



РОСНЕФТЬ

**ВЛИЯНИЕ ЧИСЛЕННОЙ
ДИФФУЗИИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ**

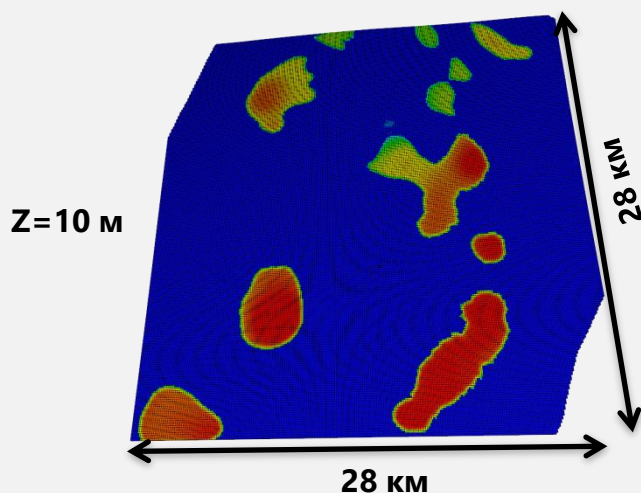
апрель 2021

**В.В. Овчаров, А.Г. Акимов, Р.Р. Мигманов, И.А. Картавцева
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»**

**XIII научно-практическая online конференция
«Математическое моделирование и компьютерные технологии
в процессах разработки месторождений нефти и газа»,
г. Москва, 14-15 апреля 2021 г.**

ПРОБЛЕМАТИКА

ХАРАКТЕРНЫЕ РАЗМЕРЫ МОДЕЛЕЙ

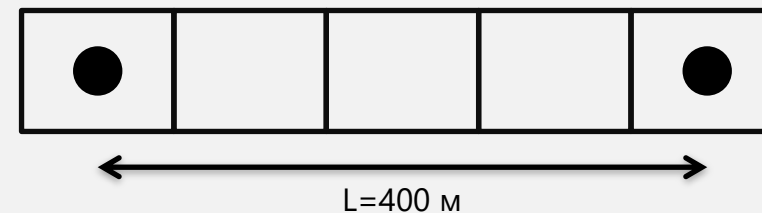


ПРИМЕР ИЗМЕЛЬЧЕНИЯ

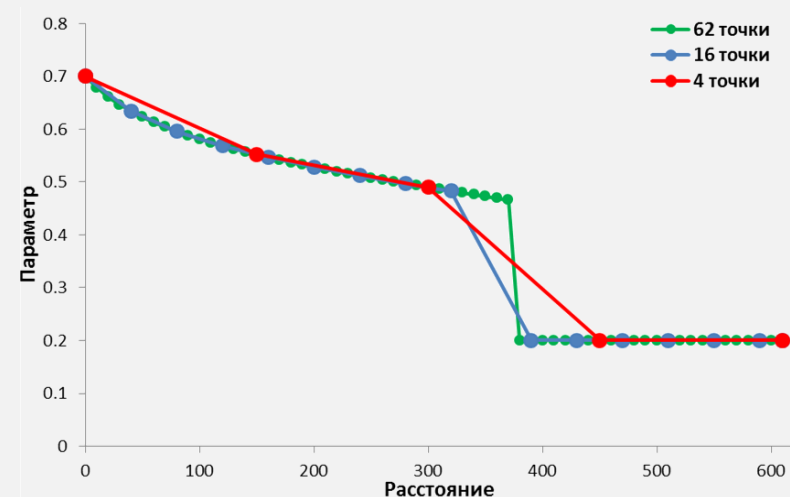
$dx=1\text{ м } dy=1\text{ м } dz=0.5\text{ м}$
 $N_x=28.000\ N_y=28.000\ N_z=20$
 $N=N_x*N_y*N_z=15.680.000.000$

$dx=100\text{ м } dy=100\text{ м } dz=0.5\text{ м}$
 $N_x=280\ N_y=280\ N_z=20$
 $N=N_x*N_y*N_z=1.568.000$

Кол-во узлов между скважинами $N=3-10$



ОПИСАНИЕ ТОЧНОГО РЕШЕНИЯ С РАЗНОЙ СТЕПЕНЬЮ ДИСКРЕТИЗАЦИИ



Для оценки ГТМ на полномасштабных моделях сложно достичь приемлемой точности

ЧИСЛЕННАЯ ДИФФУЗИЯ В ЗАДАЧЕ БАКЛЕЯ-ЛЕВЕРЕТТА

ДЕМОНСТРАЦИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЧИСЛЕННОЙ ДИФФУЗИИ

$$\begin{cases} S(0, x) = S_0, 0 \leq x < L; \\ S(t, 0) = S_{\max}, 0 \leq t < \infty; \\ \frac{\partial S}{\partial t} + C \frac{\partial F(S)}{\partial x} = 0 \end{cases}$$



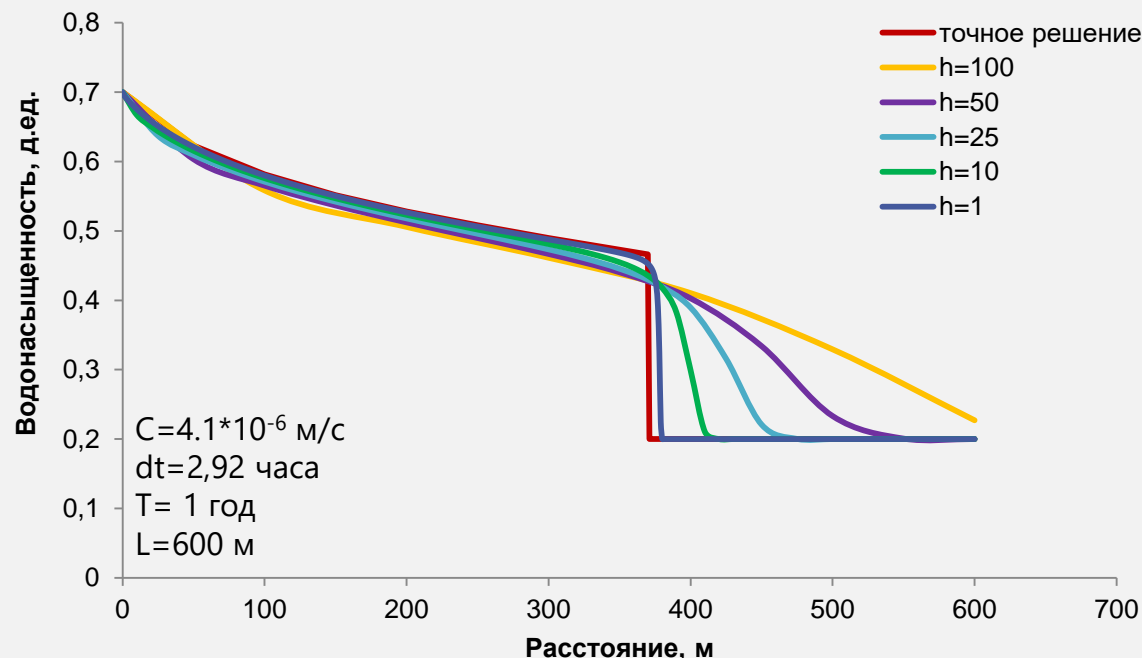
$$S_i^{n+1} = S_i^n + \frac{\tau \cdot C}{h} (F_{i-1}^n - F_i^n)$$

При выполнении **условия Куранта** $\frac{\tau \cdot C}{h} \leq 1$ $C = \frac{Q}{m} > 0$ решение устойчиво и практически не зависит от величины временного шага

$F(S)$ - функция Баклея-Левретта

Q - скорость фильтрации

m - пористость



Даже при устойчивости и сходимости решение сильно зависит от шага по пространству из-за **численной диффузии**, что есть отражение природы конечно-разностной схемы

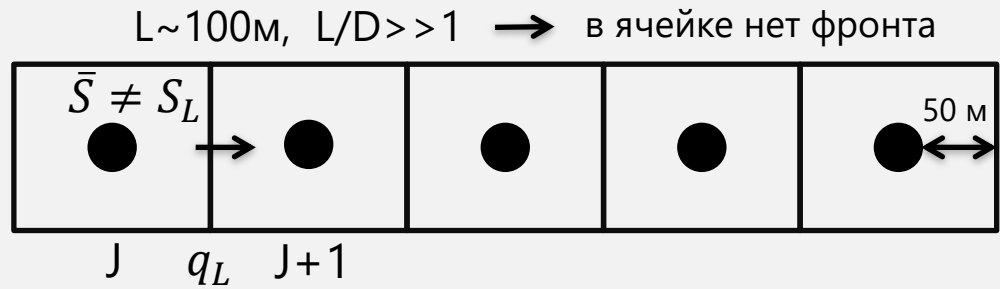
ЧИСЛЕННЫЕ СХЕМЫ КОММЕРЧЕСКИХ СИМУЛЯТОРОВ

АППРОКСИМАЦИЯ ФУНКЦИЙ ОФП

$$\left\{ \begin{array}{l} v_w = \frac{k \cdot f_w(S)}{\mu_w} \frac{dP}{dx} \\ v_o = \frac{k \cdot f_o(S)}{\mu_o} \frac{dP}{dx} \end{array} \right. \xrightarrow{\text{дискретизация}} \left\{ \begin{array}{l} v_w = \frac{k \cdot \varphi_w(\bar{S})}{\mu_w} \frac{\Delta P}{\Delta x} \\ v_o = \frac{k \cdot \varphi_o(\bar{S})}{\mu_o} \frac{\Delta P}{\Delta x} \end{array} \right.$$

$$\varphi_i(\bar{S}) = \begin{cases} f_i(\bar{S}_j), & \text{если } P_j > P_{j+1} \\ f_i(\bar{S}_{j+1}), & \text{если } P_j < P_{j+1} \end{cases}$$

Откуда идет поток - оттуда и жидкость
Однако, жидкость должна вытекать из конца блока, а не из середины



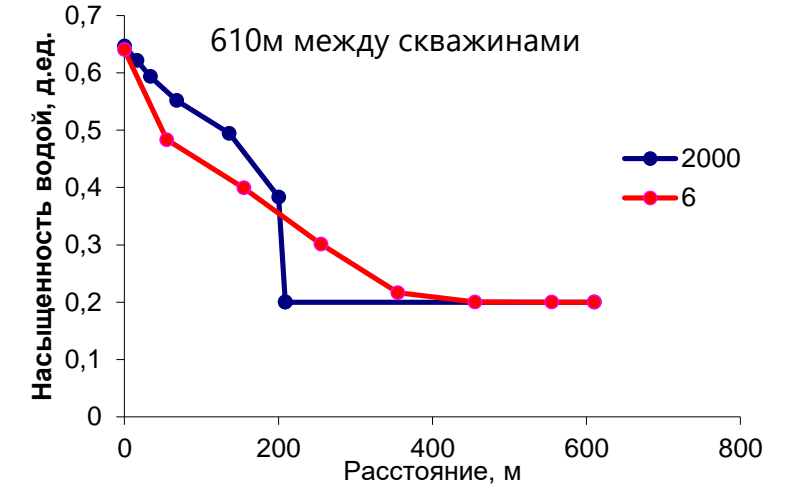
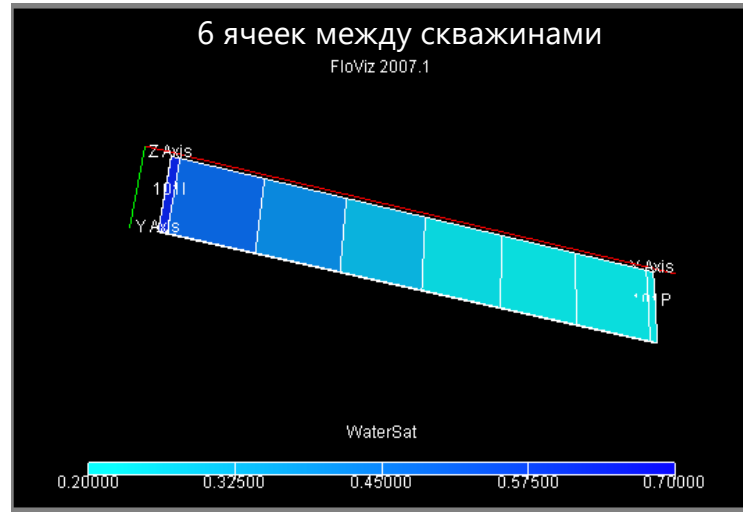
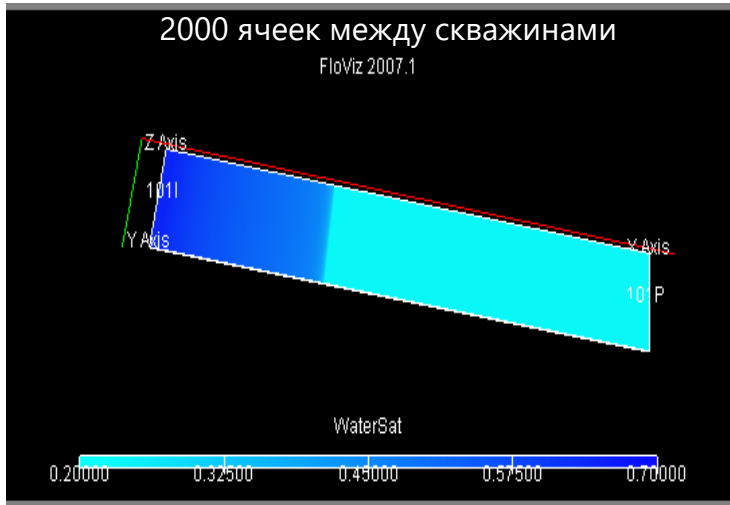
Поток на грани определяется насыщенностью из центра ячейки (за 50 метров до грани)

Известные методы регуляризации

1. сглаживание численного решения на верхнем слое
2. введение искусственной вязкости (предложено фон Нейманом и Рихтмайером)
3. коррекция потоков Бориса – Бука и т.д.

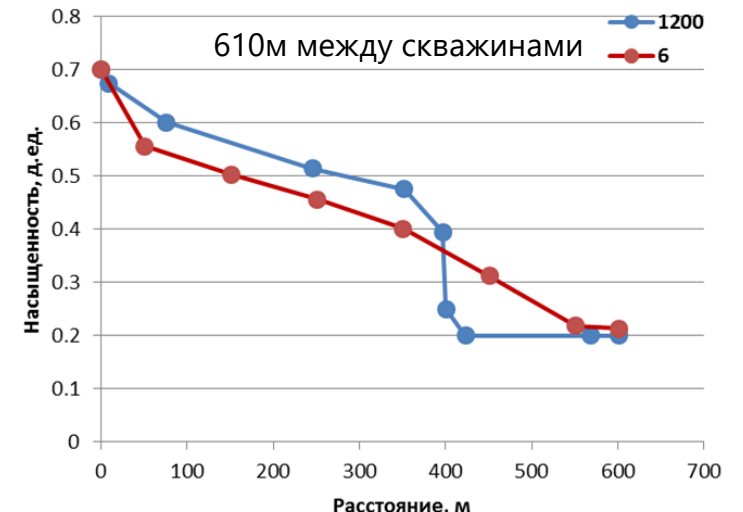
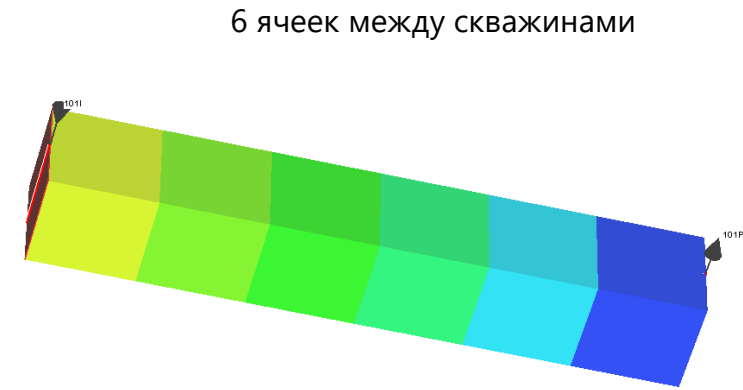
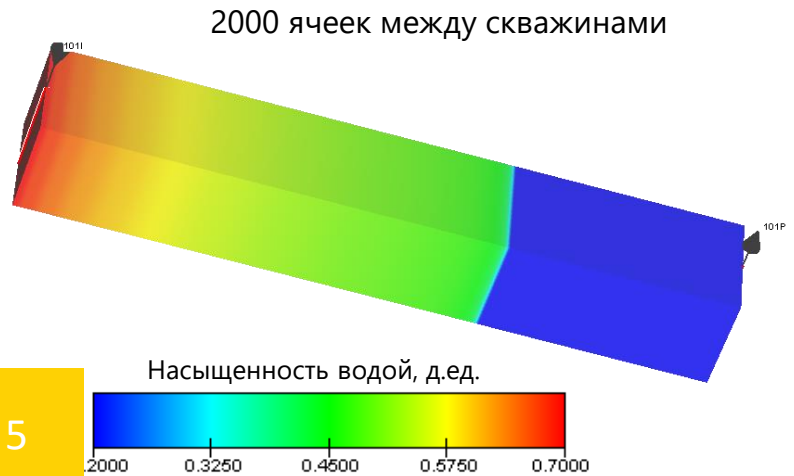
В коммерческих симуляторах (Tempest, Eclipse) для расчета процессов фильтрации отсутствуют методы регуляризации численного решения

ECLIPSE



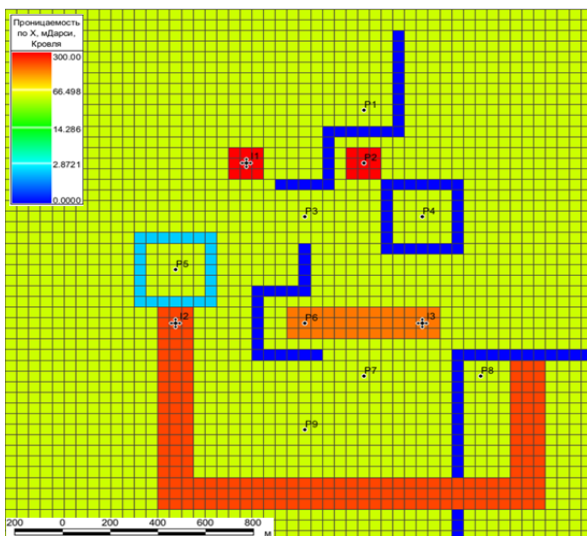
ПРОБЛЕМА 1 - НАСЫЩЕННОСТЬ

TEMPEST



ПРОБЛЕМА 2 – ДАВЛЕНИЕ. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГДИ ИЗ ГДМ

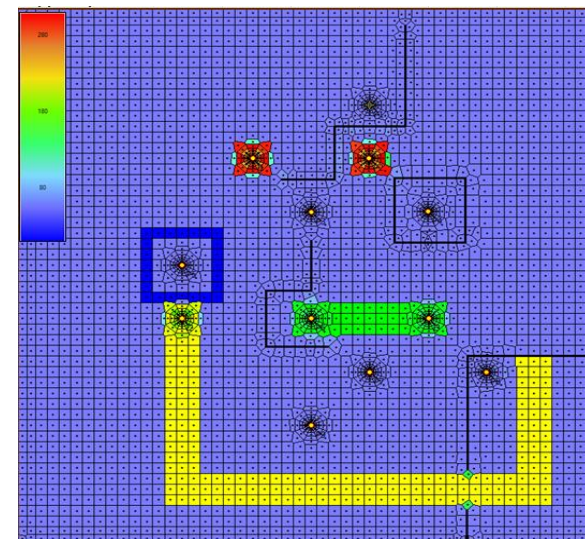
РН-КИМ 50x50 м



Выгрузка давления в ГДМ с шагом в 1 час.

СКВ.	Проницаемость, мД			Скин-фактор	
	Факт в ГДМ	Анализ ГДИ из ГДМ 50x50	Откл., %	Факт в ГДМ	Анализ ГДИ из ГДМ 50x50
P1	50.0	27.4	-45	0.0	-2.81
P2	300.0	86.6	-71	0.0	-4.14
P3	50.0	50.2	0	0.0	0.18
P4	50.0	21.4	-57	0.0	-3.52
P5	50.0	26.9	-46	0.0	-2.97
P6	150.0	73.5	-51	0.0	-3.09
P7	50.0	63.5	27	0.0	1.79
P8	50.0	34.7	-31	0.0	-1.61
P9	50.0	65.0	30	0.0	1.99
I1	300.0	104.0	-65	0.0	-3.95
I2	200.0	90.9	-55	0.0	-3.23
I3	150.0	120.0	-20	0.0	-1.32

НЕРЕГУЛЯРНАЯ СЕТКА SAPHIR

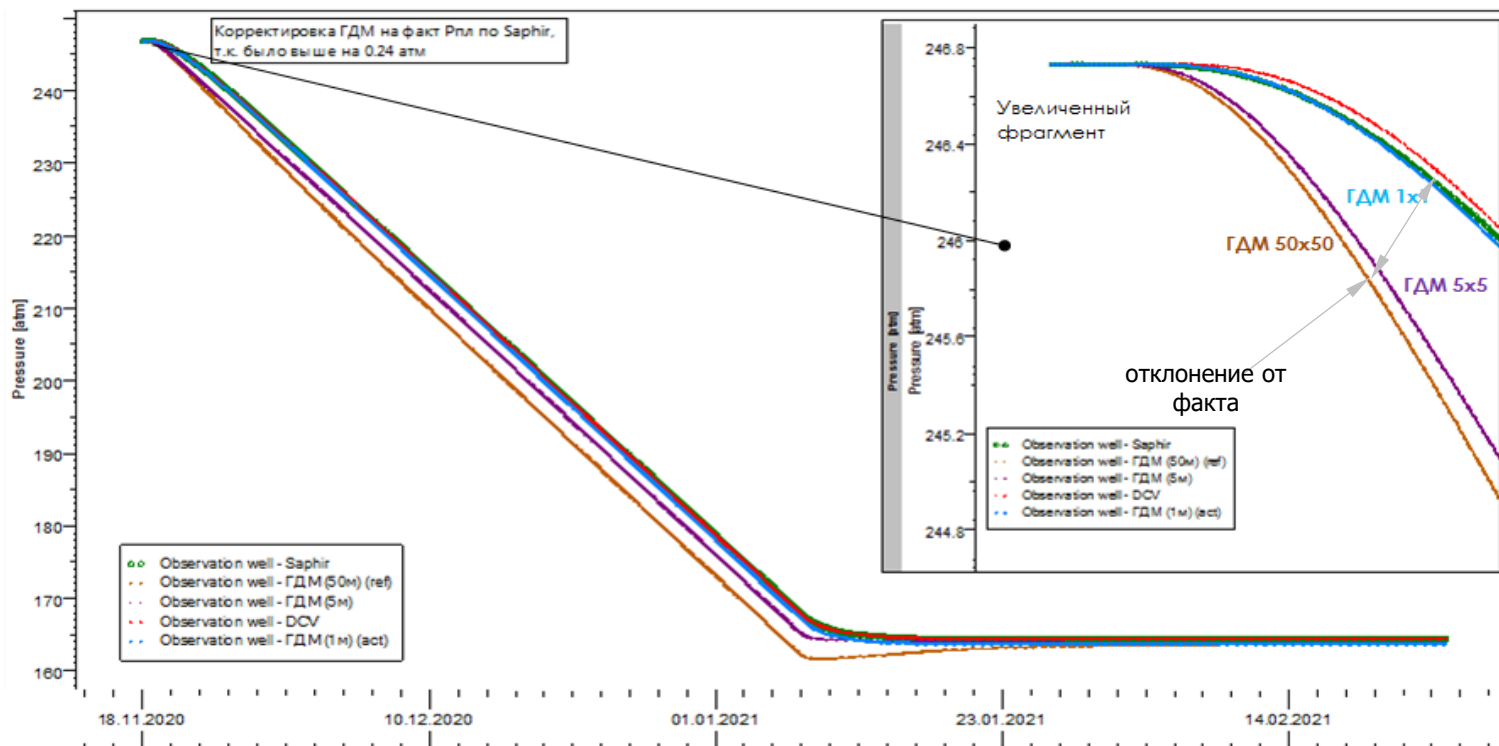


Выгрузка давления в ГДМ с шагом в минутах.

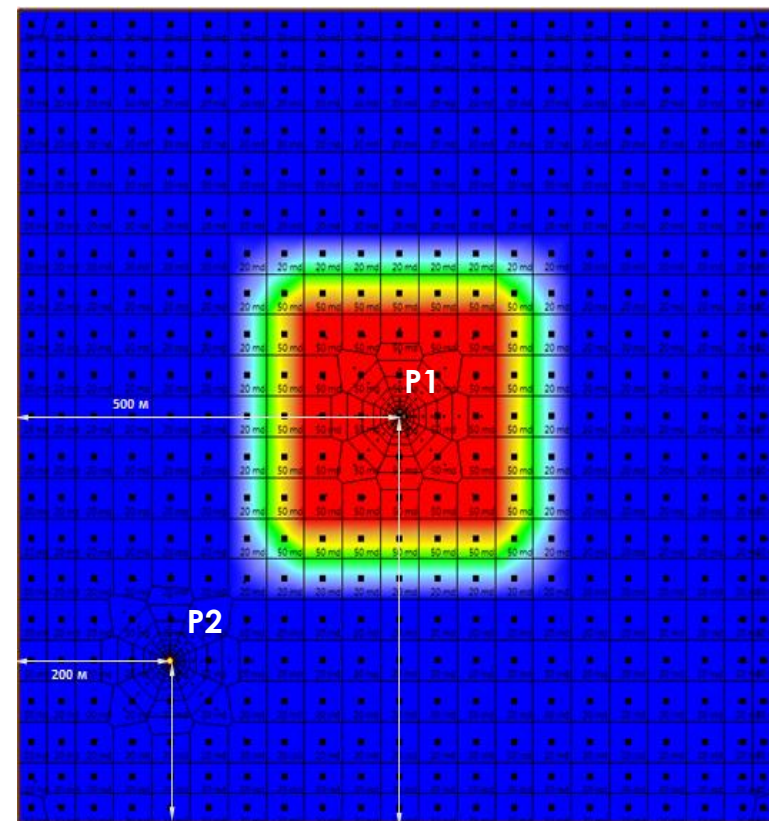
СКВ.	Проницаемость, мД			Скин-фактор	
	Факт в ГДМ	Анализ ГДИ из ГДМ в Saphir	Откл., %	Факт в ГДМ	Анализ ГДИ из ГДМ в Saphir
P1	50.0	50.0	0	0.0	0.0
P2	300.0	298.0	-1	0.0	0.0
P3	50.0	50.2	0	0.0	0.1
P4	50.0	50.2	0	0.0	0.1
P5	50.0	50.2	0	0.0	0.0
P6	150.0	150.0	0	0.0	0.0
P7	50.0	50.0	0	0.0	0.0
P8	50.0	50.2	0	0.0	0.0
P9	50.0	50.3	1	0.0	0.0
I1	300.0	299.0	0	0.0	0.0
I2	200.0	199.0	-1	0.0	0.0
I3	150.0	150.0	0	0.0	0.0

ПРОБЛЕМА 2 – ДАВЛЕНИЕ. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГДИ ИЗ ГДМ

ИЗМЕНЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В РЕАГИРУЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ P2



УПРОЩЁННАЯ МОДЕЛЬ В SAPHIR
ИЗ 2-Х СКВАЖИН В НЕОДНОРОДНОМ
ПОЛЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

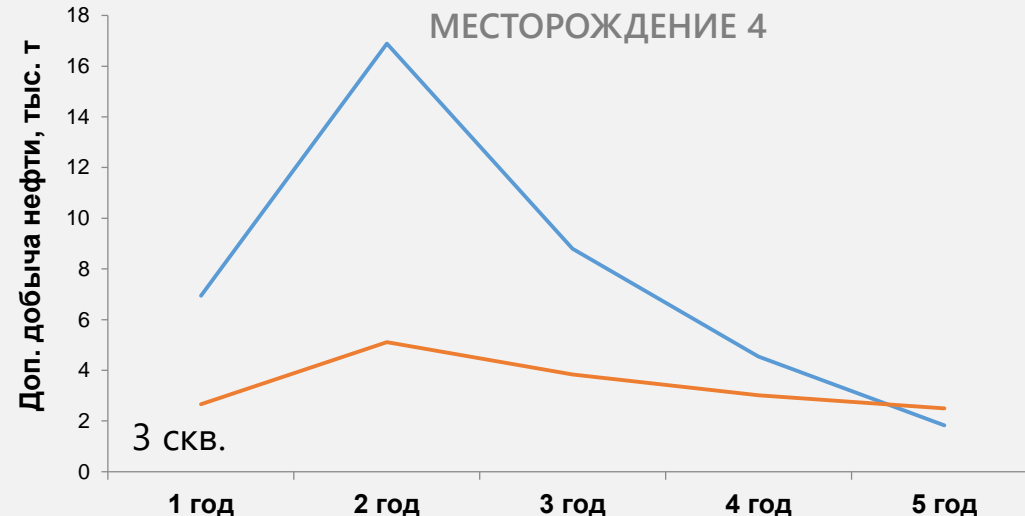
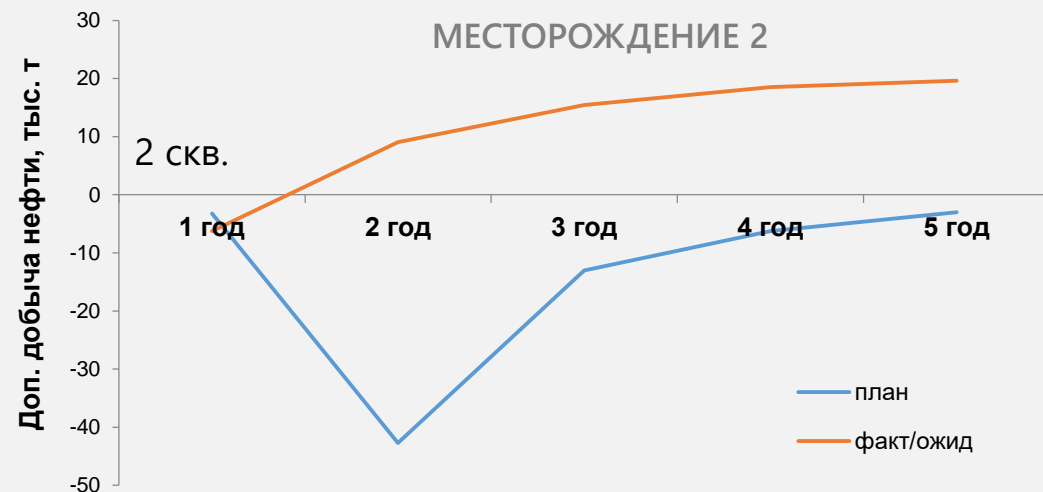
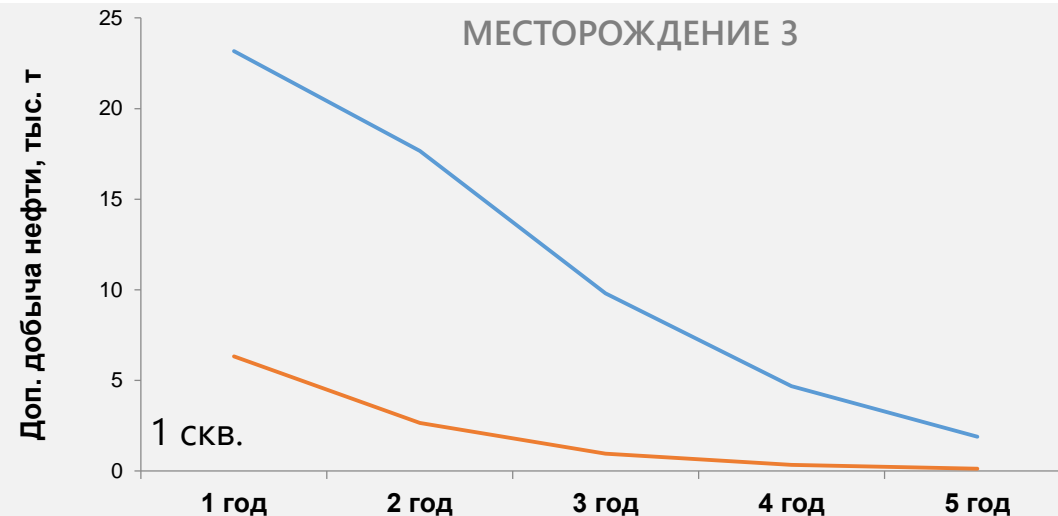
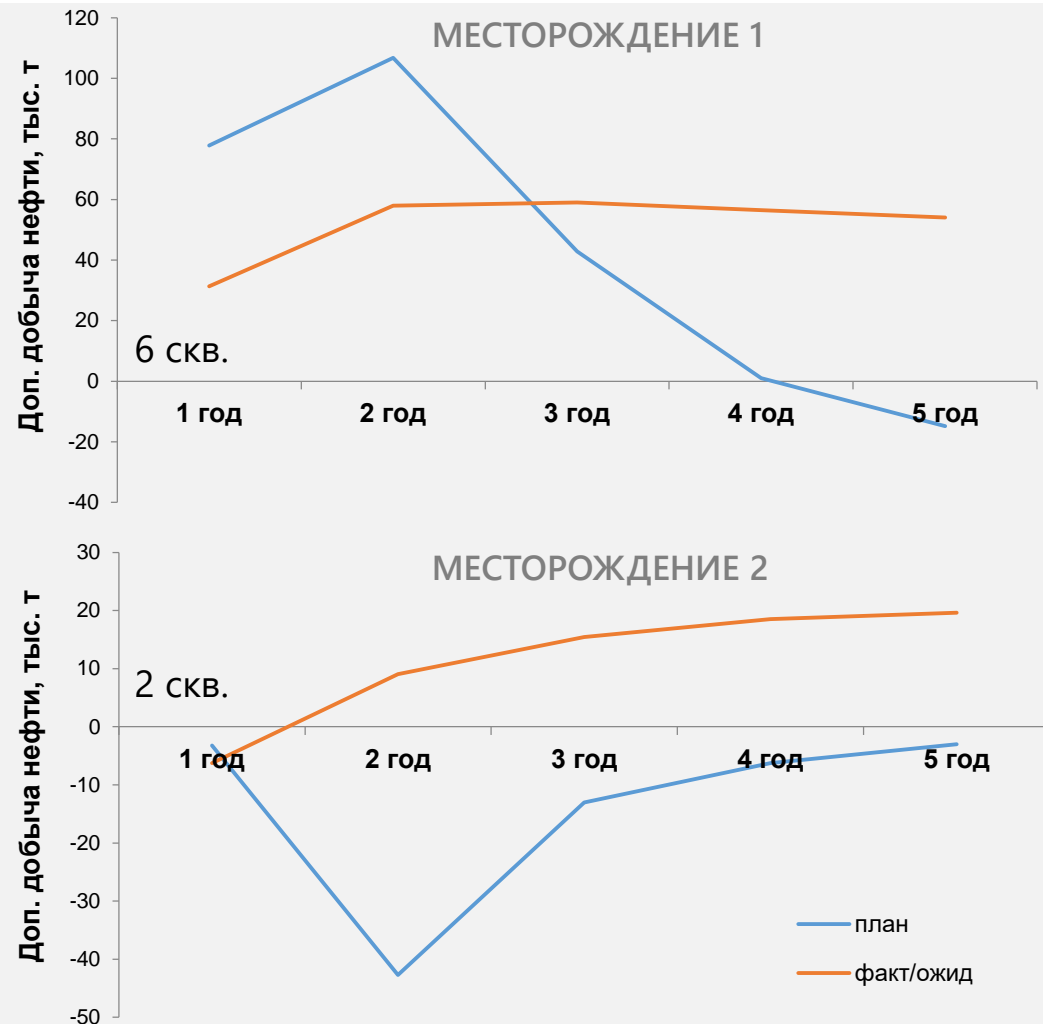


Скв. P1 – активная (добыча),
P2 – реагирующая (простаивающая).

P2 (реагирующая)	Размерность ячейки ГДМ			
	1x1 м	5x5 м	50x50 м	
кпр, мД	26	43.8 - 44.7	48.5 - 53.6	
Skin				
Pi/Pavg, атм	246.73	163.94	246.97	163.94
Комментарий	В ГДМ для сетки 5x5 и 50x50 м. - проницаемость имеет завышенное значение т.к. отклик от возмущения скв. 1 получен раньше.			

ВЛИЯНИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ППД

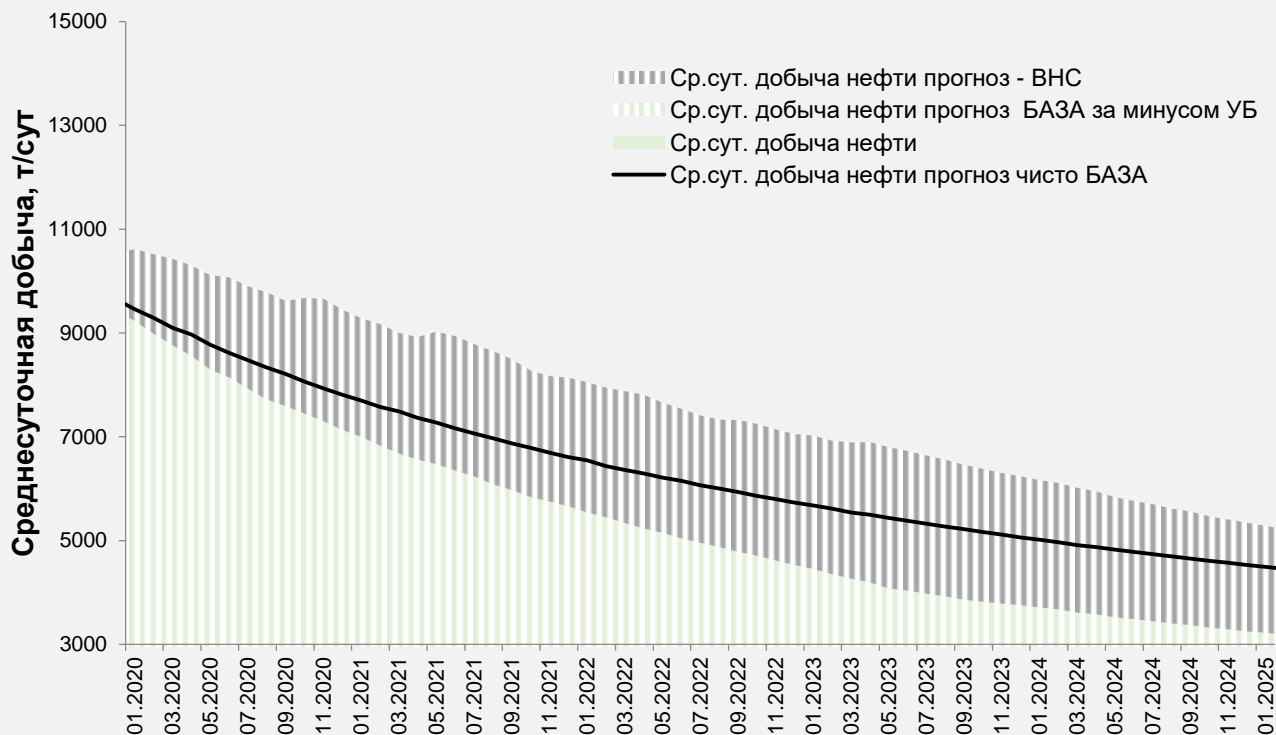
ОЦЕНКА ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ ОТ ПЕРЕВОДА СКВАЖИН В НАГНЕТАНИЕ



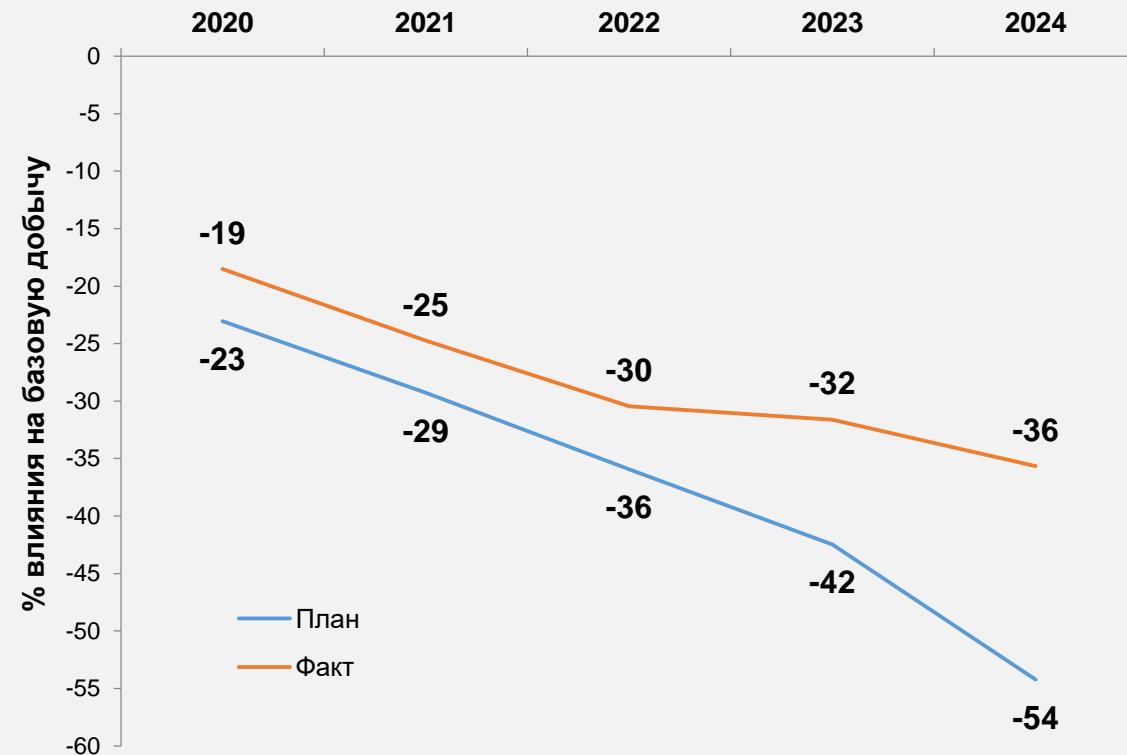
Из-за больших размеров блоков усиливается взаимовлияние по давлению выработка воспроизводится некорректно

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ И ЗБС НА БАЗОВУЮ ДОБЫЧУ НЕФТИ

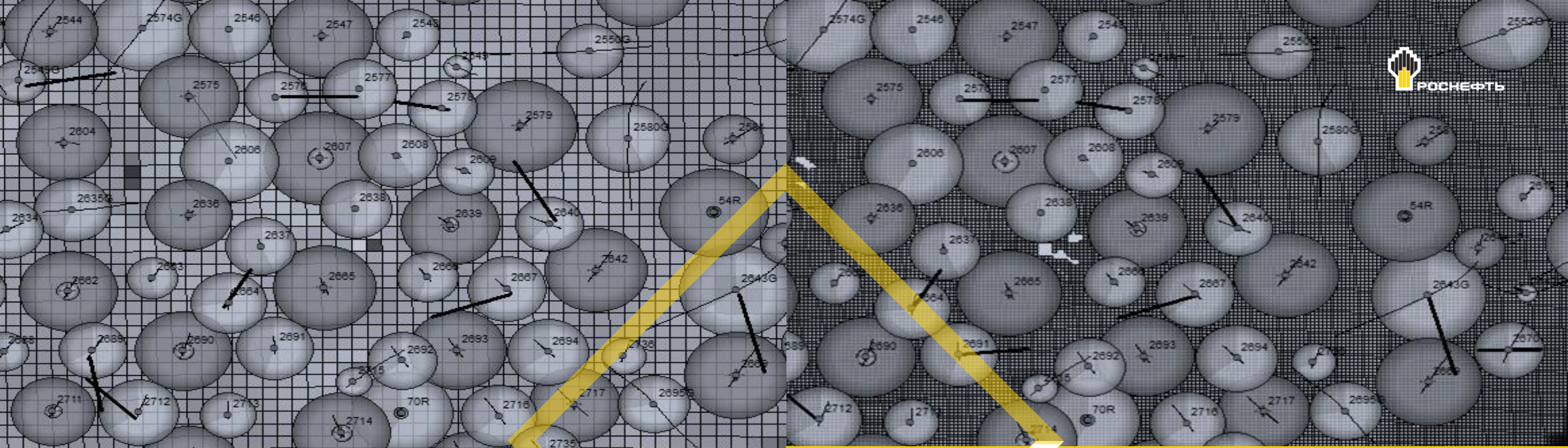
ДИНАМИКА СУТОЧНОЙ ДОБЫЧИ



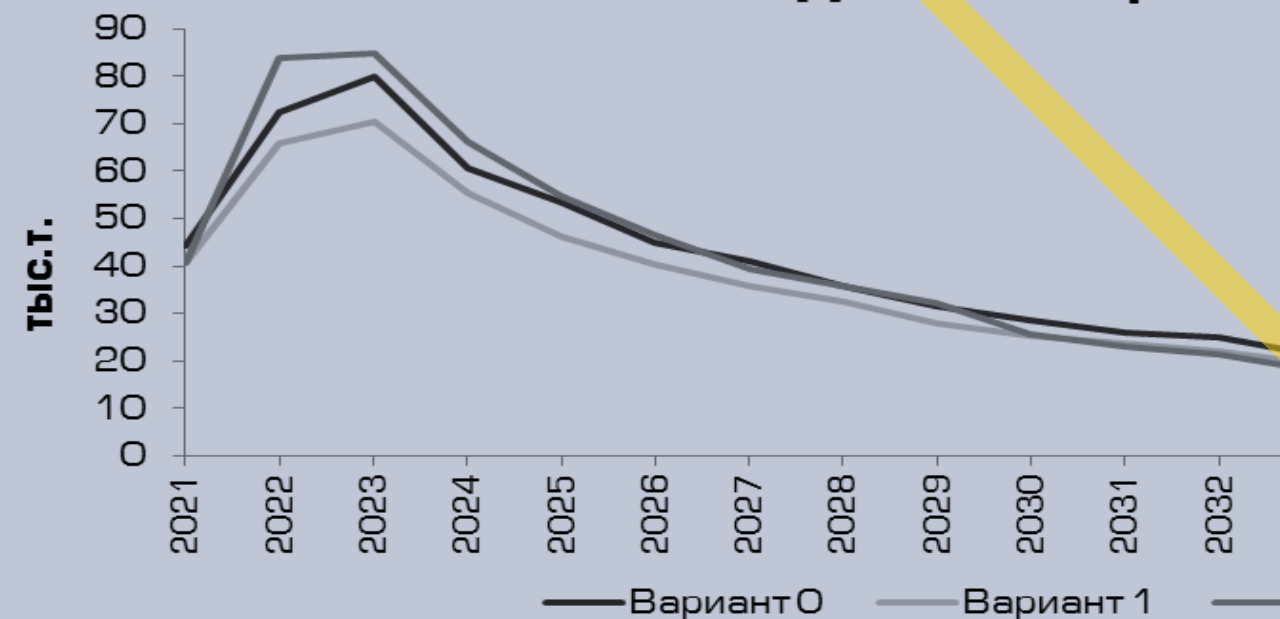
ДОЛЯ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ В ВНС



Из-за больших размеров блоков усиливается взаимовлияние по давлению выработка воспроизводится некорректно



Добыча нефти

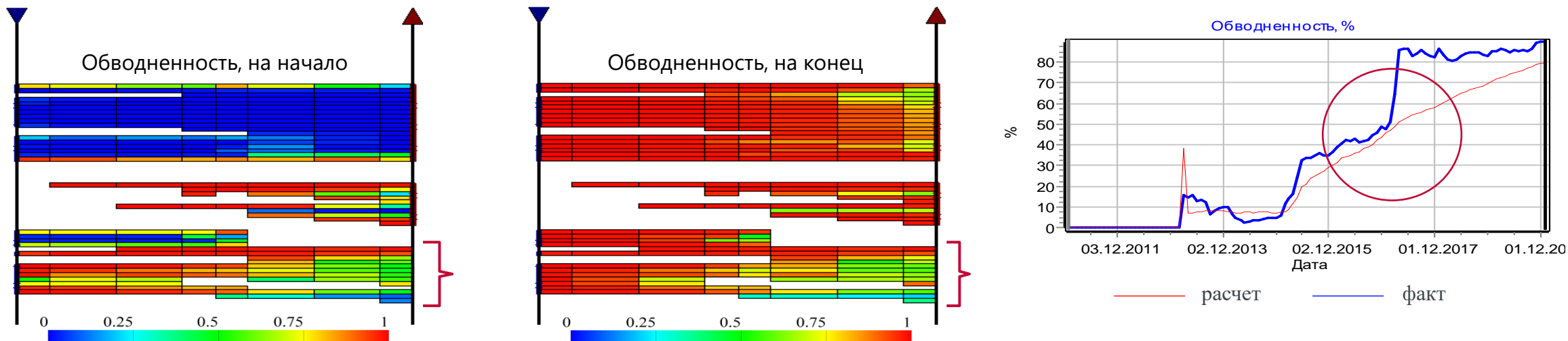


Обводненность, %
Абс. ошибка: 2.64, Отн. ошибка: 2.74 %



НАСТРОЙКА ГРУБОЙ МОДЕЛИ С ВЫСОКОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ ПО РАЗРЕЗУ

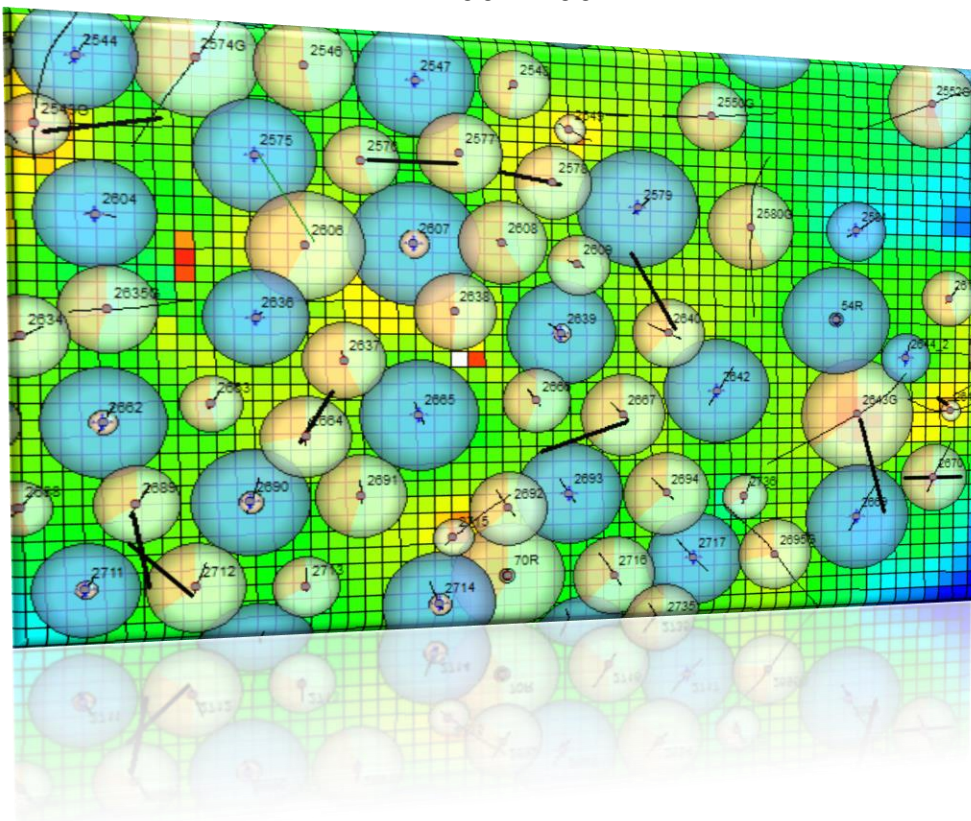
Визуально не видим выработку определенных интервалов, что сказывается на темпах обводненности и приводит к неправильному планированию мероприятий на месторождении.



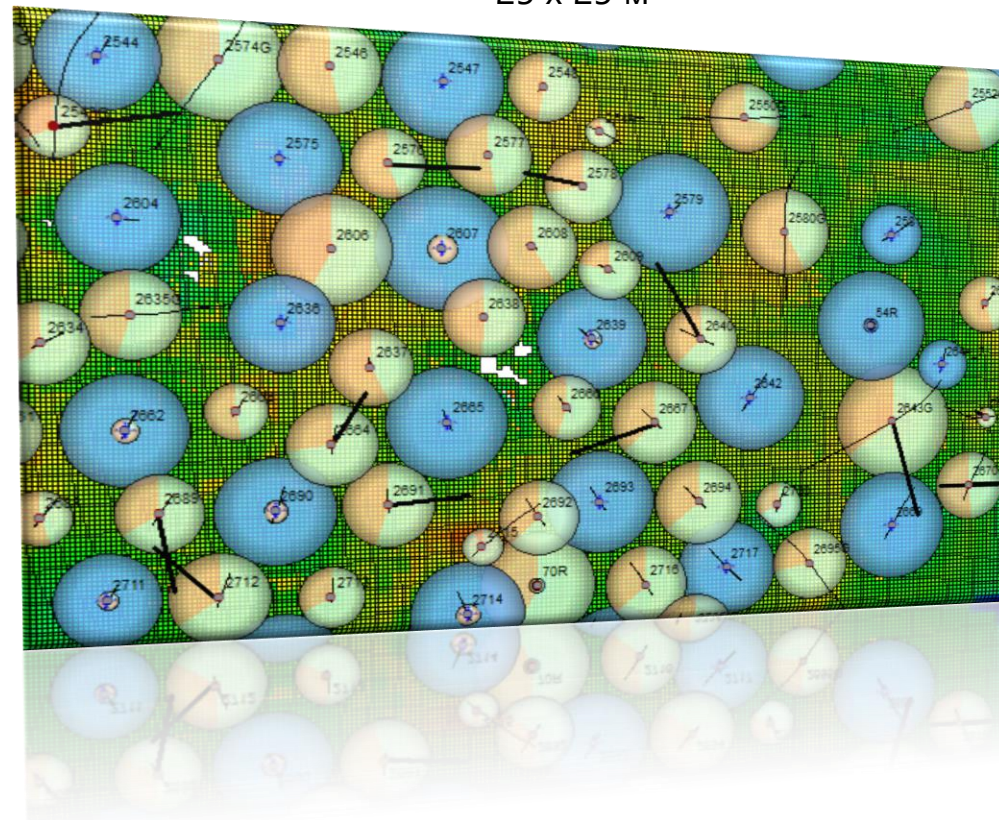
- ❑ На многих скважинах отслеживается недостаточная точность воспроизведения динамики обводнения
- ❑ Осреднение запасов по слоям модели
- ❑ Недостаточная точность определения текущей нефтенасыщенности приводит к некорректной оценке МУН, а также влияет на их планирование

ДЕТАЛИЗАЦИЯ ГДМ

УКРУПНЕННАЯ СЕТКА ИССЛЕДУЕМОЙ ЗОНЫ
100 x 100 м



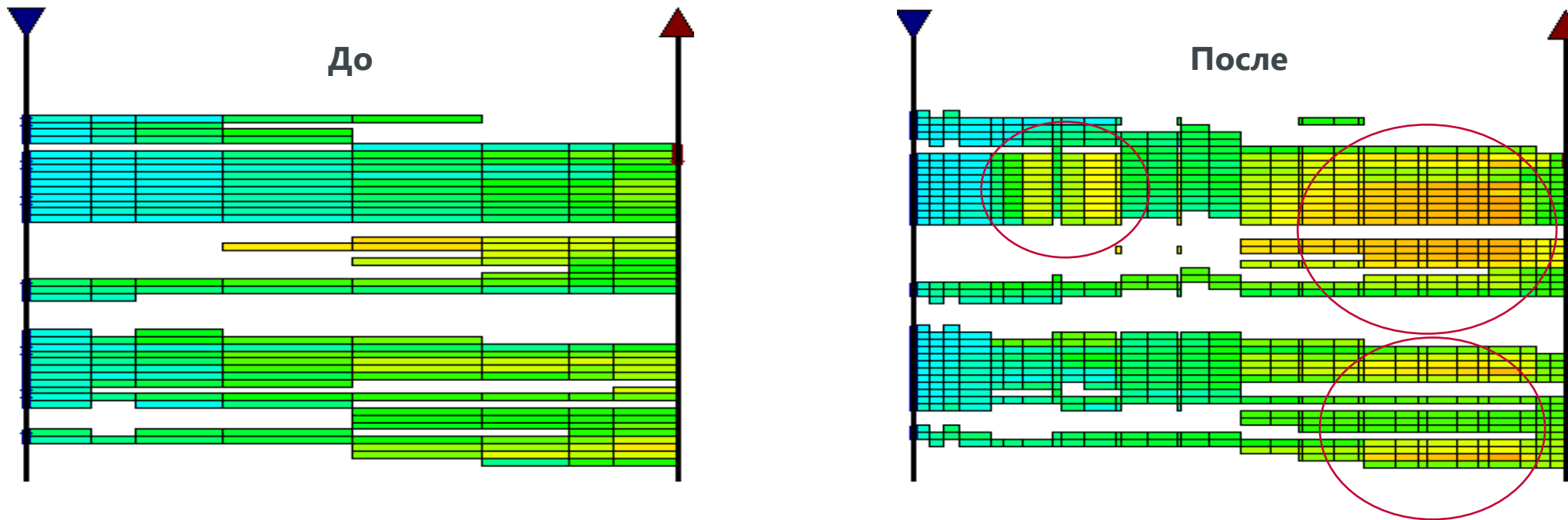
ИЗМЕЛЬЧЕННАЯ СЕТКА ИССЛЕДУЕМОЙ ЗОНЫ
25 x 25 м



- ❑ Сетка была увеличена в 4 раза по X и Y. По Z модель не была изменена
- ❑ Перенос кубов на измельченную сетку выполнялся через функции Petrel
- ❑ Произведена адаптация модели с помощью: проницаемости и изменения конечных точек ОФП
- ❑ Адаптация частично выполнялась в ПМ «Rexlab», что сэкономило много времени

ДЕТАЛИЗАЦИЯ ГДМ – ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ ЗАПАСОВ

КУБ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ (SOIL) НА 01.02.2021:



- Появилась концентрация запасов около добывающей скважины, что говорит об изменении распределения.
- Механизм выработки в результате детализации сетки изменился.

ДЕТАЛИЗАЦИЯ ГДМ – НАСТРОЙКА ТЕМПОВ ОБВОДНЕНИЯ



РЕЗУЛЬТАТЫ АДАПТАЦИИ ДЕТАЛЬНОЙ ГДМ

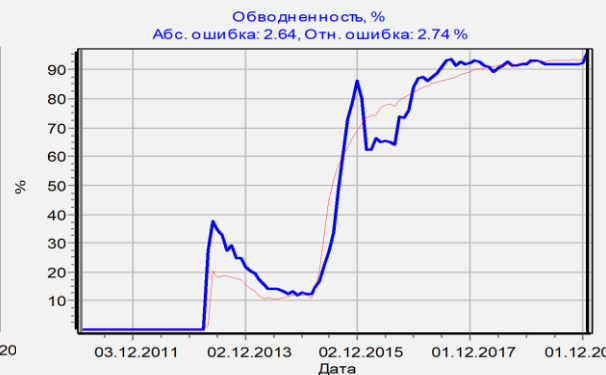
СКВАЖИНА 1



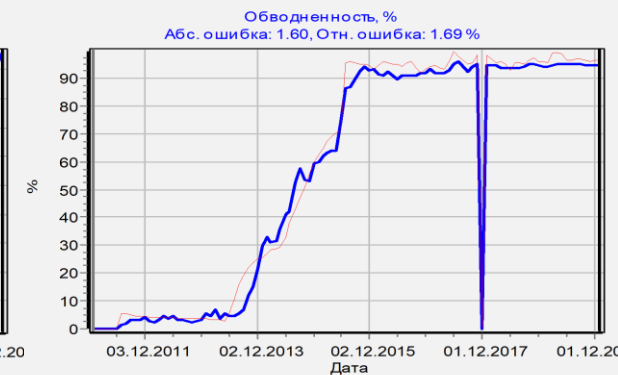
СКВАЖИНА 2



СКВАЖИНА 3



СКВАЖИНА 4



— расчет — факт

НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА ЖИДКОСТИ



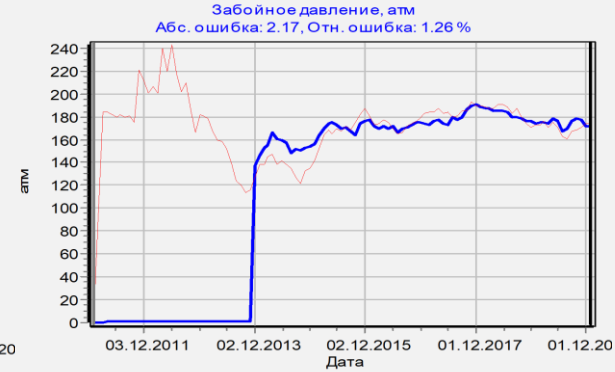
НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ



ОБВОДНЕННОСТЬ

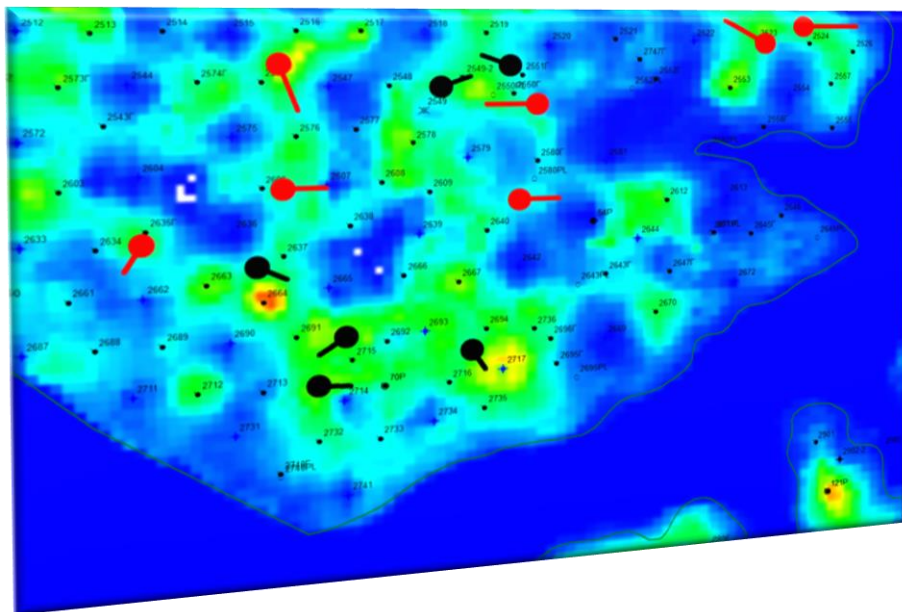


ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ

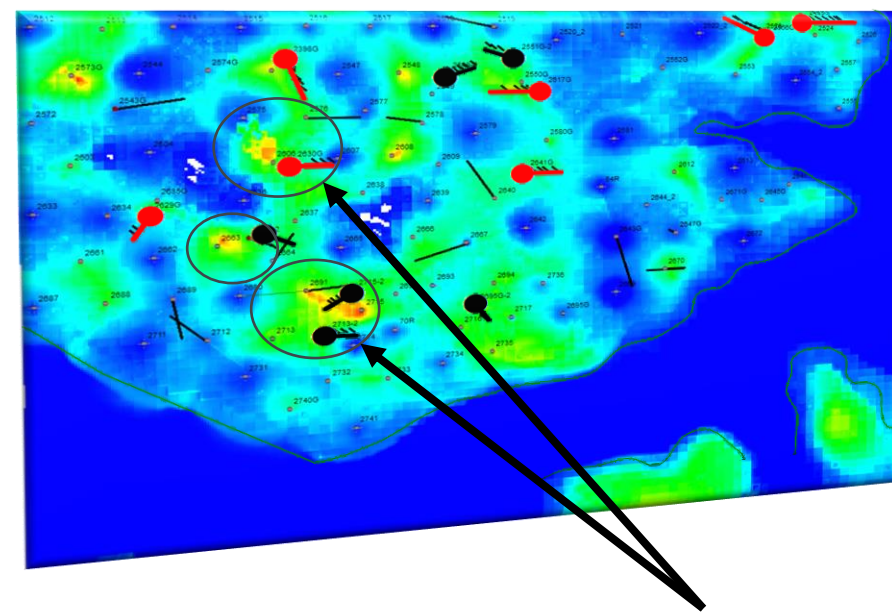


УТОЧНЕНИЕ КАРТ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

ВАРИАНТ 0
ИСХОДНЫЙ ФОНД НА ГРУБОЙ ГДМ

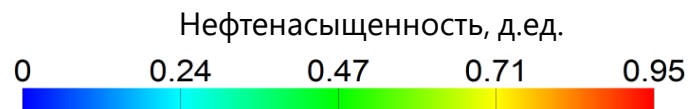


ВАРИАНТ 1:
ИСХОДНЫЙ ФОНД НА ДЕТАЛЬНОЙ ГДМ



- ЗБС
- УБ

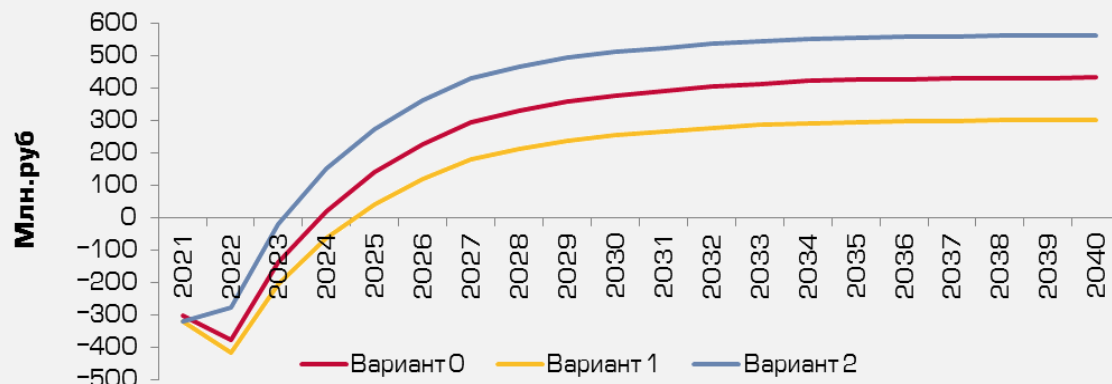
Появились новые концентрации запасов



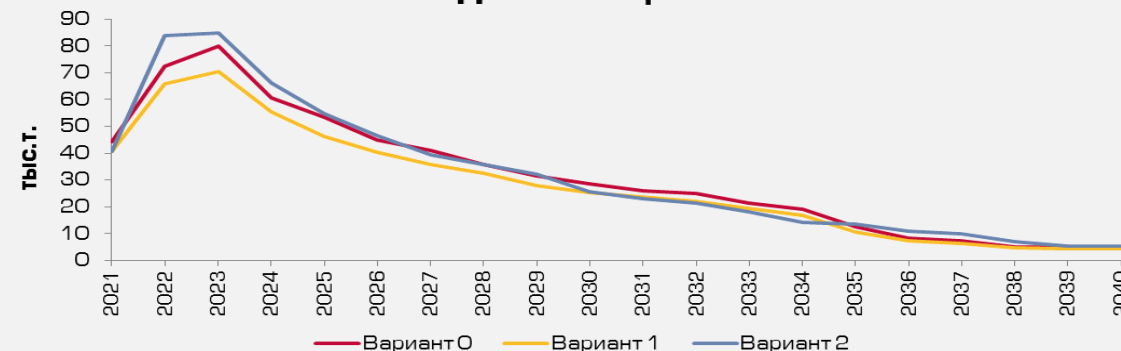
ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РИСКА

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ

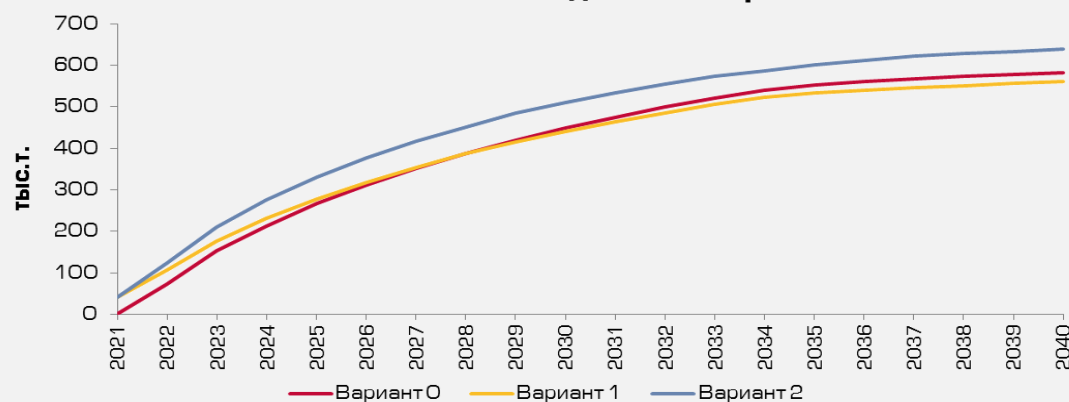
Накопл. дисконтированный денежный поток



Добыча нефти

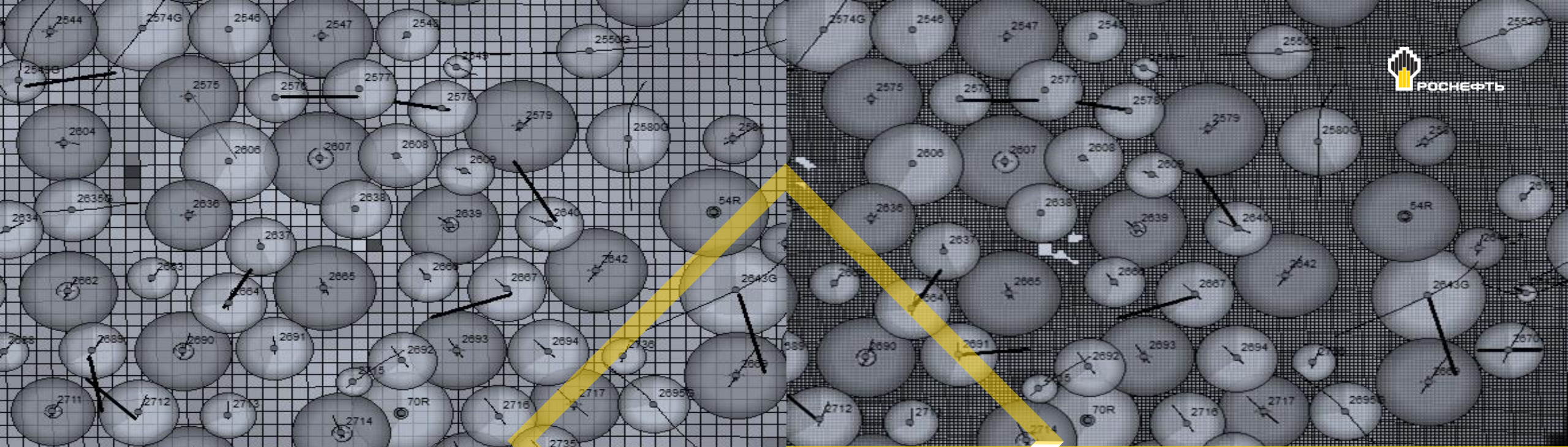


Накопленная добыча нефти

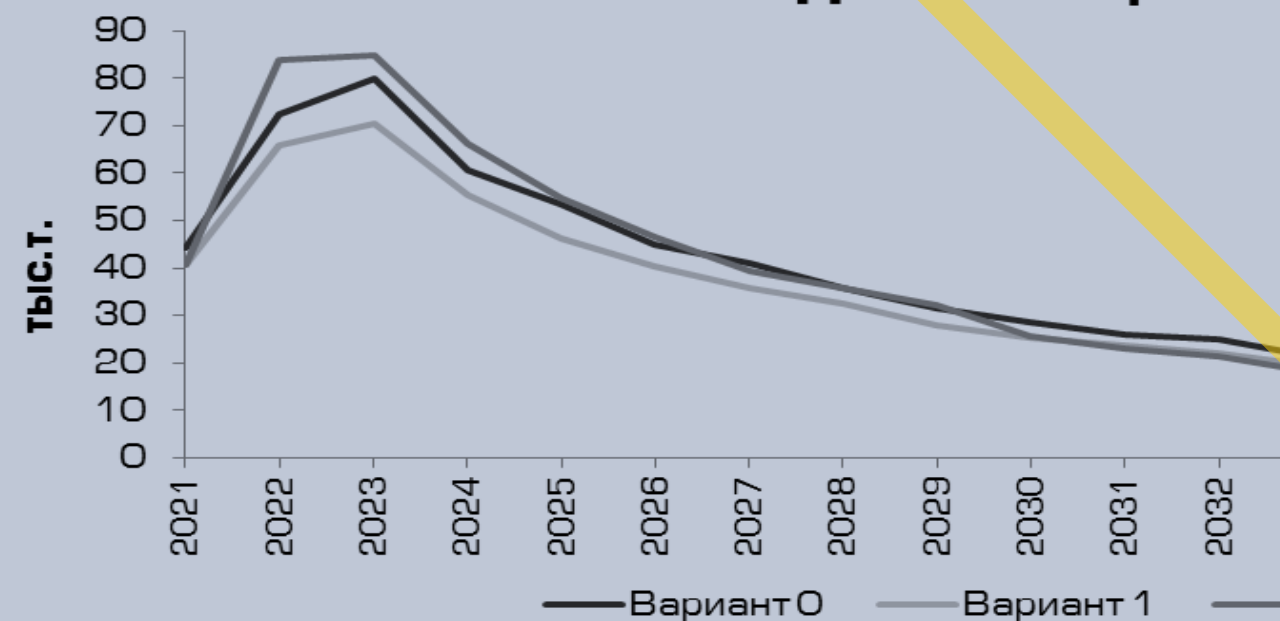


Вариант	NPV, млн.руб.	Нак. добыча нефти, тыс.т
0. Исходный фонд на грубой ГДМ	433,6	582,6
1. Исходный фонда на детальной ГДМ	302,6	560,4
2. Уточнённый фонд на детальной ГДМ	564,4	639,3

По оценке на уточненной ГДМ при реализации текущей программы ЗБС, риски по добыче нефти и ЧДД за 20 лет составят **22,2 тыс.т** и **131 млн.руб.** соответственно. Благодаря оптимизации проектного фонда риски удалось нивелировать и дополнительно увеличить проектную добычу и ЧДД.



Добыча нефти



Обводненность, %
Абс. ошибка: 2.64, Отн. ошибка: 2.74 %

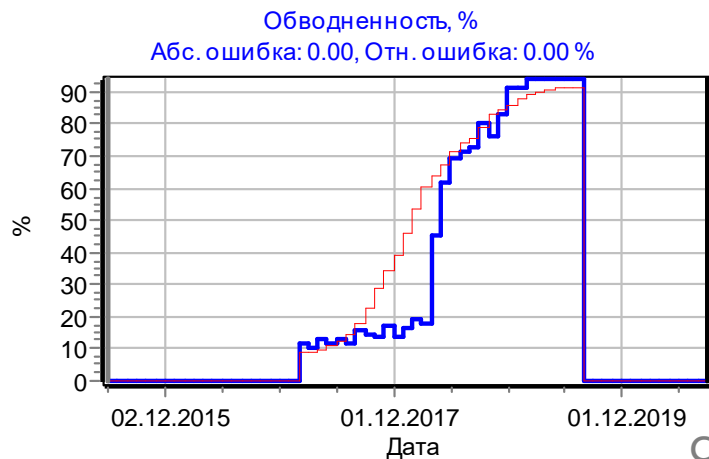
ПРИМЕР 2

Ремасштабирование ОФП

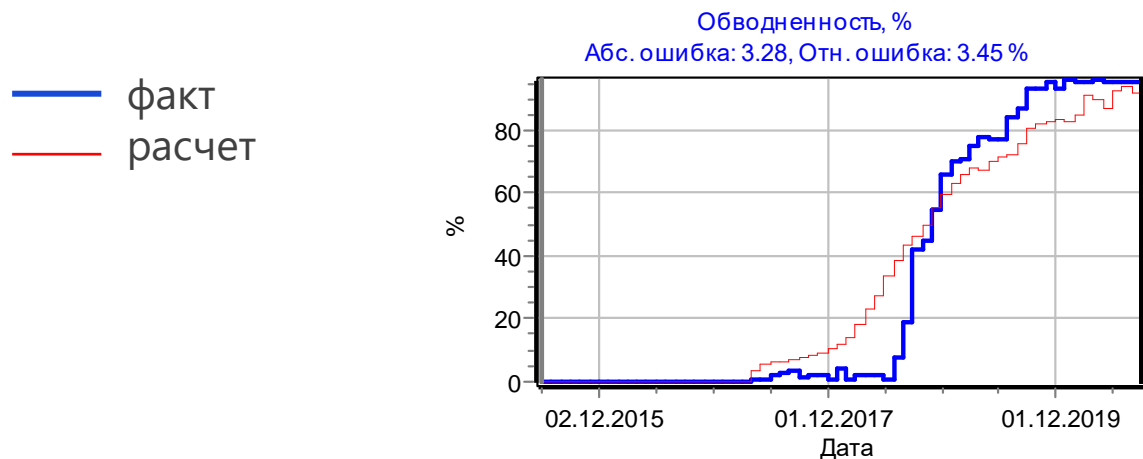


МЕСТОРОЖДЕНИЕ С ВЫСОКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ И БОЛЬШИМИ РАЗМЕРАМИ ЯЧЕЕК

СКВАЖИНА 1



СКВАЖИНА 2



Параметр	Единицы измерения	Значение
Пористость	%	20
Проницаемость	мД	111
Средняя нефтенасыщенность	доли ед.	0.55
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0.51
Вязкость нефти в пластовых условиях	сПз	4.74
Вязкость воды в пластовых условиях	сПз	0.3967
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	0.845
Плотность воды в пластовых условиях	т/м ³	1.0102
Объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	1.063
Объемный коэффициент воды	м ³ /м ³	1.0216

Размер ячейки (100x100м) не позволяет воспроизвести темп обводнения в модели из-за «размытия» насыщенности фронта вытеснения. **Карта ТИЗ может не соответствовать действительности и требует уточнения**

МЕТОДИКА. РЕГУЛЯРИЗАЦИЯ РЕШЕНИЯ

ПРЕДЛАГАЕМАЯ АППРОКСИМАЦИЯ

$$\varphi_i(S_L) = \begin{cases} f_i(S_{L_j}), & \text{если } P_j > P_{j+1} \\ f_i(S_{L_{j+1}}), & \text{если } P_j < P_{j+1} \end{cases}$$

$$\bar{S} = \frac{1}{L} \int_0^L S(x) dx = S_L + \frac{1 - F(S_L)}{F'(S_L)} - \text{связь средней насыщенности и насыщенности на грани ячейки}$$

МАСШТАБИРОВАНИЕ ОФП НА СРЕДНЮЮ НАСЫЩЕННОСТЬ В ЯЧЕЙКЕ

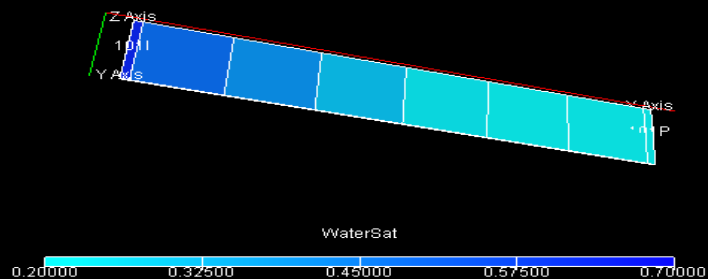
$$f_o(\bar{S}) = \begin{cases} f_{\max o}(S_L), & \text{если } S_0 < S_L < S_f, \\ f_o(S_L), & \text{если } S_m > S_L > S_f; \end{cases}$$

$$f_w(\bar{S}) = \begin{cases} f_w(S_0), & \text{если } S_0 < S_L < S_f, \\ f_w(S_L), & \text{если } S_m > S_L > S_f; \end{cases} \quad \bar{S} = S_L + \frac{1 - F(S_L)}{F'(S_L)}, \quad S_f = S_0 + \frac{F(S_f) - F(S_0)}{F'(S_f)}$$

МЕТОДИКА. МАСШТАБИРОВАНИЕ ОФП ДЛЯ СИМУЛЯТОРОВ

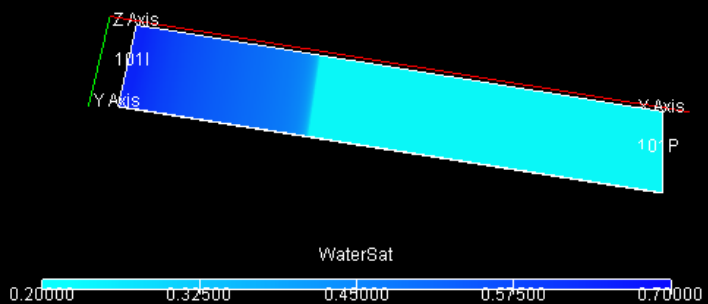
Крупноячеистая модель с исходными ОФП

FloViz 2007.1



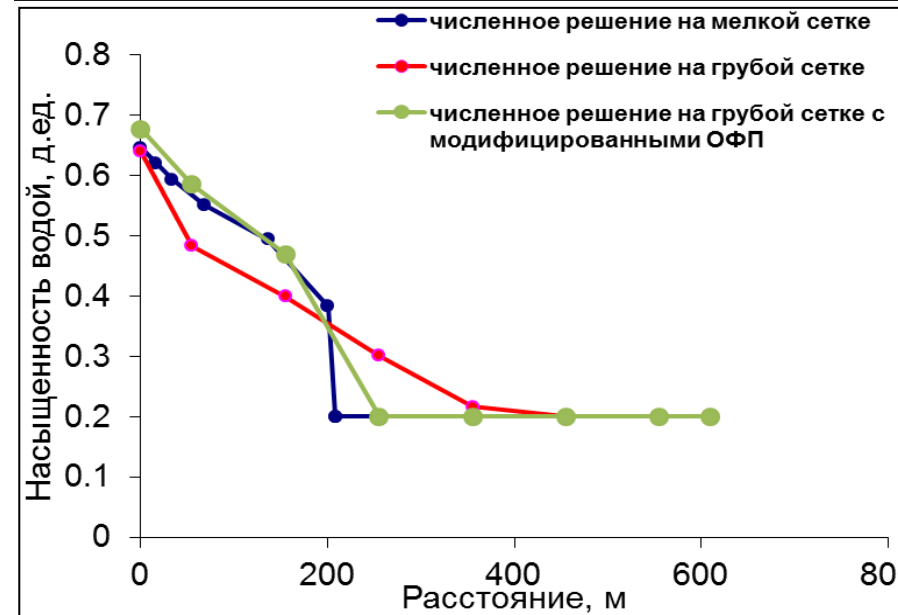
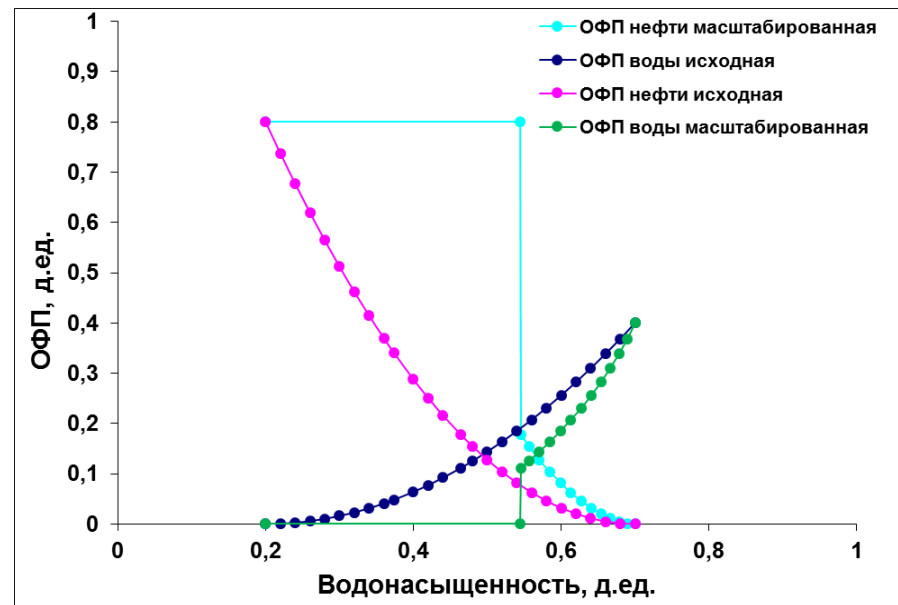
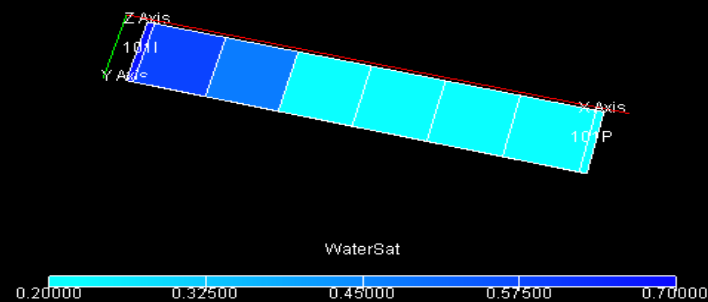
Мелкоячеистая модель с исходными ОФП

FloViz 2007.1



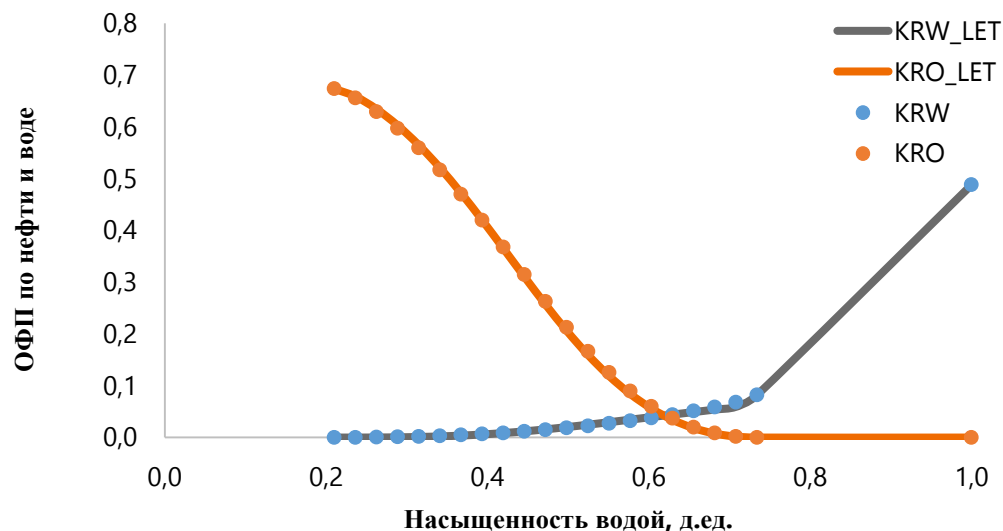
Крупноячеистая модель с модифицированными ОФП

FloViz 2007.1



РЕМАСШТАБИРОВАНИЕ ОФП

ОФП в исходной ГДМ

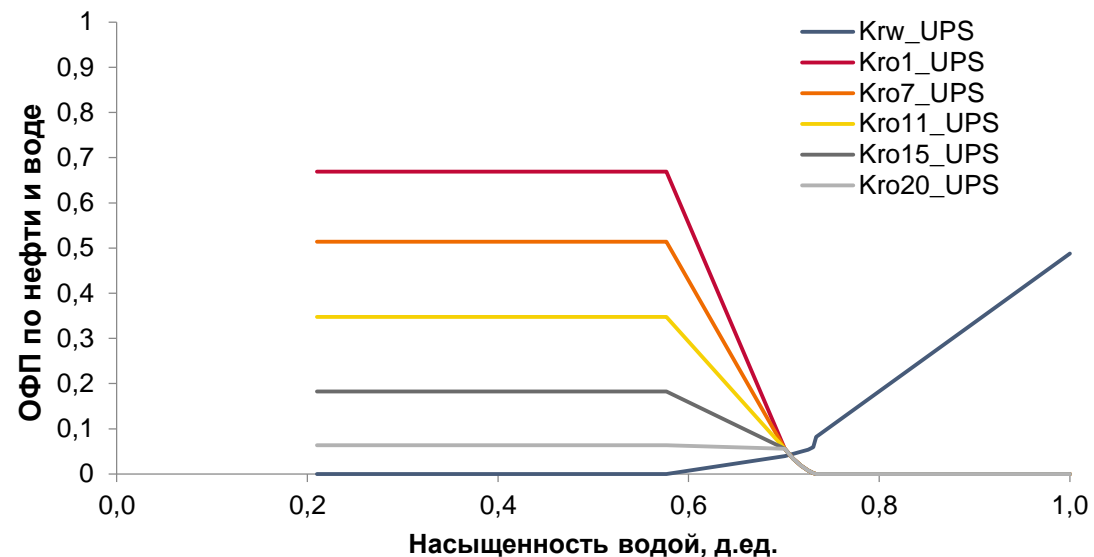


$$KrOW = \frac{KrORW(1 - S_{wn})^{no}}{(1 - S_{wn})^{no} + E_o * S_{wn}^{To}}$$

$$KrW = \frac{KrWRS_{wn}^{nw}}{S_{wn}^{nw} + E_w(1 - S_{wn})^{Tw}}$$

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wcr}}{1 - S_{wcr} - S_{owcr}}$$

Ремасштабированные ОФП

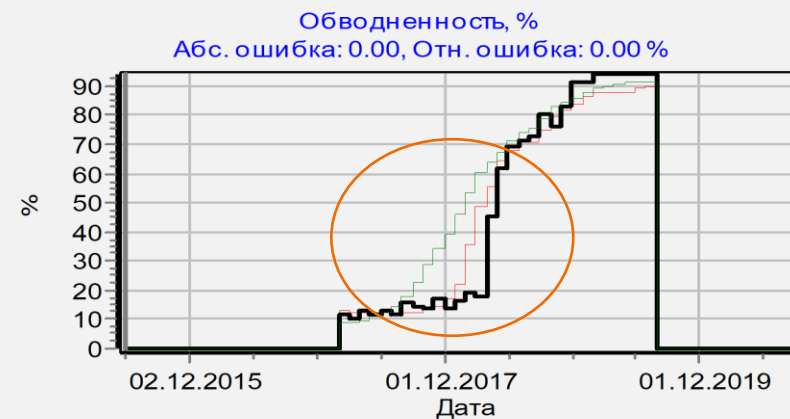
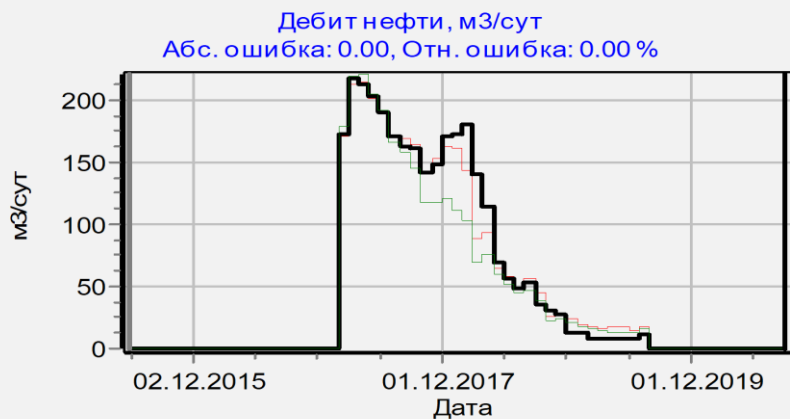


$$Sf = S_{wl} + \frac{F(Sf)}{F'(Sf)}$$

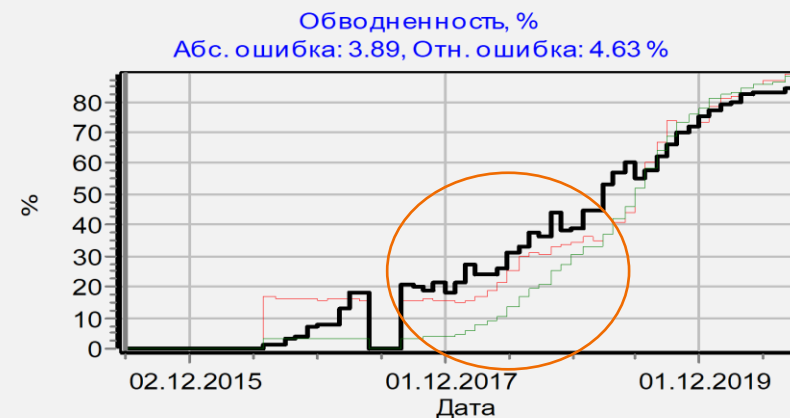
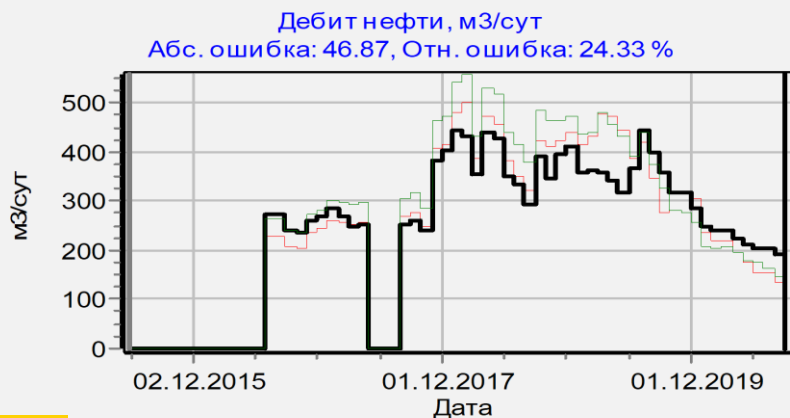
До насыщенности на фронте ($Sf=0.58$) ОФП по нефти (Kro) и воде (Krw) должны оставаться постоянными, а после соответствовать средней насыщенности ячейки

РЕЗУЛЬТАТЫ НАСТРОЙКИ

СКВАЖИНА 1



СКВАЖИНА 2



— История

— Исходная модель

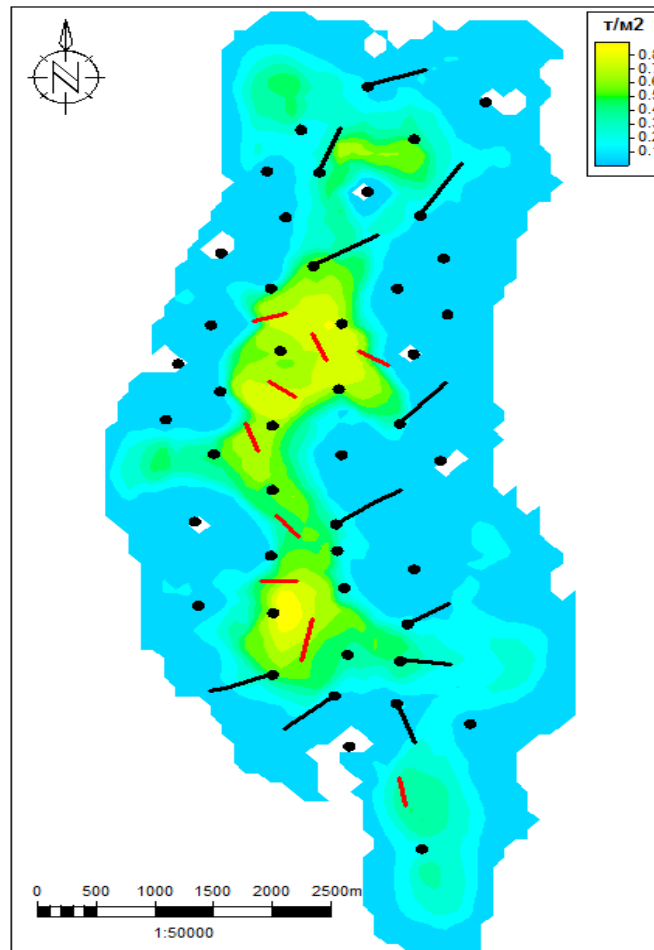
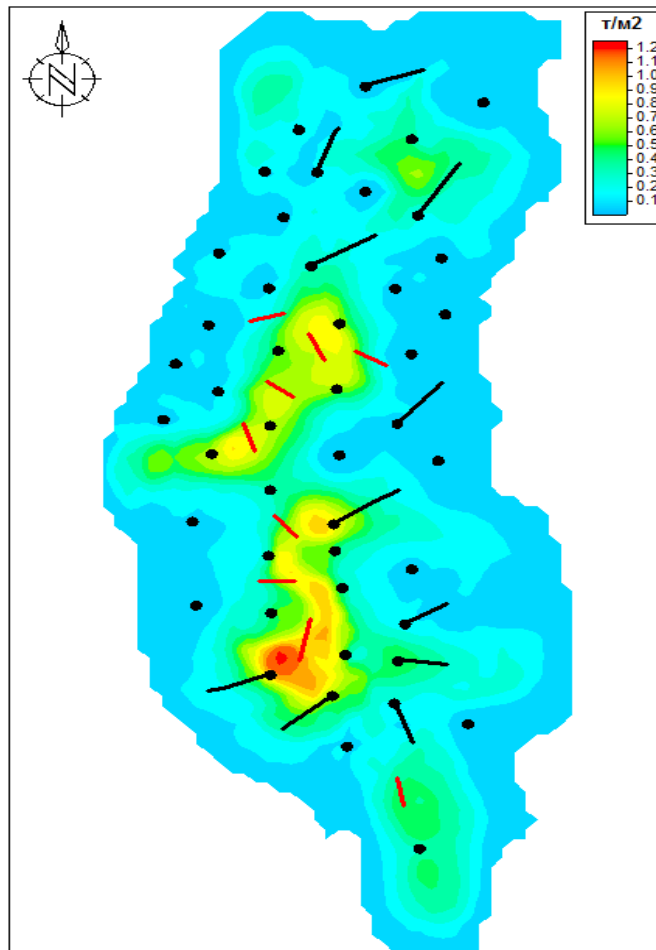
— Новая модель

ОЦЕНКА РИСКОВ

КАРТЫ ПЛОТНОСТИ ПОДВИЖНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ (ПОВ.УСЛ.)

Исходная модель

Новая модель



● ННС (факт) \ ГС (факт) - ГС (проект)

	NPV, млн.руб.	Нак. добыча нефти, тыс.т
Исходная модель	1 230.6	1 334.3
Новая модель	567.3	1 032.5

Изменилось распределение текущих извлекаемых запасов

Скважины УБ не попадают в зоны с максимальной концентрацией ТИЗ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Численная диффузия оказывает значительное влияние на решение, полученное на грубой конечно-разностной сетке. Погрешность результата поройкратно превышает значение целевого параметра.
2. Способы регуляризации численного решения в коммерческих симуляторах отсутствуют.
3. На существующих гидродинамических симуляторах удовлетворительную оценку эффективности геолого-технических мероприятий можно получить двумя способами:
 - измельчить конечно-разностную сетку в интересующей зоне ГТМ или построить нерегулярную сетку сообразно скоростям потока флюидов;
 - применять ремасштабирование ОФП (не снижает погрешность по распространению давления).
4. Оба метода лишь снижают погрешность получаемого решения, для устранения указанных проблем необходимо корректировать вычислительное ядро симулятора (вводить методы регуляризации решения, корректировать метод аппроксимации насыщенности).



РОСНЕФТЬ

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!



РОСНЕФТЬ

УГРМ Уватнефтегаз ООО «ТНЦ»

По всем возникающим вопросам просьба общаться к
Овчарову Владимиру Владимировичу

по адресу электронной почты: wovcharov@tnnc.rosneft.ru или телефону: 8 963 455 19 20