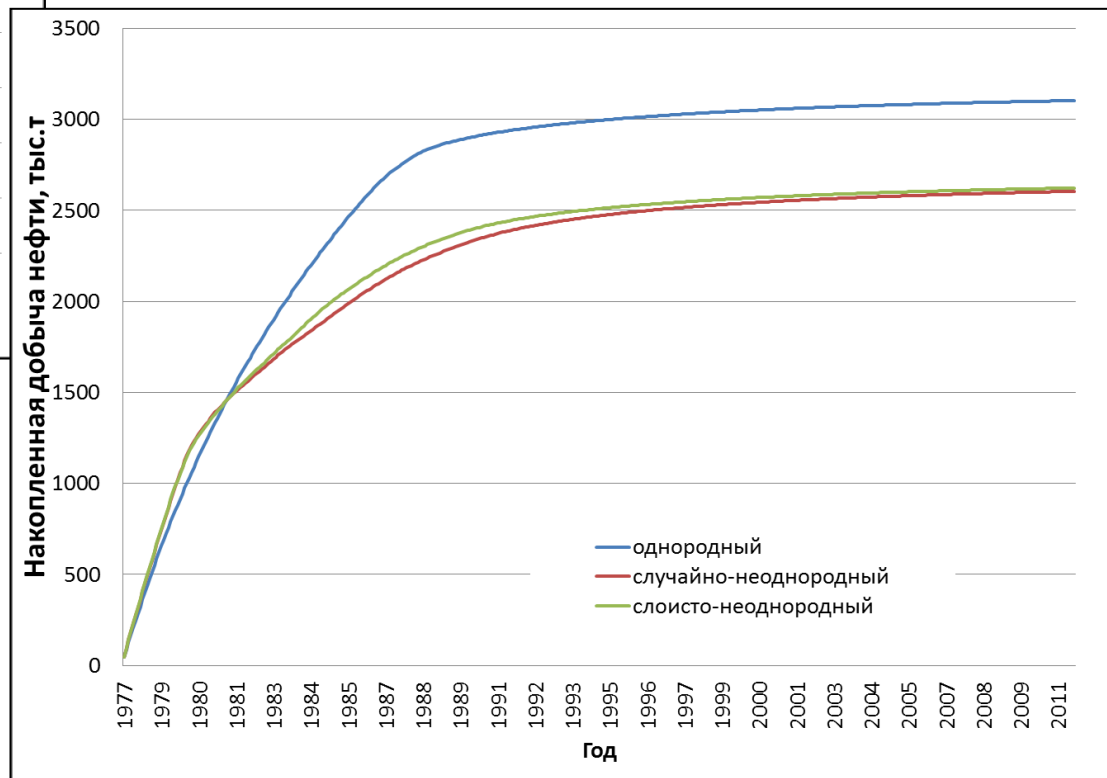
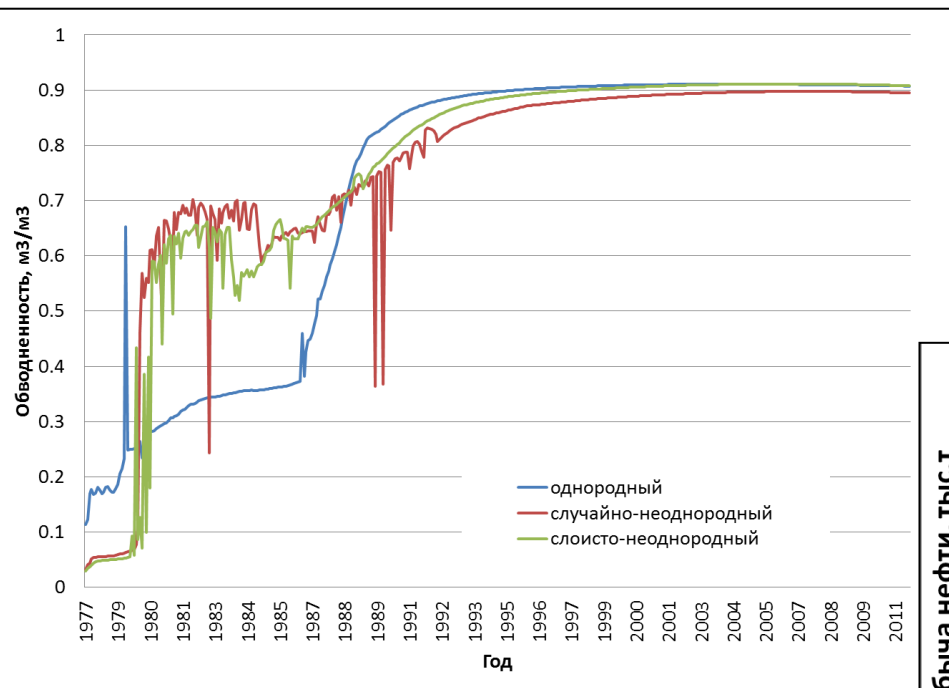
Пласт БВ8(1-3). Техпоказатели при разном строении пласта. Постоянный дебит.



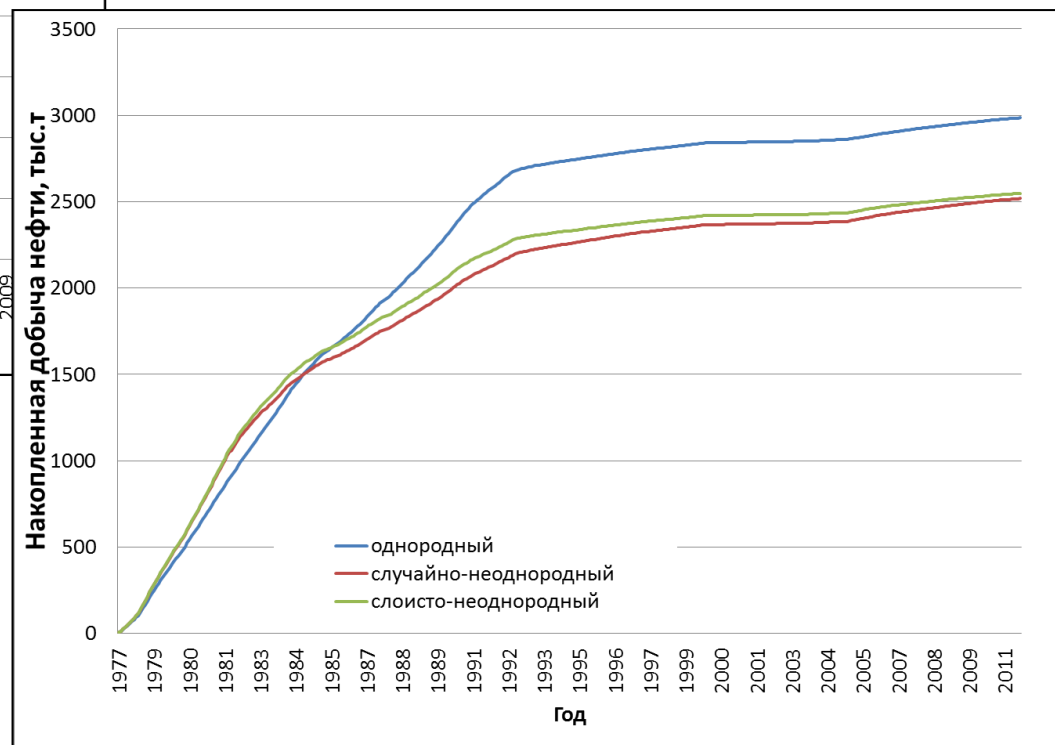
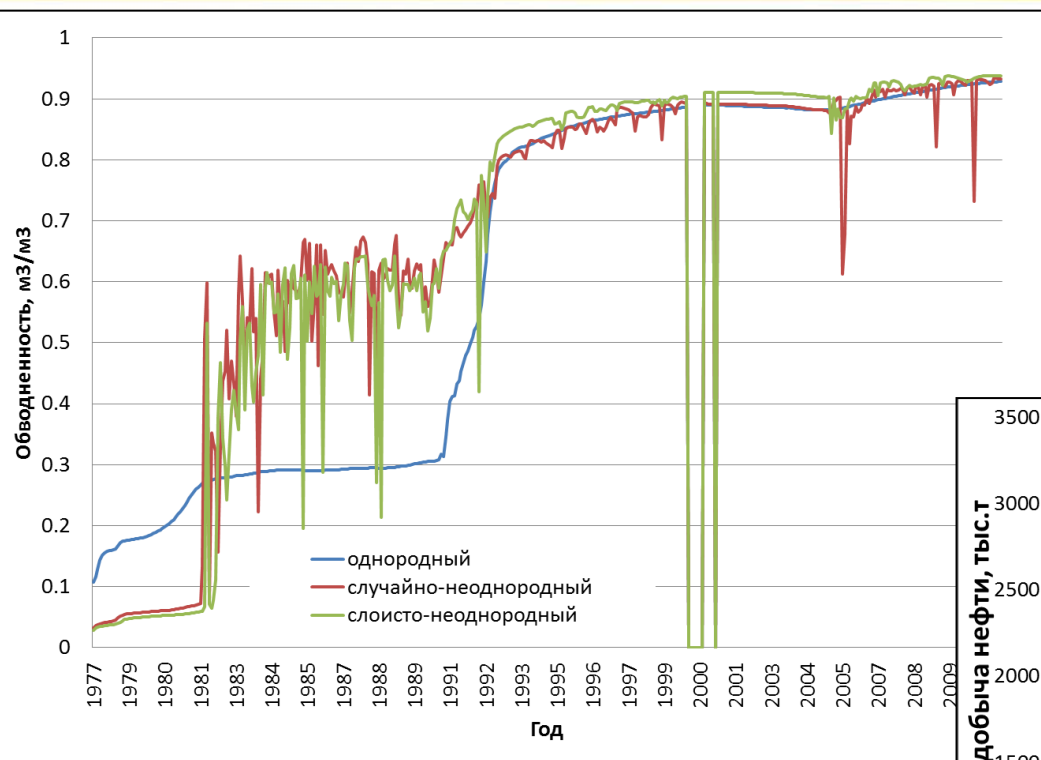
Пласт БВ8(1-3). Техпоказатели при разном строении пласта. Растущая динамика дебита жидкости.



Пласт БВ8(1-3). Техпоказатели при разном строении пласта. Падающая динамика дебита жидкости.



Пласт БВ8(1-3). Техпоказатели при разном строении пласта. Фактическая динамика дебита жидкости.





- Разработана физико-математическая модель двухфазной фильтрации к вертикальной скважине. Модель учитывает неоднородность пласта, капиллярное давление, неравновесность ОФП.
- На основе разработанной физ-мат модели создана компьютерная программа. Получены положительные результаты тестирования программы.
- На примере типовой скважины пласта БВ8(1-3) Самотлорского месторождения проведены численные исследования по влиянию неравновесности ОФП. Выявлены закономерности во влиянии фактора неравновесности на работу скважины в зависимости от строения пласта и специфики техрежима.





Контактная информация

г.Тюмень, ул. Максима Горького, д.42

тел. (3452) 55-00-55

e-mail: tnnc@rosneft.ru



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»**
(ООО «ТННЦ»)





Научная новизна:

1. Определены времена релаксации для типовых скважин рассматриваемых пластов: 50 сут (БВ8(1-2)), 5 сут (АВ2-3), 50 сут (АВ4-5).
2. Выявлено, что влияние неравновесности ОФП тем больше, чем более неоднороден пласт.

Практическая значимость:

1. Создана компьютерная программа, позволяющая моделировать работу отдельной вертикальной скважины с учетом неравновесности ОФП.
2. Показано, что на краткосрочном периоде работы скважины наибольшая накопленная добыча нефти реализуется при работе скважины в режиме падающей добычи жидкости, а наименьшая – в режиме растущей добычи жидкости. На долгосрочном периоде работы скважины тенденция становится противоположной. Выраженность данных тенденций связана с интенсивностью неравновесности ОФП.



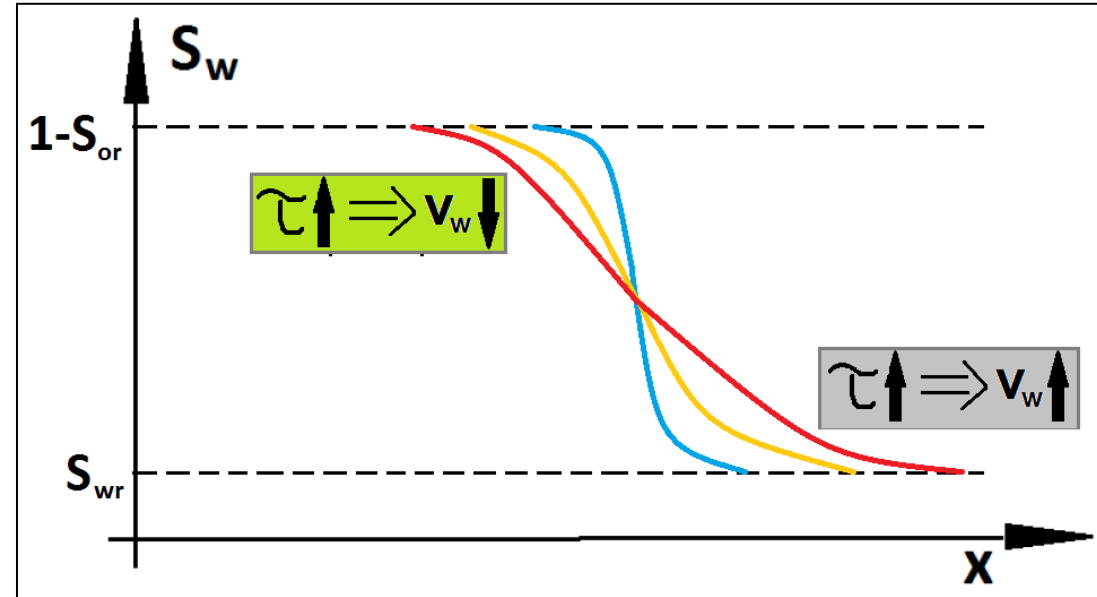
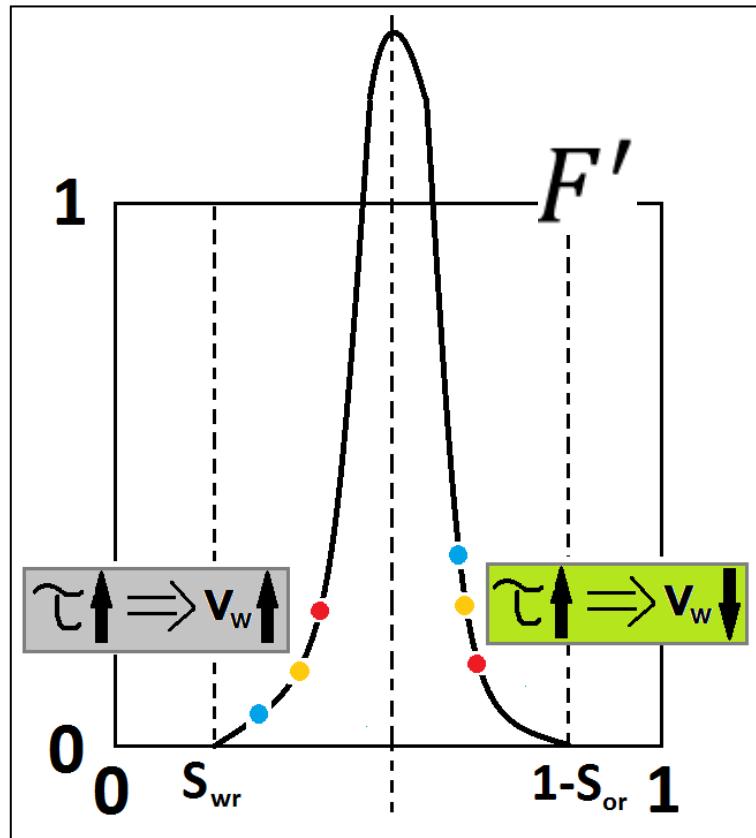


1. **Подключение расчетного блока для решения оптимизационных задач:**
 - **автоматическая адаптация модели;**
 - **поиск и обоснование оптимального прогнозного технологического режима эксплуатации скважины.**
2. **Сопоставительный анализ различных факторов, обуславливающих немонотонную динамику обводнения скважины (в т.ч. нестационарность по внешнему граничному условию).**
3. **Совершенствование модели Баренблатта – выявление функциональной связи для времени релаксации.**





Что такое неравновесность ОФП?



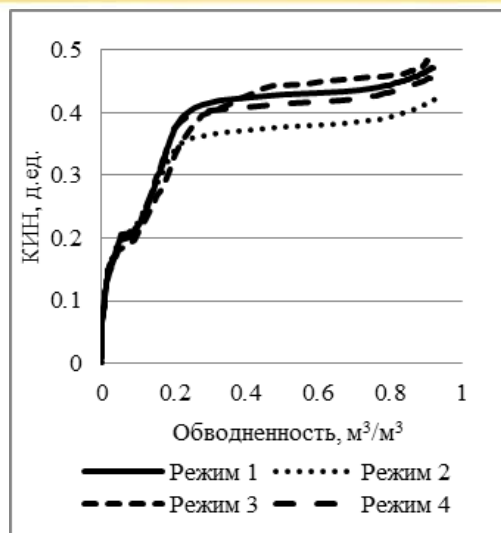
$$f(\tilde{S}) = f\left(S + \tau \frac{\partial S}{\partial t}\right) \quad v_w(S_w) = v F'(S_w)$$

Если τ принять равной нулю, то зависимость ширины стабилизированной зоны от обратной скорости должна быть монотонной положительной, м.б. линейной на всем диапазоне скорости.

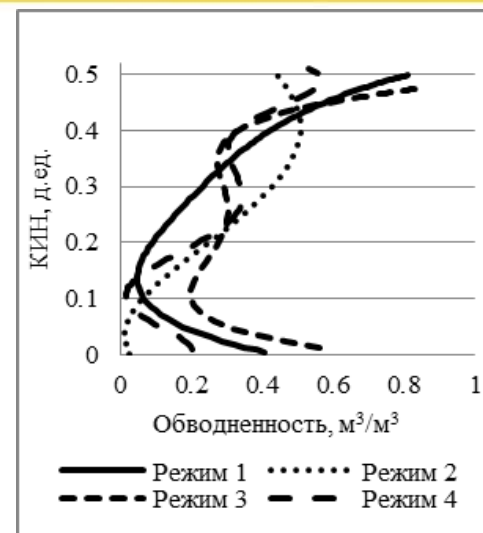
Увеличение скорости вытеснения (уменьшение обратной скорости!) можно интерпретировать как увеличение степени отклонения системы от равновесного состояния. Следовательно, чем выше степень такого отклонения, тем выше время релаксации. Таким образом, увеличение τ - это уменьшение обратной скорости вытеснения и приводит к увеличению ширины стабилизированной зоны, что и видно на схеме.



Пример характеристик вытеснения для равновесной и неравновесной фильтрации.

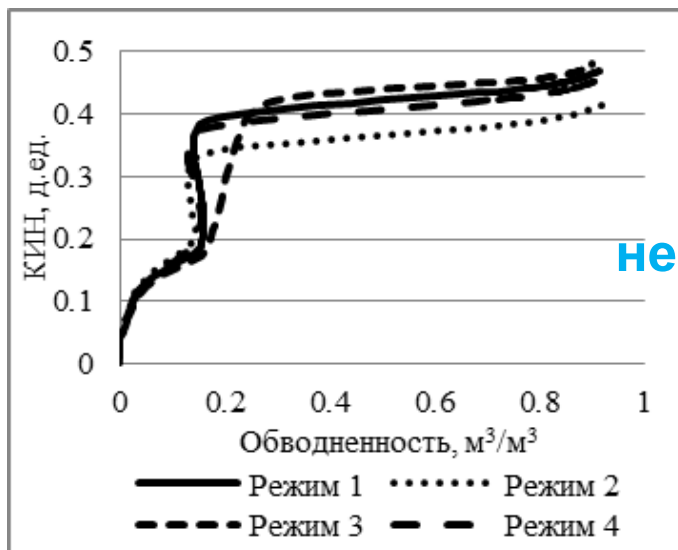


Однородный
пласт

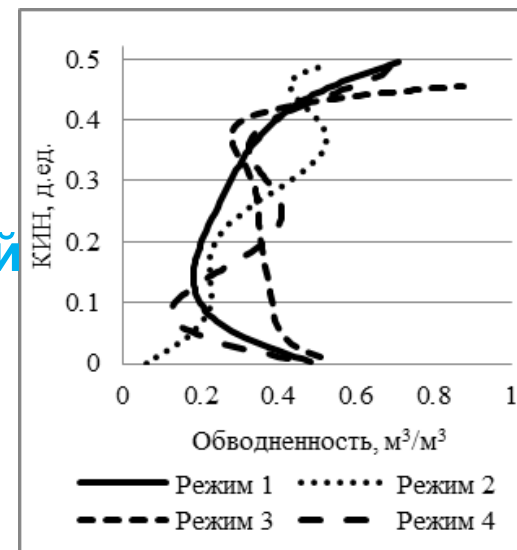


Равновесные ОФП

Неравновесные ОФП

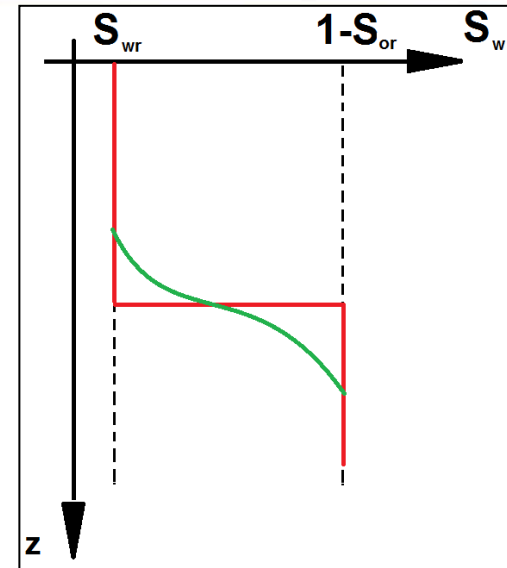
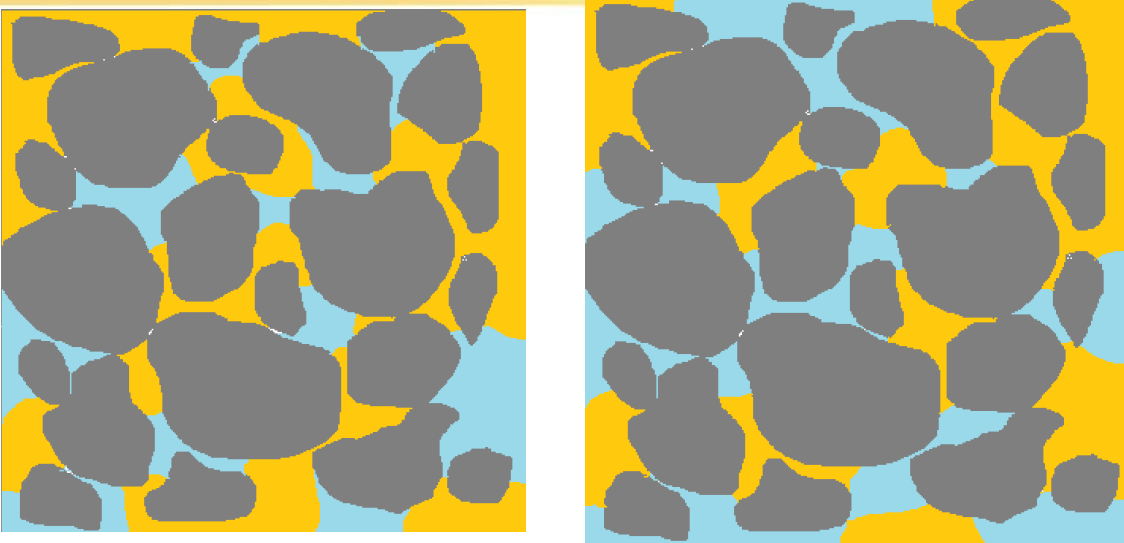


Случайно
неоднородный
пласт





Что такое неравновесность ОФП?



Насыщенность одинакова, но фазовая проницаемость разная!

$$\tau \approx \frac{\mu l^2}{k \Delta P_c}$$

$$\vec{v}_i = - \frac{k f_i(S_i, \tau)}{\mu_i} \nabla p$$

Оценка времени релаксации исходя из соображения размерности:

➤ для уровня пор (10^{-6} м): 10^{-8} с

➤ для блока 100х100 м: 10^8 с(приблизительно 3 года)

Численное решение процесса вытеснения нефти в рамках модели Баренблатта



$$\tilde{s} = s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}$$

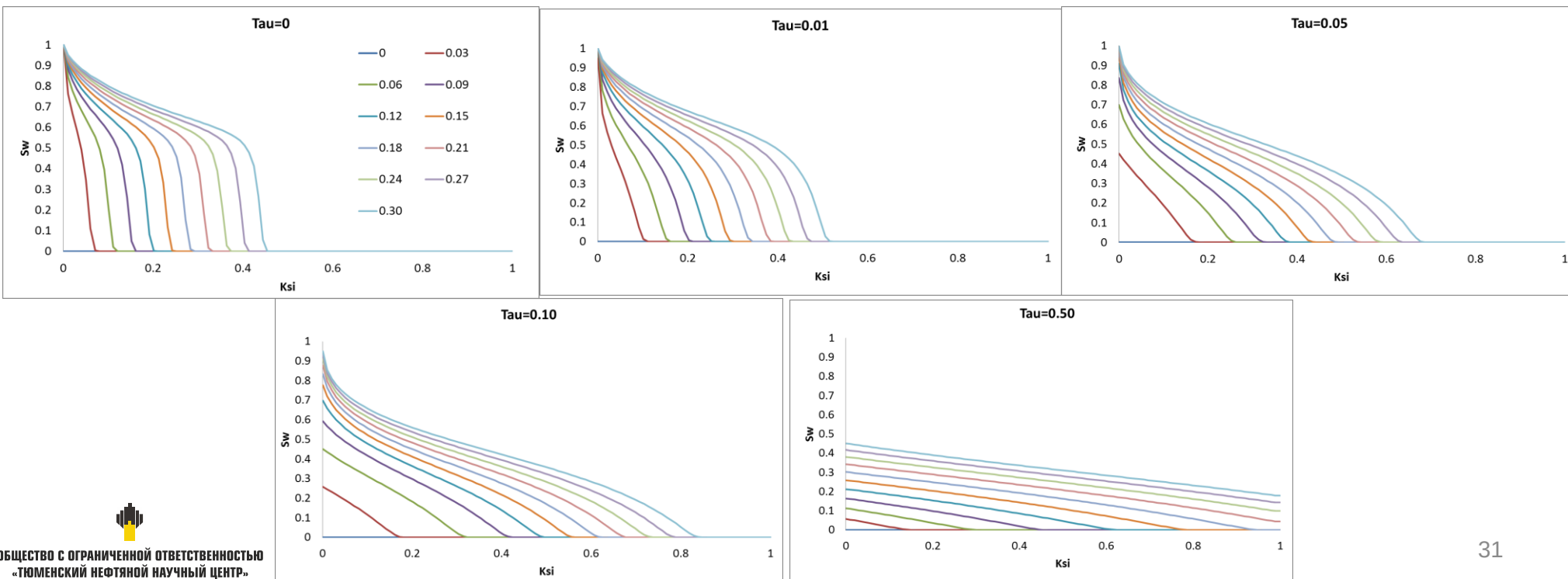
$$\frac{\partial s}{\partial \theta} + \frac{\partial F \left(s + \tau \frac{\partial s}{\partial t} \right)}{\partial \xi} = 0$$

$s_k = \tilde{s}(0, \theta)$ - нестационарное граничное условие

$\xi = \frac{x}{l}$, безразмерная пространственная координата, l – длина образца

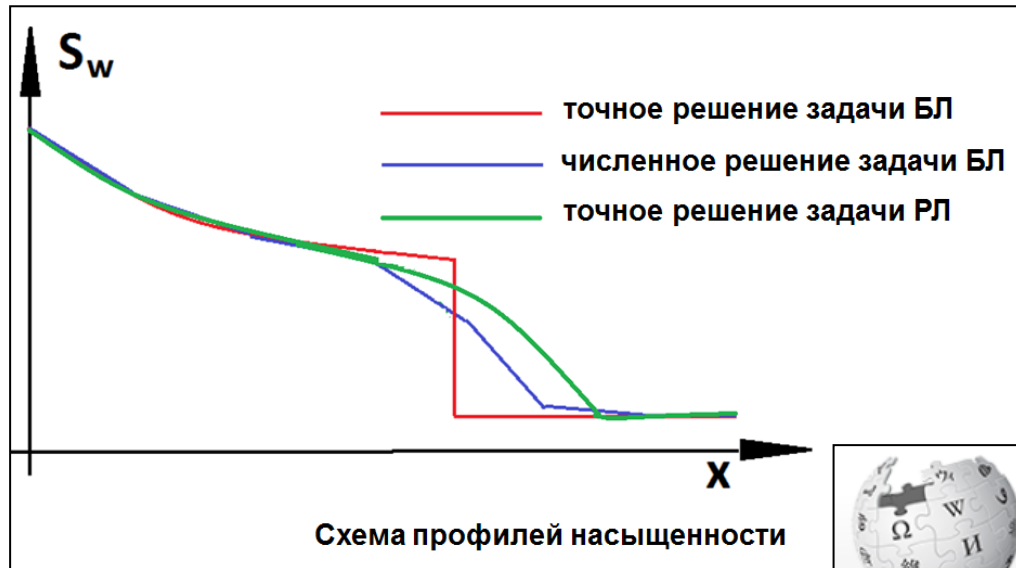
$\theta = \frac{v_0 t}{ml}$, безразмерное время

$\bar{\tau} = \frac{v_0 \tau}{ml}$, безразмерный параметр неравновесности





Что такое неравновесность ОФП?



Вы не представились системе [Обсуждение](#) [Вклад](#) [Создать учётную запись](#) [Войти](#)

Статья [Обсуждение](#) [Читать](#) [Править](#) [Ещё](#)

Автоколебания

Материал из Википедии — свободной энциклопедии [\[править | править код \]](#)

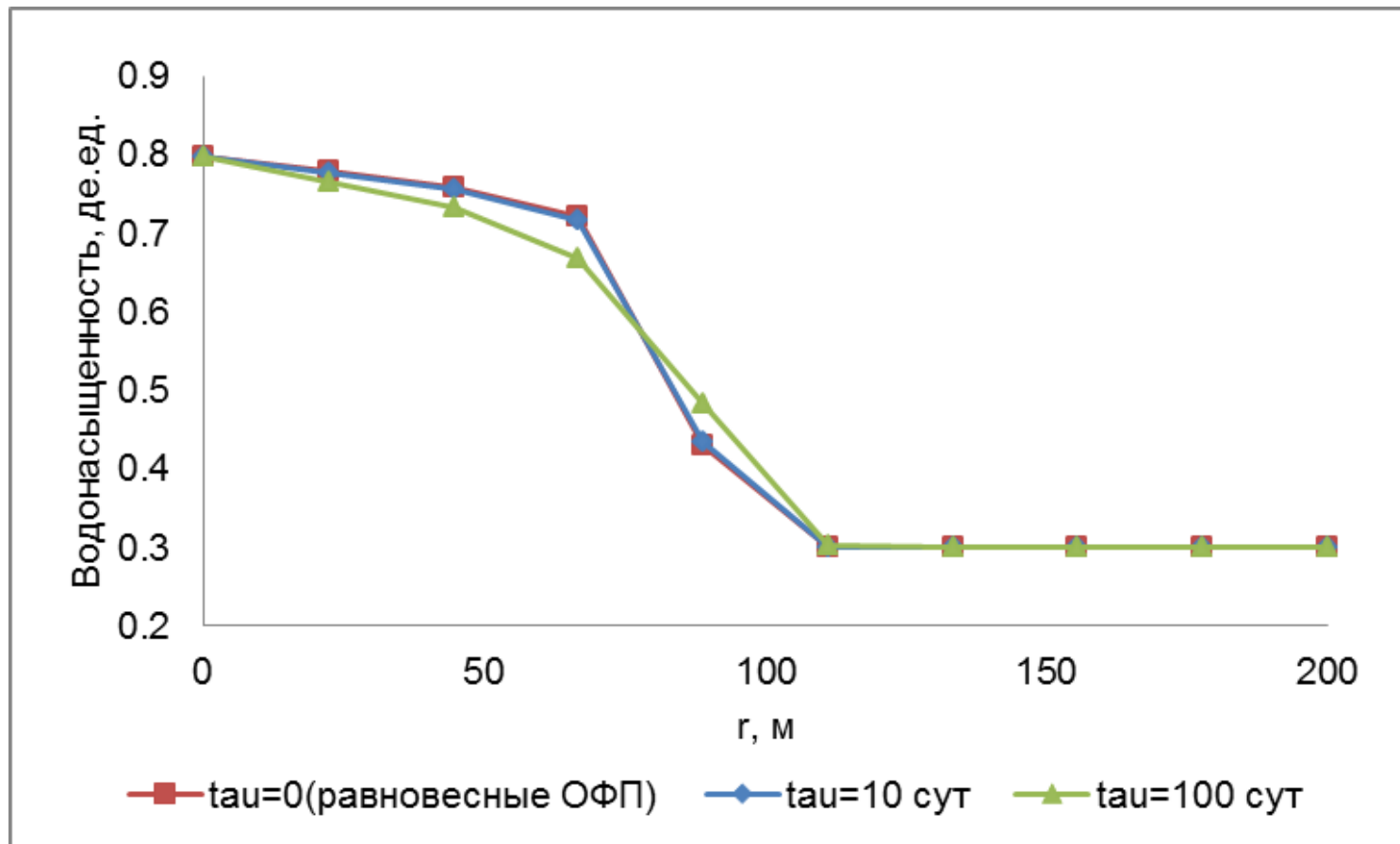
Автоколеба́ния — незатухающие колебания в **диссипативной динамической системе** с нелинейной **обратной связью**, поддерживающиеся за счёт энергии постоянного, то есть *непериодического* внешнего воздействия.^[1]

Автоколебания отличаются от *вынужденных колебаний* тем, что последние вызваны *периодическим* внешним воздействием и происходят с *частотой* этого воздействия, в то время как возникновение автоколебаний и их *частота* определяются внутренними свойствами самой автоколебательной системы.





Сопоставление расчетов при разных временах релаксации



Характерные особенности пластов Самотлорского месторождения



Параметр	БВ8(1-3)	АВ2-3	АВ4-5
Средняя абс. проницаемость, мД	500	400	800
Диапазон абс. проницаемости, мД	100 - 1000	50-500	100-1000
Эффективная толщина пласта, м	30	20	20
Общая толщина пласта, м	50	35	35
Радиус контура питания, м	800	500	1000

