



Корпоративный научно-проектный
комплекс ПАО «НК «Роснефть»



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

Математическое моделирование нестационарной работы нефтяной скважины с учетом неравновесности фазовой проницаемости

Иванов Александр Владимирович
Степанов Сергей Викторович, д. т. н.

г. Уфа
18-20.04.2017

АКТУАЛЬНОСТЬ:

Для увеличения адекватности гидродинамических моделей необходимо увеличивать их физическую состоятельность, в частности с позиции учета неравновесности относительных фазовых проницаемостей.

Неравновесность фильтрации - одна из возможных причин немонотонной динамики обводненности скважины.

ЦЕЛЬ: численное исследование влияния учета неравновесной фазовой проницаемости на динамику обводненности вертикальной нефтяной скважины

ЗАДАЧИ:

1. Разработка физико-математической модели фильтрации двухфазной жидкости в призабойной зоне пласта с учетом неравновесных ОФП.
2. Численное исследование степени влияния неравновесных ОФП на динамику обводнения скважины

Динамика дебита жидкости и обводненности скважин пласта БВ_г¹⁻³ Самотлорского месторождения



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

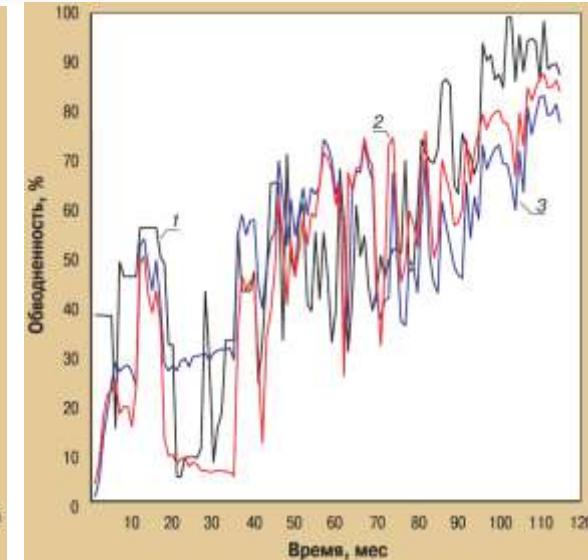
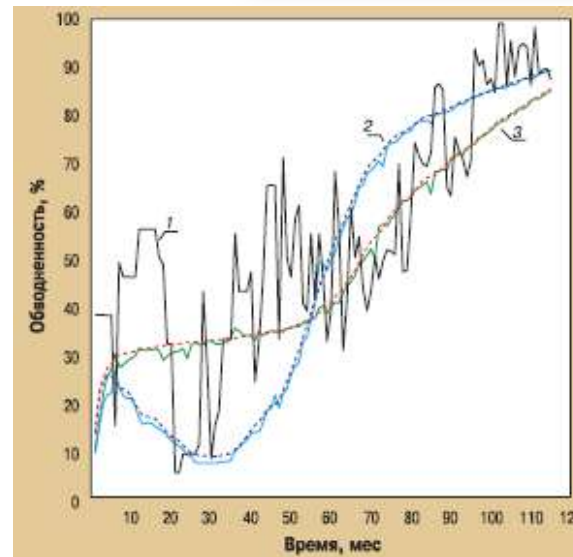
... колебания давления и расход жидкости довольно часто отмечаются в лабораторной и промысловой практике, но в большинстве случаев их рассматривают только как досадные случайные помехи ... **колебания на самом деле связаны с внутренними свойствами пластовых систем и могут служить источником весьма полезной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

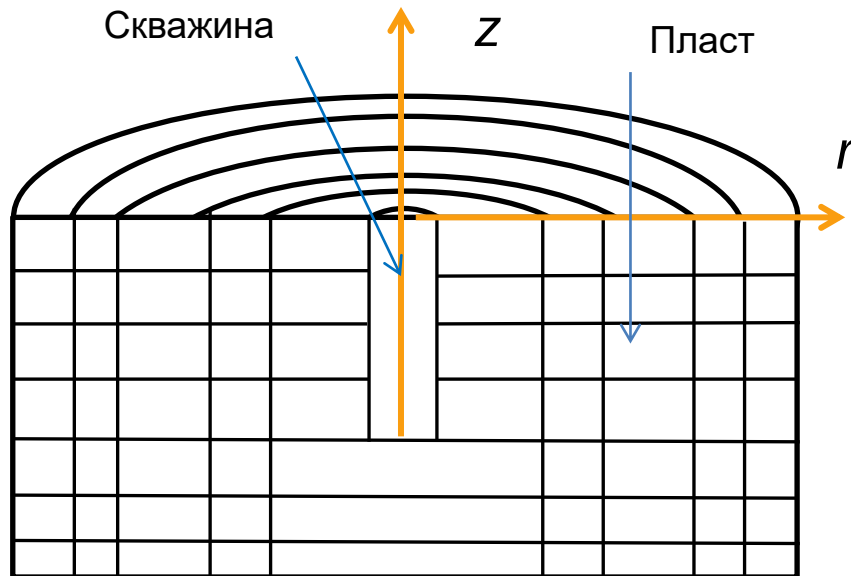
О.Н. Пичугин, «Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях» // Нефтепромысловое дела, 2015

«...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.





Система дифференциальных уравнений

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

Жидкости сжимаемы

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

Пористая среда деформируема

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

- Коэффициенты вязкости постоянны
- Относительные фазовые проницаемости и капиллярное давления являются известными однозначными функциями
- Гистерезисные явления не учитываются

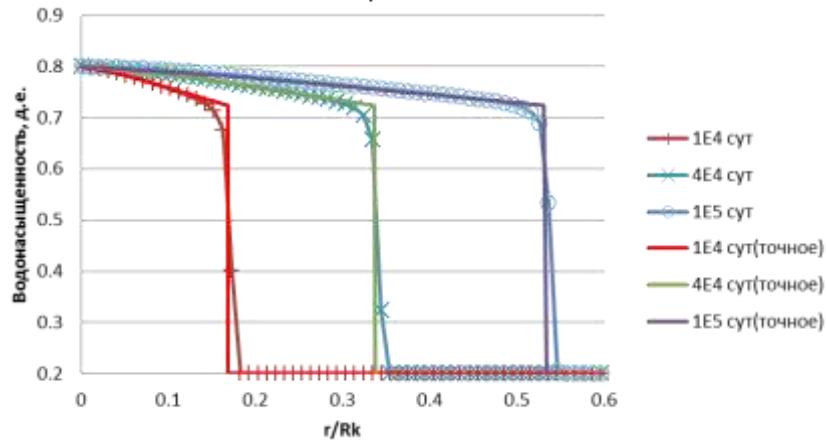
Конечно-разностная аппроксимация дифференциальных уравнений

$$\begin{cases} [\Delta_r TR_w \Delta_r p_w + \Delta_z TZ_w \Delta_z (p_w - \gamma_w h)]_{i,k} = \frac{V_{i,k}}{\Delta t} \Delta t \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) + q_w \\ [\Delta_r TR_n \Delta_r p_n + \Delta_z TZ_n \Delta_z (p_n - \gamma_n h)]_{i,k} = \frac{V_{i,k}}{\Delta t} \Delta t \left(\phi \frac{(1 - S_w)}{B_n} \right) + q_n \end{cases} \quad \text{Метод IMPES}$$

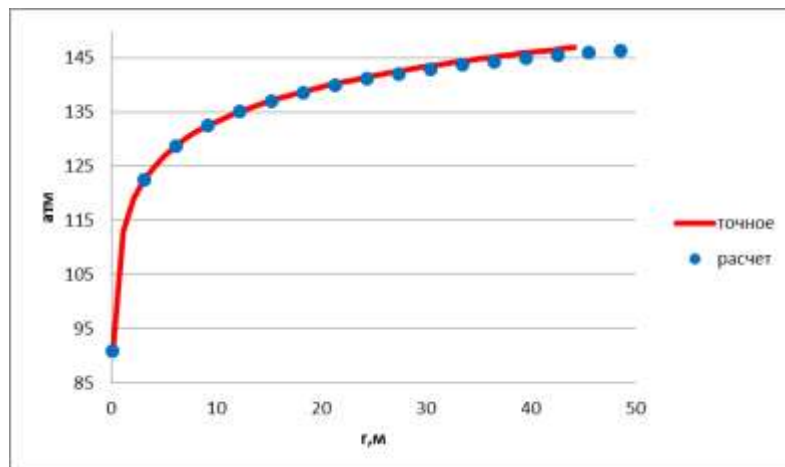
$$\begin{cases} [\Delta_r TR_w \Delta_r p_n + \Delta_z TZ_w \Delta_z (p_n - \gamma_w h)]_{i,k} = C_{wp,i} (p_i^{n+1} - p_i^n) + C_{ws,i} (S_{w,i}^{n+1} - S_{w,i}^n) + q_w + C_{c,i,k} \\ [\Delta_r TR_n \Delta_r p_n + \Delta_z TZ_n \Delta_z (p_n - \gamma_n h)]_{i,k} = C_{op,i} (p_i^{n+1} - p_i^n) + C_{os,i} (S_{w,i}^{n+1} - S_{w,i}^n) + q_n \end{cases}$$

- Решение уравнений фильтрации сначала неявным методом по давлению, затем явным методом по насыщенности
- Итерационная процедура нахождения решения нелинейной системы уравнений

- Сравнение с точным аналитическим решением задачи Баклея-Лeverетта

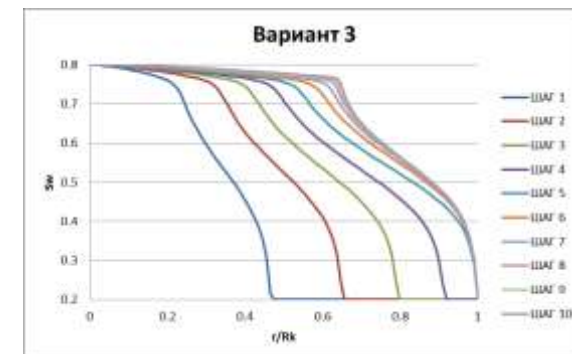
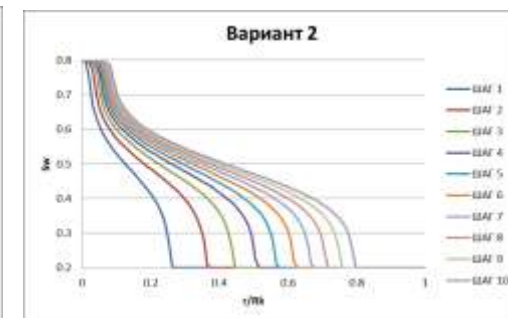
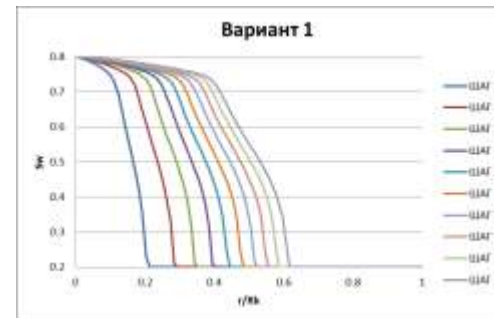


- Сравнение с точным аналитическим решением плоскорадиального потока упругой жидкости



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

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



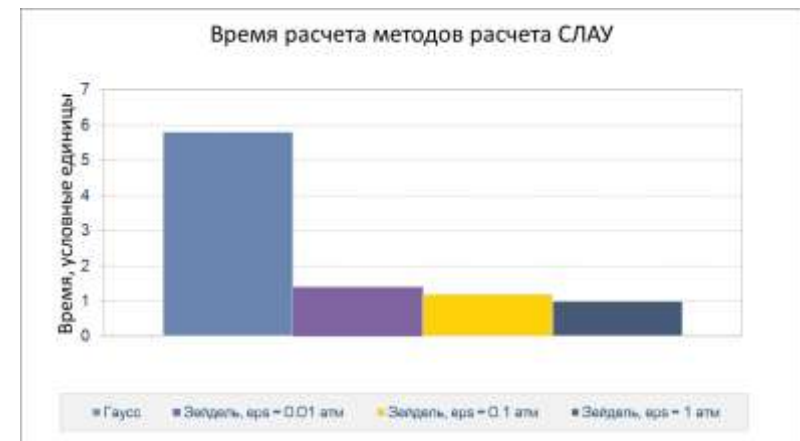
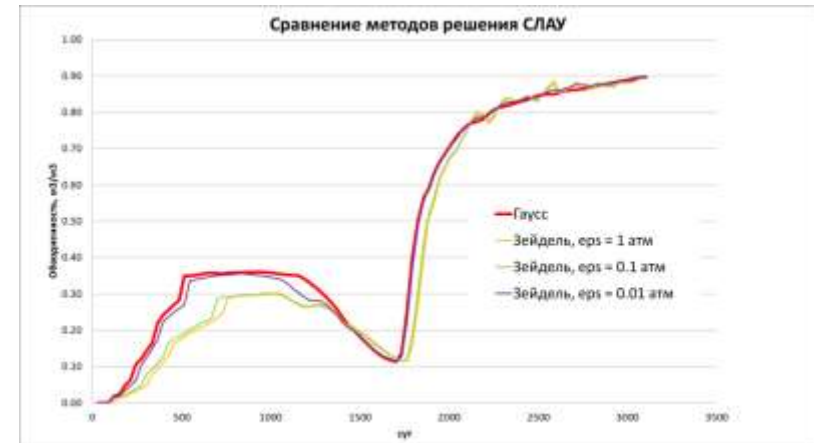
Разновидности методов решения СЛАУ

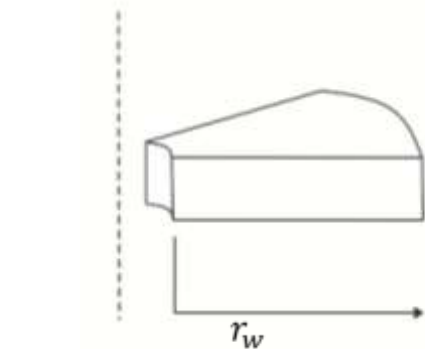
- Прямые методы: метод решения Гаусса
- Итерационные методы: метод Гаусса-Зейделя
- Метод гнездовой факторизации



- Метод Гаусса-Зейделя в 5 раз быстрее метода Гаусса

- Использование итерационных методов может как и существенно повлиять на результат расчета, так и в разы сократить время расчета
- Необходим выбор оптимальной погрешности при использовании итерационных методов расчета СЛАУ





r_w - радиус ствола скважины

r_e - радиус контура питания

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

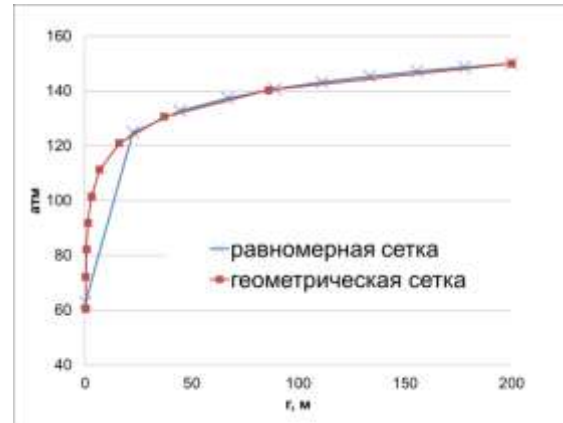
N – кол-во узлов расчетной сетки

Х. Азиз, Э. Сеттари «Математическое моделирование пластовых систем», 1982
«...для получения равномерной точности необходимы постоянно уменьшающиеся шаги сетки при $r \rightarrow r_w$... для установившегося течения, подчиняющегося закону Дарси в однородной среде

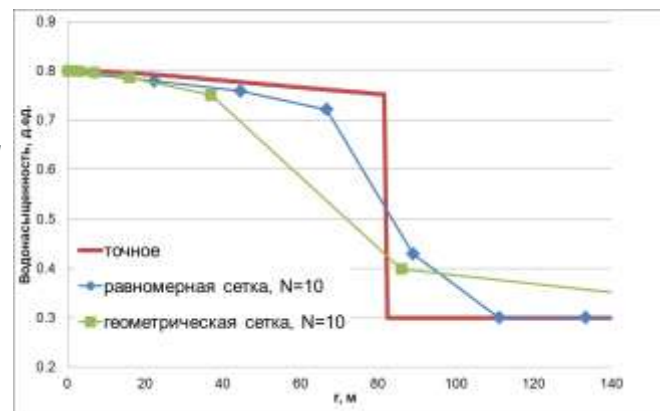
$$U - U_w \sim \ln(r/r_w) \sim p - p_w$$

то равный шаг по p обеспечивает равное падение давлений между узлами сетки...

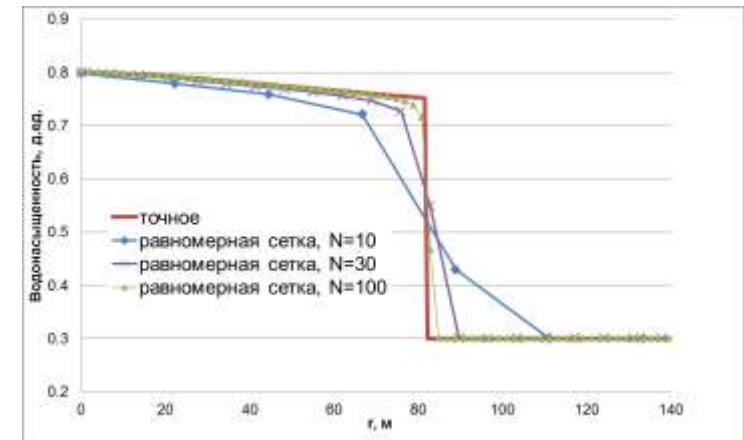
Расчет давления при стационарной фильтрации для разных сеток



Сравнение равномерной и геометрической сетки для задачи Баклея-Леверетта



Увеличение кол-ва узлов на равномерной сетке. Задача Баклея-Леверетта.



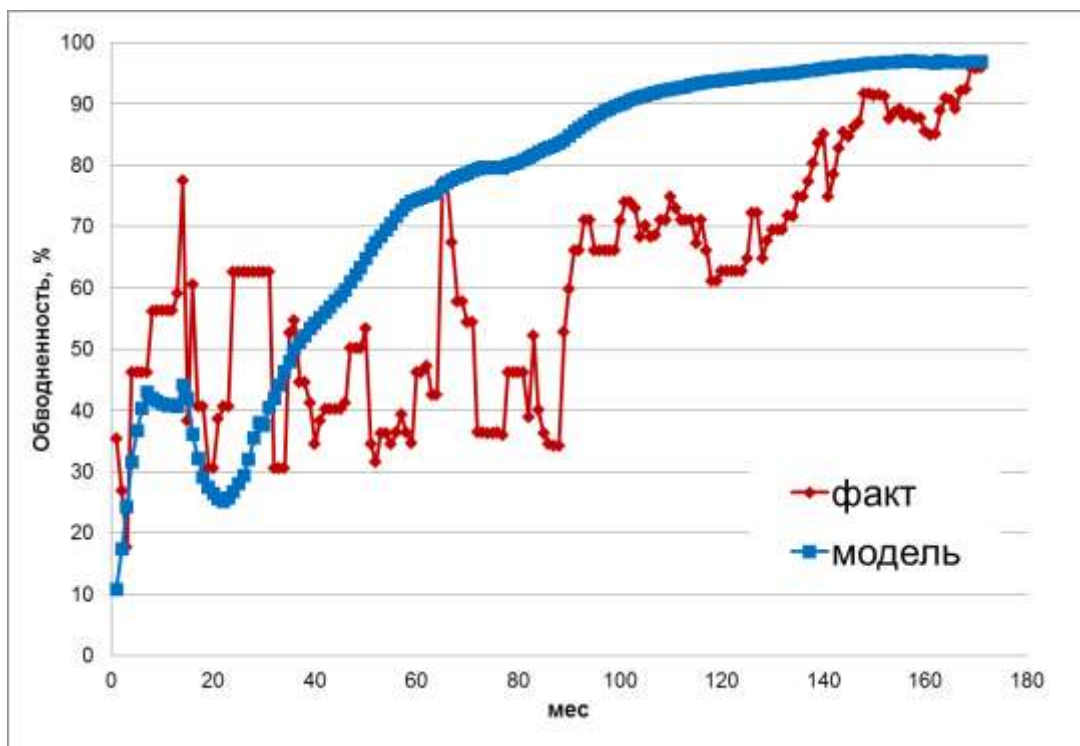
Модель не адаптирована



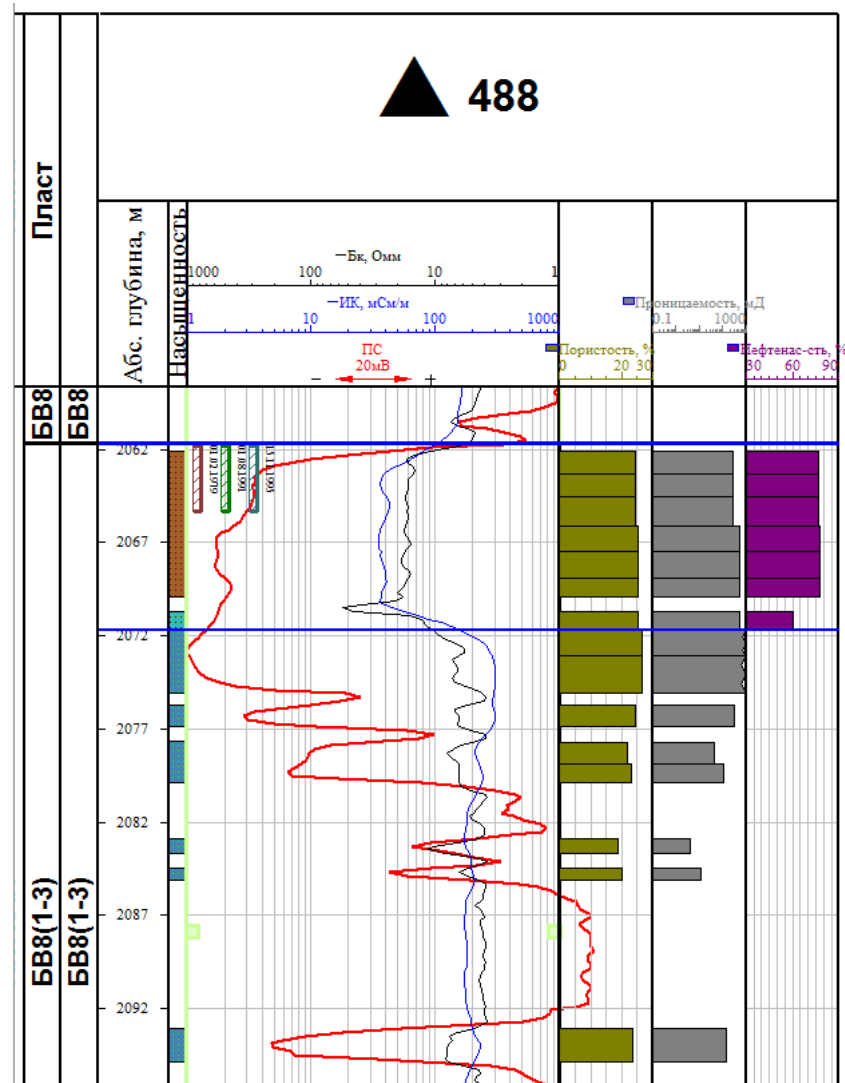
Для двухфазной фильтрации оптимальной является равномерная сетка

Типовая скважина пласта БВ10(1-3) Самотлорского месторождения

Средняя проницаемость: 500 мД,
Минимальная проницаемость 100 мД
Максимальная проницаемость 1000 мД
Толщина пласта 30 м
Радиус контура питания 250м



Модель не адаптирована



Модель неравновесной фильтрации Баренблатта

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

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

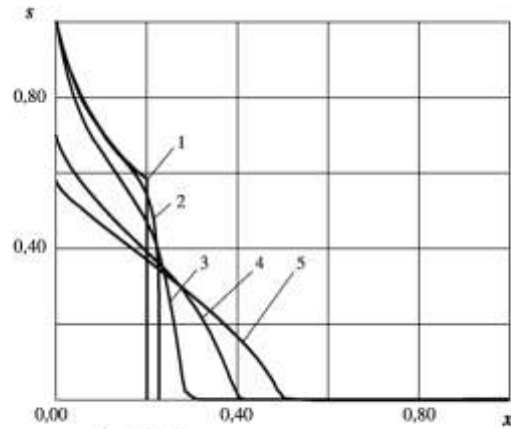


Рис. 2.1. Распределение насыщенности при различных параметрах неравновесности (модельная задача)
1 – точное решение; 2 – $\tau = 0$; 3 – $\tau = 0,01$; 4 – $\tau = 0,05$; 5 – $\tau = 0,1$

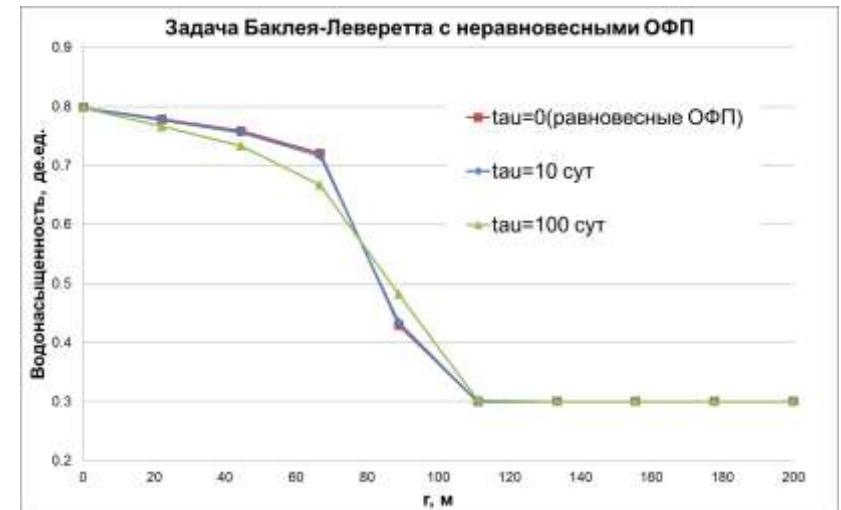
стр.62-63

ного вытеснения. В работе [23] показано, что размерное время релаксации для пластовых условий ($m \sim 0,2$; $l \sim 100$ м; $v \sim 10^{-6}$ м/с) составляет величину порядка года, что соответствует безразмерному $\tau \sim 3$. Приведенные

выше расчеты показывают, что неравновесность начинает существенно проявляться при $\tau = 0,05$, следовательно, эффект неравновесности в пластовых условиях может иметь существенное значение.

$\tau = 0.05$ безразмерное, соответствует 6 сут, т.е. неравновесность уже должна себя проявлять при 6 сут

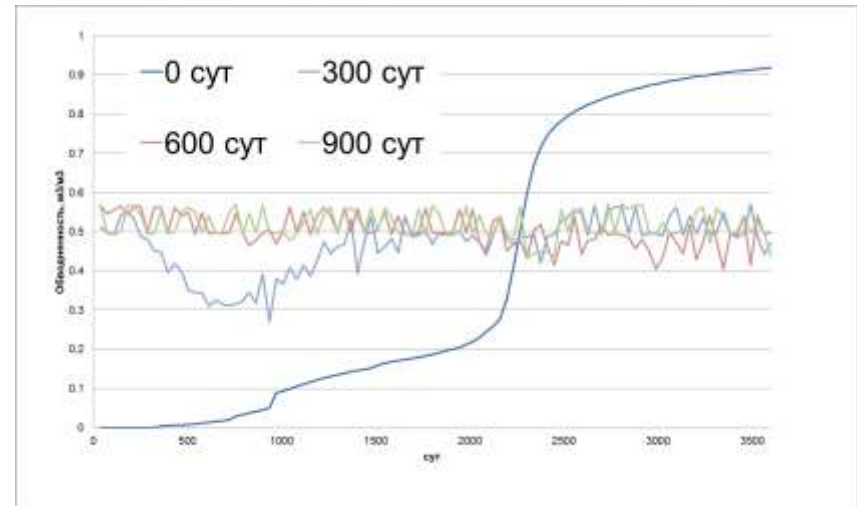
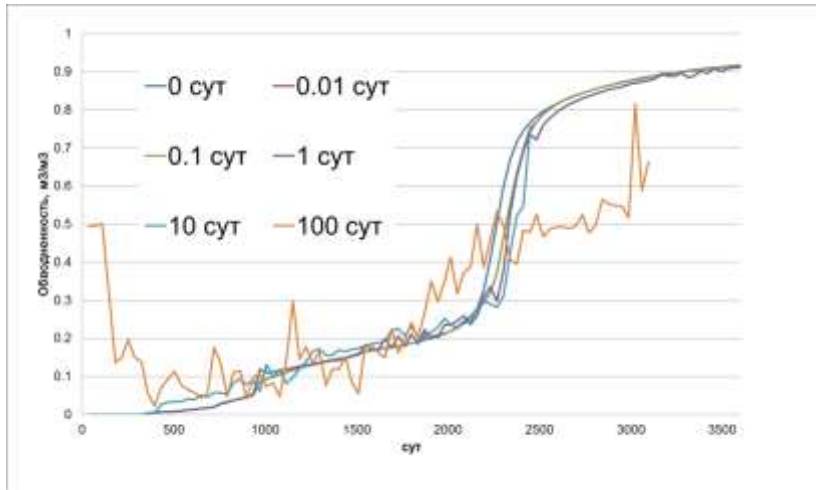
М.М.Хасанов, Г.Т. Булгакова «Нелинейные и неравновесные эффекты в реологических сложных средах»



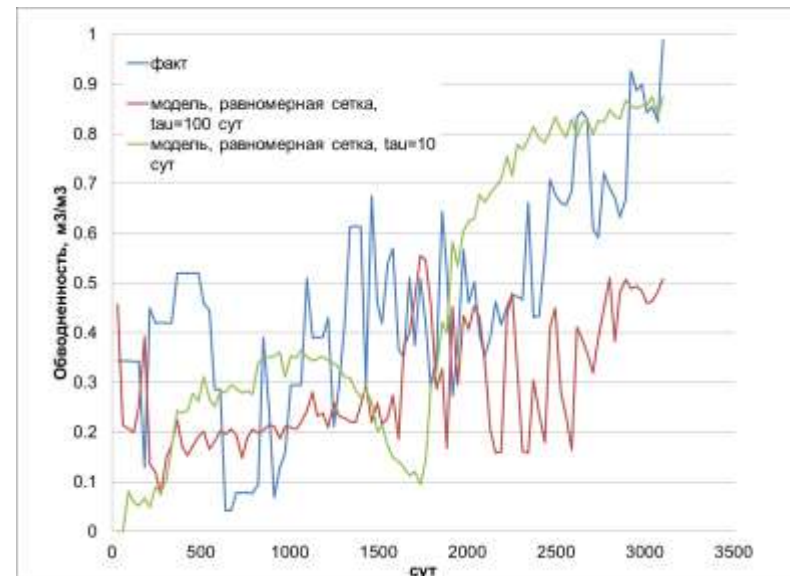
стр.54

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

В настоящее время нет точного понимания характерного времени релаксации



- для рассмотренной системы пласт-флюиды время релаксации составляет ориентировочно 100 сут



Строение пласта

1. Однородный пласт
2. Слоисто-неоднородный пласт
3. Случайно неоднородный пласт

Динамика дебита жидкости

(одинаковая накоп.доб жидкости на конечную дату)

1. Постоянная
2. Растущая
3. Падающая
4. Фактическая

Равновесность / неравновесность ОФП

Модель неравновесной фильтрации Баренблата

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

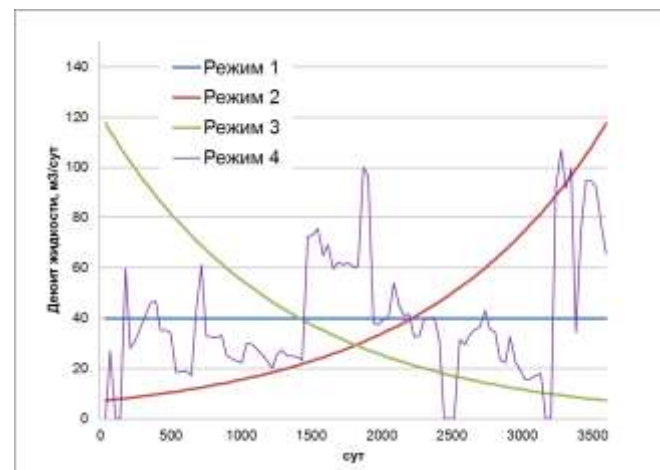
$$f(\tilde{s}) = f\left(s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}\right)$$

Поле проницаемости слоисто-неоднородного пласта, мД

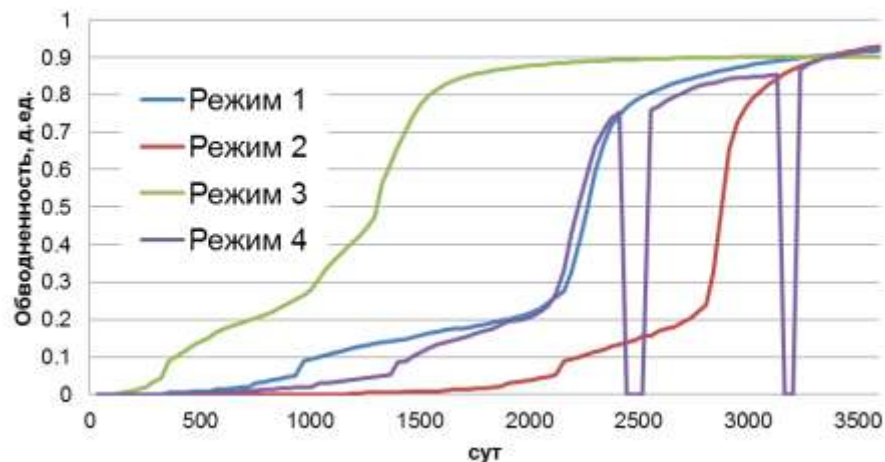
55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
135	135	135	135	135	135	135	135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

Поле проницаемости случайно-неоднородного пласта, мД

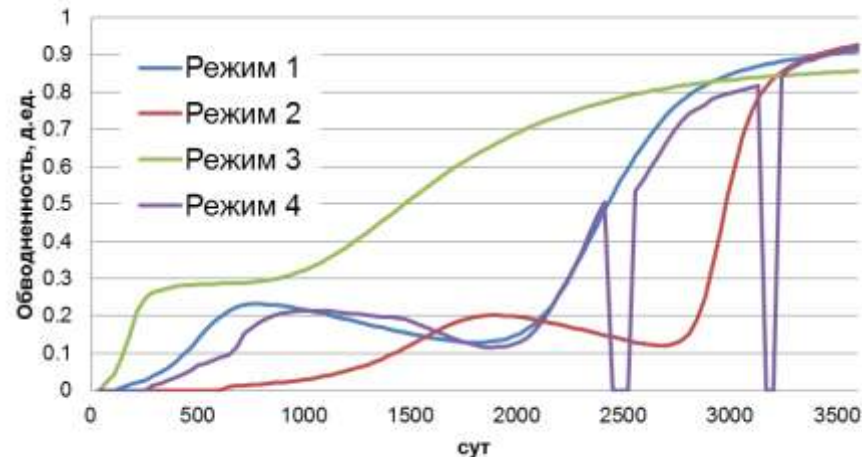
92.5	122.5	87.5	17.5	122.5	77.5	132.5	112.5	117.5	117.5
42.5	97.5	137.5	77.5	112.5	157.5	172.5	97.5	87.5	37.5
27.5	107.5	162.5	142.5	72.5	62.5	67.5	102.5	77.5	127.5
92.5	57.5	192.5	87.5	167.5	32.5	57.5	72.5	87.5	127.5
122.5	97.5	112.5	92.5	112.5	72.5	82.5	157.5	152.5	42.5
92.5	102.5	97.5	122.5	102.5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



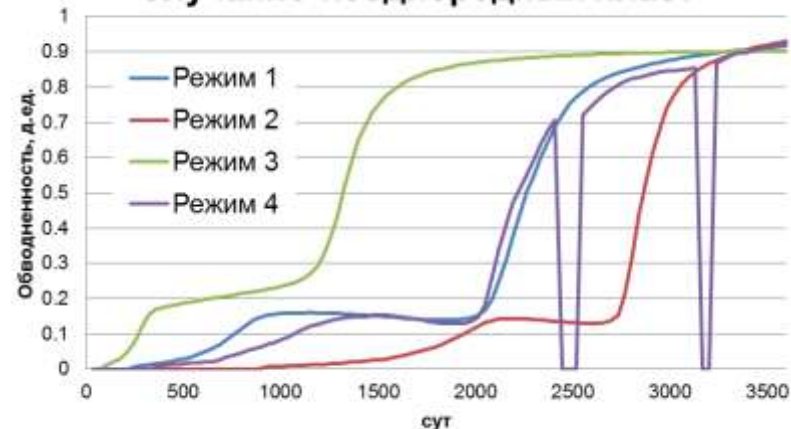
Однородный пласт



Слоисто-неоднородный пласт



Случайно-неоднородный пласт

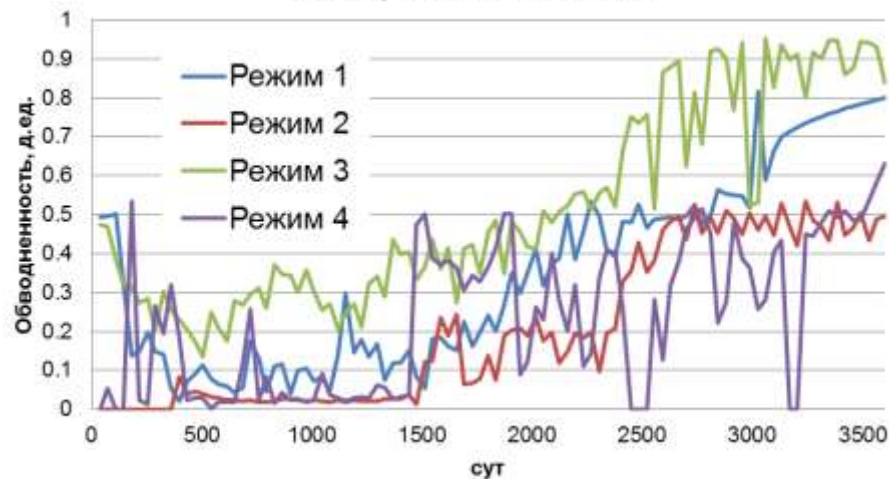


Для всех рассмотренных вариантов строения пласта динамика обводненности не имеет пульсаций, но для некоторых примеров имеется немонотонность.

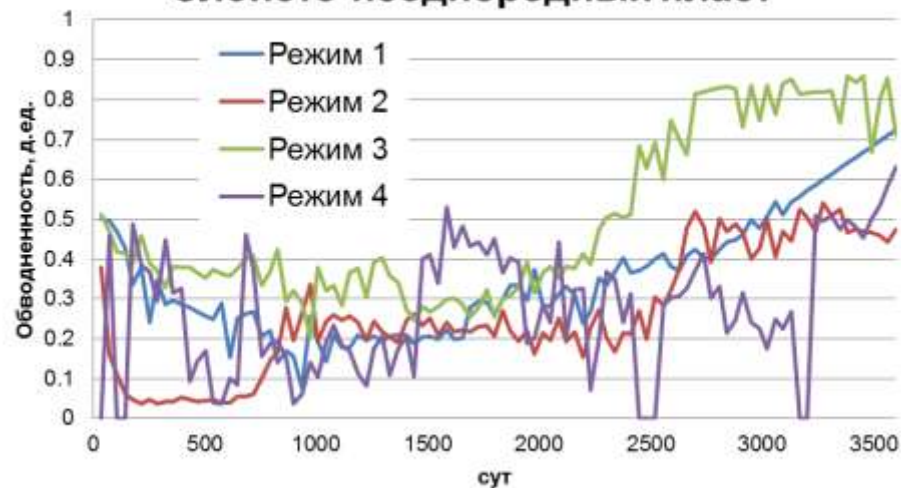
Характерно ступенчатое изменение обводненности, связанное с особенностями формирования полей скоростей фильтрации и насыщения, обусловленными неполным вскрытием пласта, наличием переходной зоны, а также темпом отбора жидкости.

Наиболее интенсивно обводняется скважина на режиме 3, наименее интенсивно – на режиме 2.

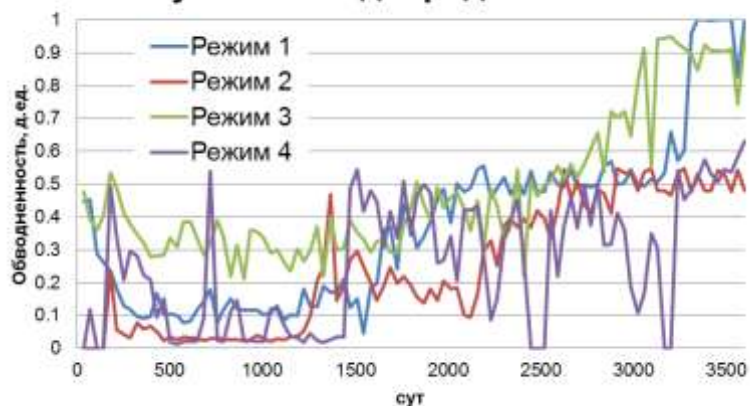
Однородный пласт



Слоисто-неоднородный пласт

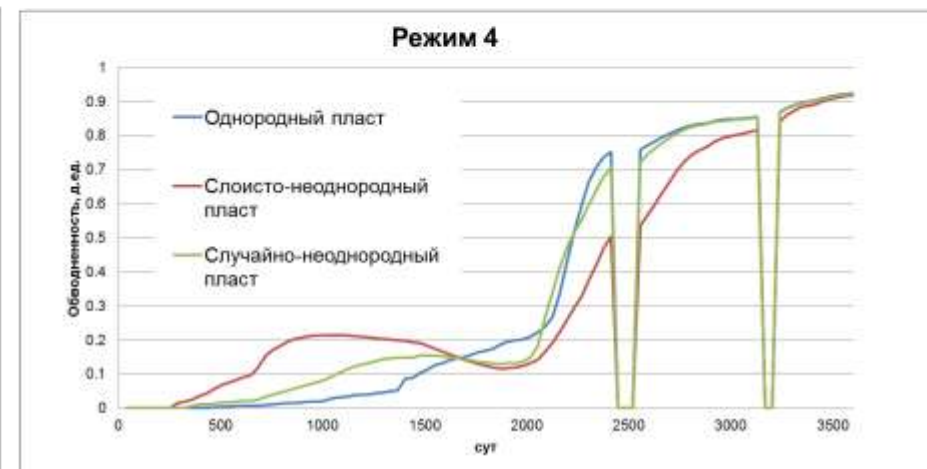
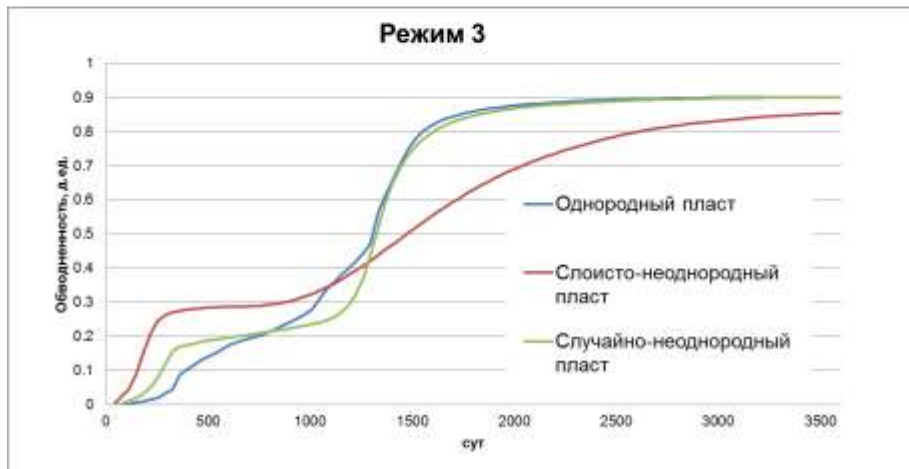
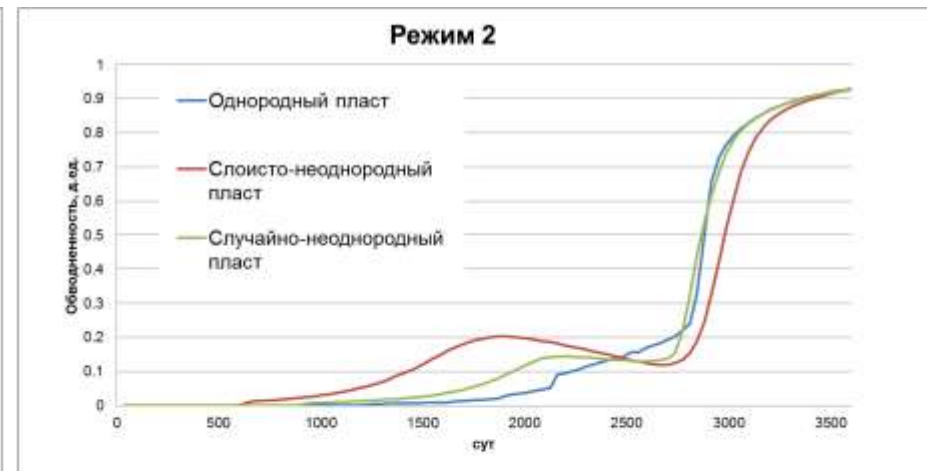
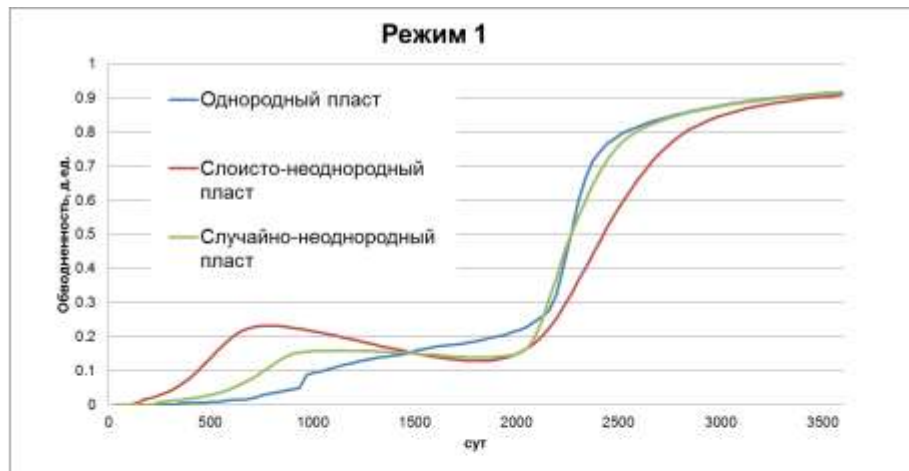


Случайно-неоднородный пласт

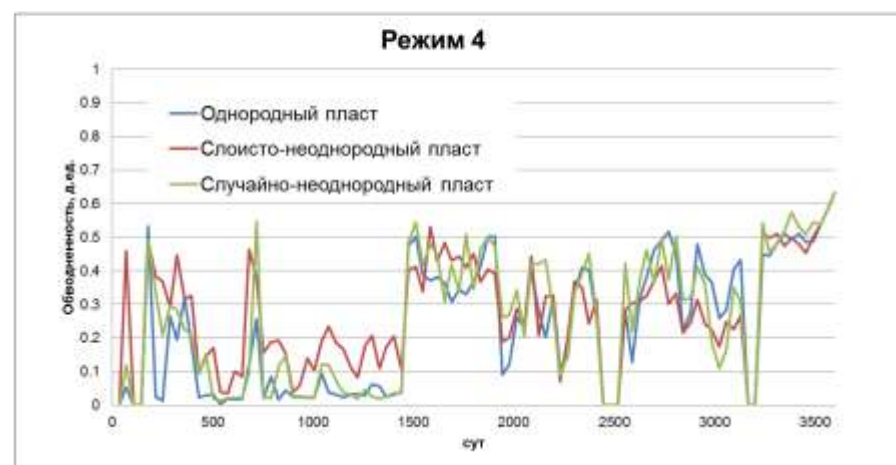
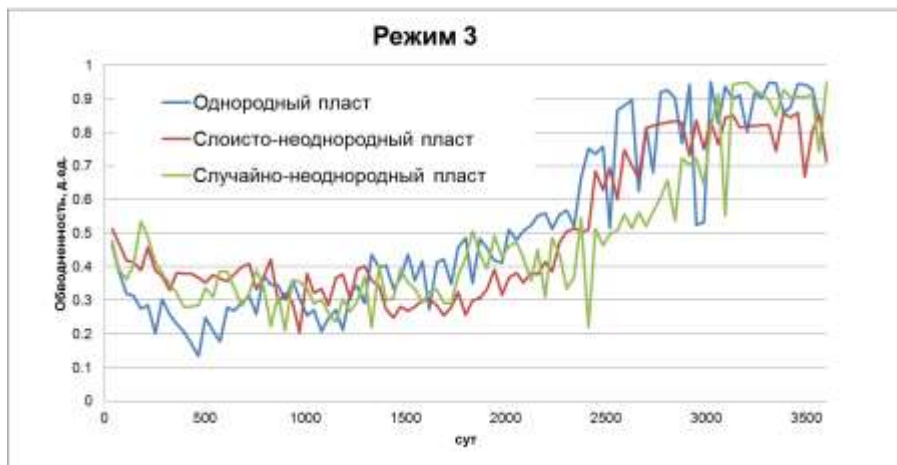
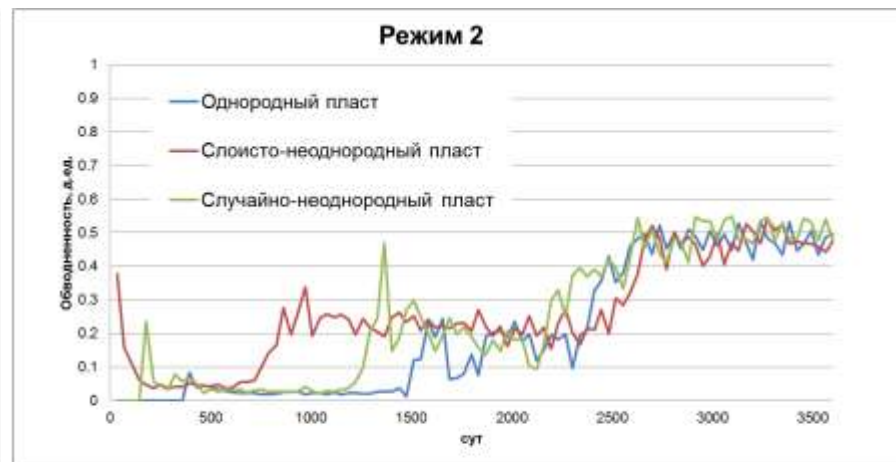
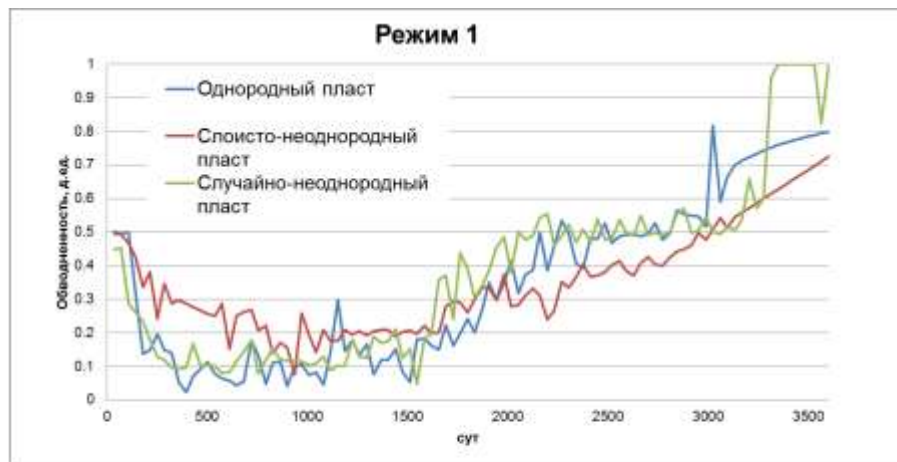


Для всех рассмотренных вариантов строения пласта динамика обводненности имеет ярко выраженные пульсации.

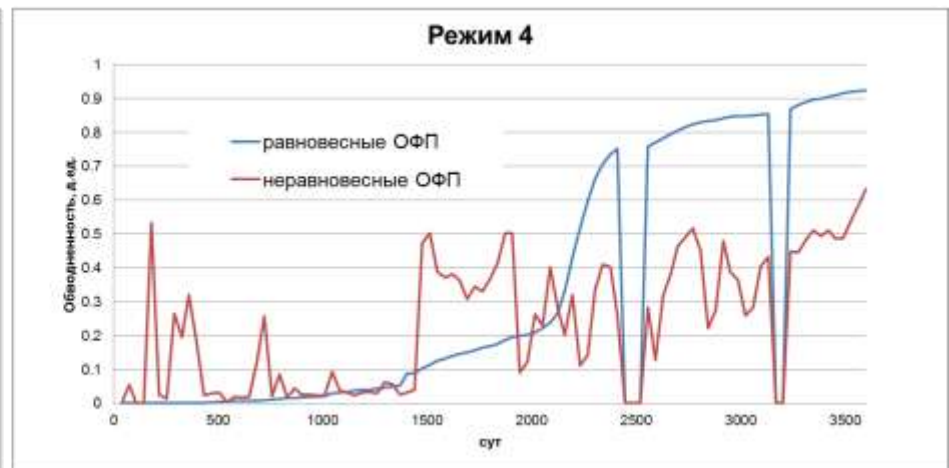
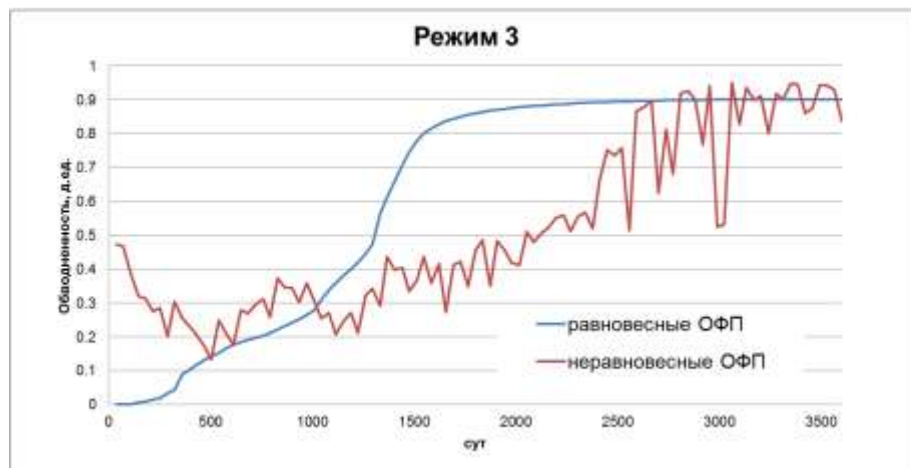
Неравновесность ОФП (при времени релаксации – 100 сут) сохраняет то же ранжирование в интенсивности обводнения скважины – наиболее интенсивно обводняется скважина на режиме 3, наименее интенсивно – на режиме 2.



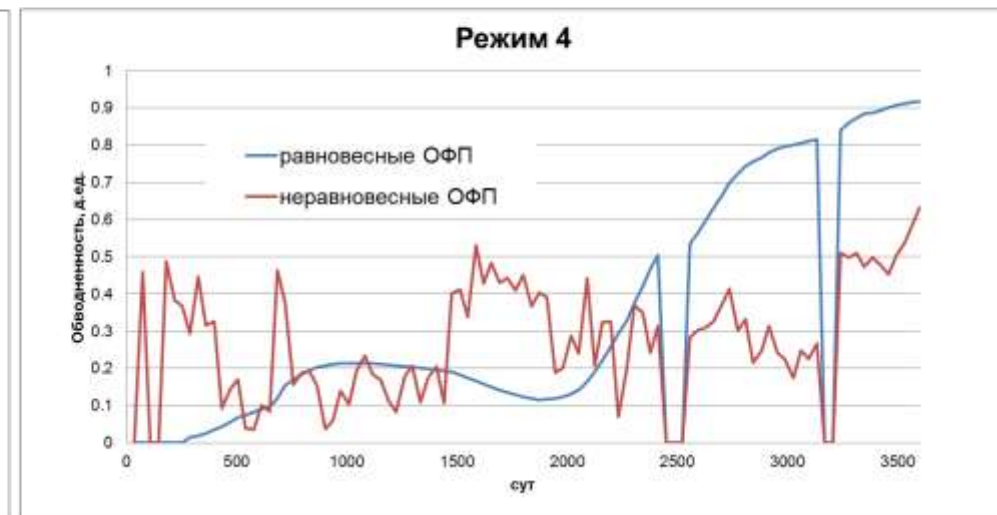
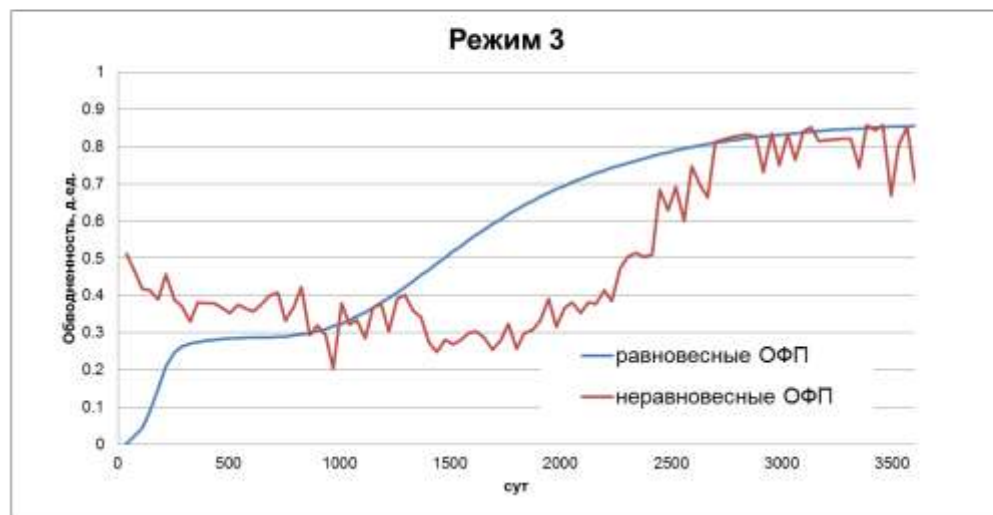
Для всех рассмотренных режимов, на начальном этапе наиболее интенсивно обводненность увеличивается для слоисто-неоднородного пласта, а наименее интенсивно – для однородного пласта.



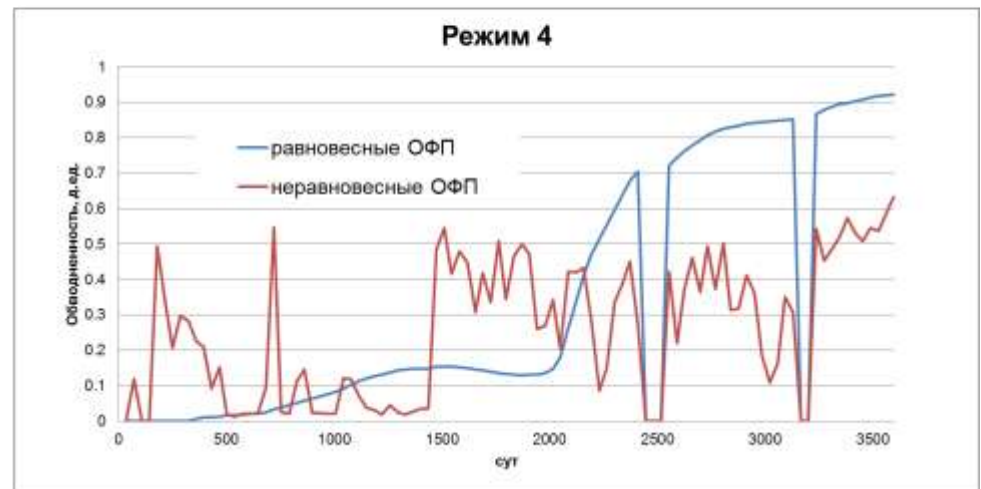
Выраженность пульсаций обводненности примерно одинаковая вне зависимости от строения пласта и режима работы скважины.



Для однородного пласта чем больше отборы жидкости, тем сильнее амплитуда пульсаций обводненности. Выход динамики на «полку обводненности».



Характерно две «полки» обводненности.



Тенденция сохраняется



- В слоисто-неоднородном пласте динамика обводненности сглаженная
- Для динамики обводненности в случайно-неоднородный пласт характерен резкий рост обводненности, выход на «полки» обводненности



- Для растущего отбора жидкости
- характерна немонотонность для слоисто-неоднородного пласта
 - маленькая амплитуда пульсаций из-за медленно подтягивания конуса воды



Для падающего отбора жидкости:
для всех моделей характерно
большие амплитуды обводненности,
вызванные быстрыми изменения
насыщенности вследствие быстрого
конусообразования



Однородный пласт



Слоисто-неоднородный пласт



Для фактической динамики характерно

- высокая амплитуда из-за быстрой смены режимов работы скважины
- строение пласта мало влияет на динамику обводненности вследствие равномерного распределения насыщенности в пласте

Случайно-неоднородный пласт



- 1. Создана компьютерная программа для детальной имитации работы нефтяной вертикальной скважины, описывающая фильтрацию нефти и воды в пласте с учетом неравновесных ОФП по модели Баренблатта
- 2. Проведено исследование влияния дискретизации расчетной сетки на результаты численного моделирования. Установлено, что для приемлемого по времени и качеству расчета работы скважины может использоваться равномерная расчетная сетка
- 3. Сделан анализ чувствительности с различными временами релаксации модели неравновесной фильтрации Баренблатта. Установлено, что для рассмотренной системы пласт-флюиды время релаксации составляет ориентировочно 100 сут
- 4. Учет неравновесности ОФП позволил имитировать сложную немонотонную динамику обводненности реальной скважины



Контактная информация

г.Тюмень, ул. Максима Горького, д.42

тел. (3452) 55-00-55

e-mail: tnnc@rosneft.ru



Корпоративный научно-проектный
комплекс ПАО «НК «Роснефть»



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





Дополнительные слайды

