УХТА

РОДИНА ПЕРВОЙ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

УГТУ

1958

Адаптация формулы притока, используемой в гидродинамических симуляторах относительно размера ячеек геолого-фильтрационной модели месторождения с трудноизвлекаемыми запасами

Докладчик:

Дуркин С. М.,
доцент кафедры
РЭНГМиПГ, к.т.н.

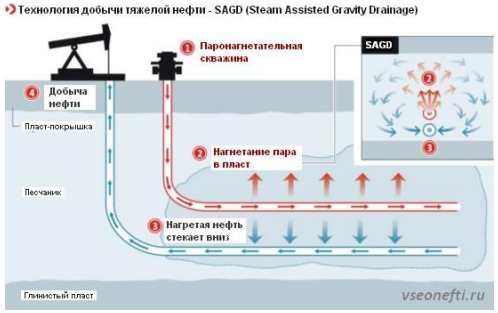
Актуальность

В РФ основные запасы нефти вязкостью более 30 мПа·с расположены в Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском регионах. В этих регионах сконцентрировано более 93 % вязкой нефти.

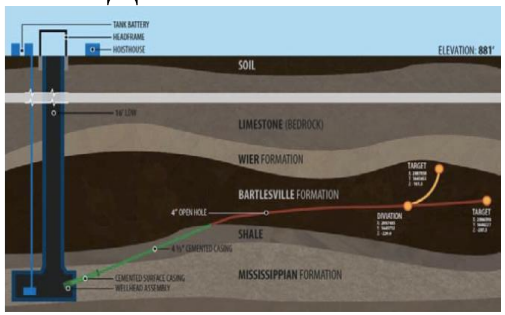
Инновационная деятельность УГТУ

Технологии разработки

- поверхностные

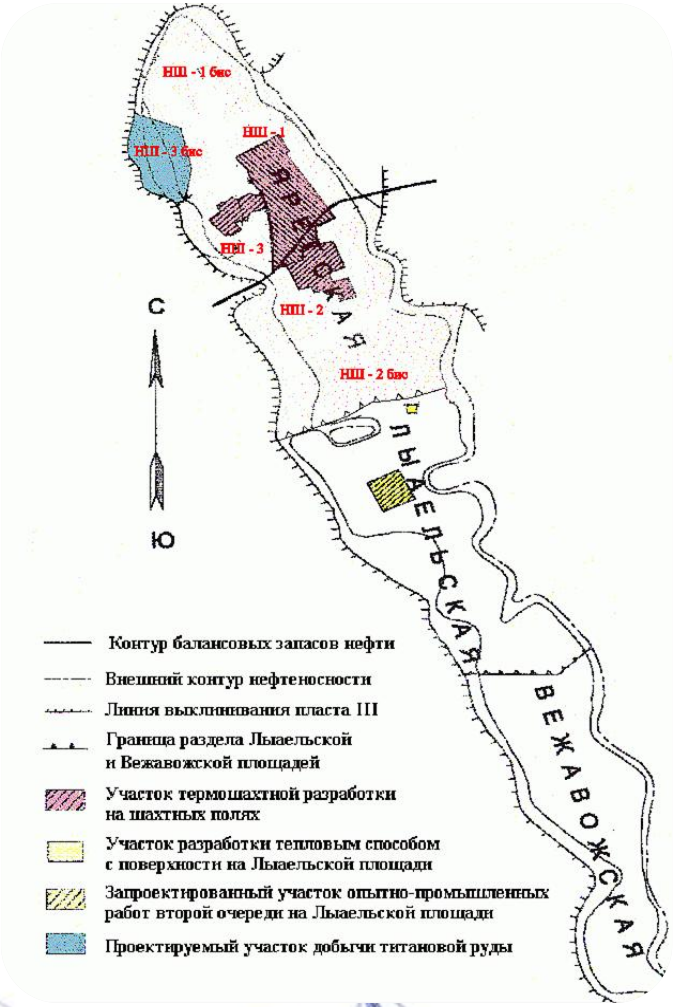


- подземные



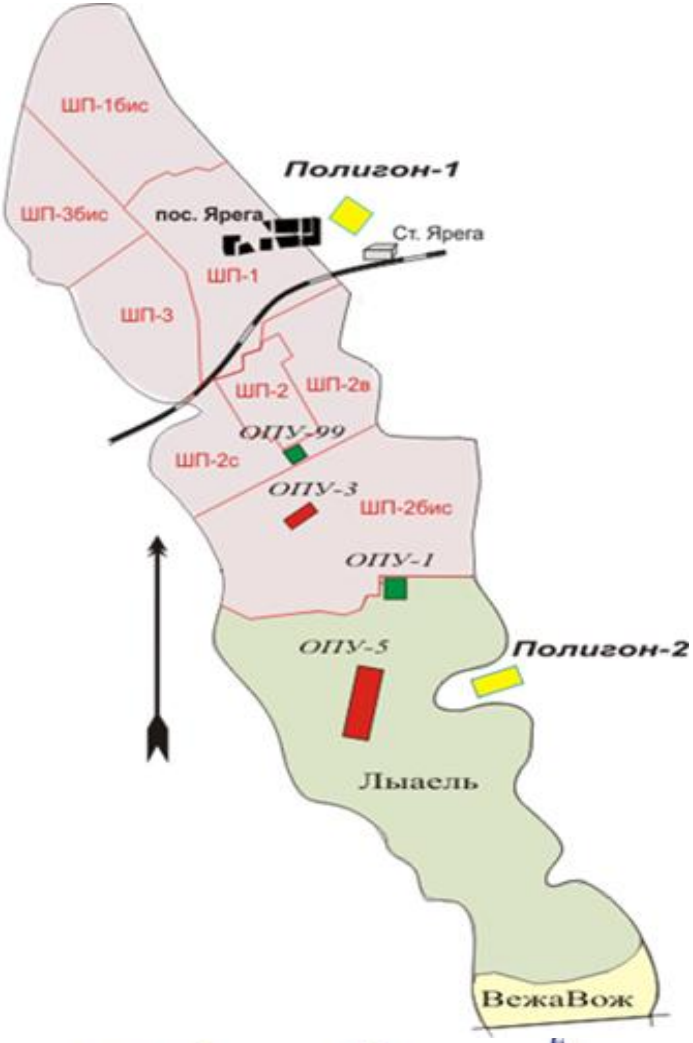
В УГТУ на протяжении многих лет функционирует инновационно-образовательный центр освоения ресурсов трудноизвлекаемых запасов. Материально-техническая база удовлетворяет всем современным требованиям. Основные работы научно-исследовательского характера выполняются для компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Ярегское месторождение



Геолого-физическая характеристика средней+верхней пачек (D3dzr+D2st) пласта III Лыаельской площади Ярегского месторождения	
Абсолютная отметка кровли, м	-24 (от -62 до +16)
Абсолютная отметка ВНК, м	-60
Тип залежи	пластовая сводовая
Тип коллектора	терригенный, трещиновато-поровый
Площадь нефтеносности, 10^3 м^2	24370
Средняя общая толщина, м	44
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	10,9
Средний коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2	2200
Средний коэффициент пористости, доли ед.	0,25
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,86
Начальная пластовая температура, °С	8
Начальное пластовое давление, МПа	1,1 – 1,4
Давление насыщения нефти газом, МПа	0,45
Газовый фактор нефти, м^3/т	1,2
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	933
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	945
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	12000
Объемный коэффициент нефти, ед.	1,02
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м^3	1002

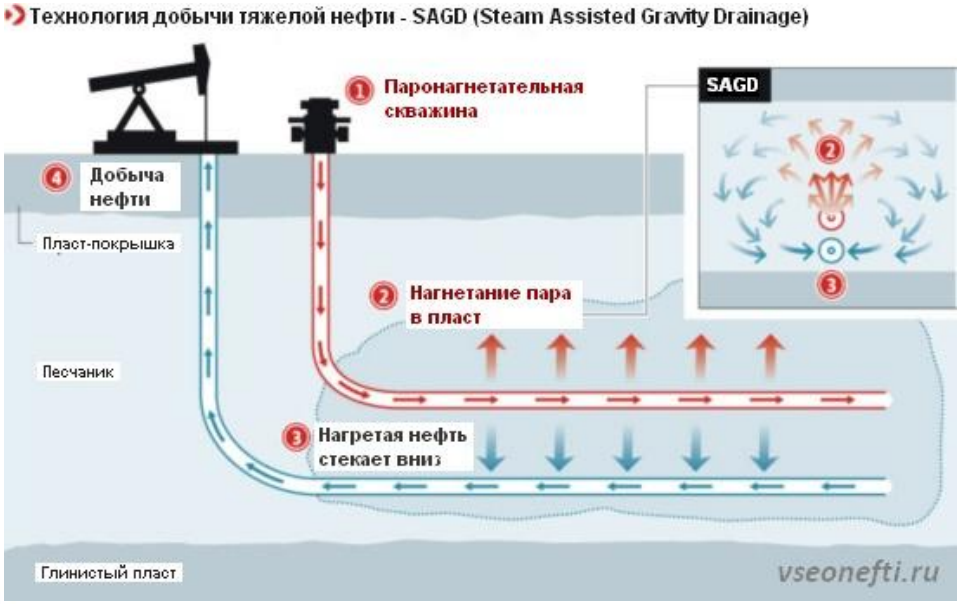
Опыт разработки



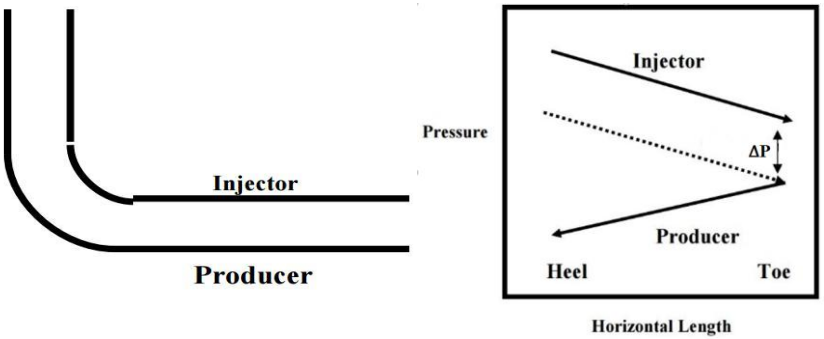
Технология SAGD

Процесс SAGD впервые начал реализовываться на Ярегском месторождении (1968 г) в термошахтной модификации.

В современной модификации технология разработана Роджером Батлером, инженером канадской компании Imperial Oil в 1970-е годы; первый проект осуществлен на месторождении Cold Lake в 1980 г.

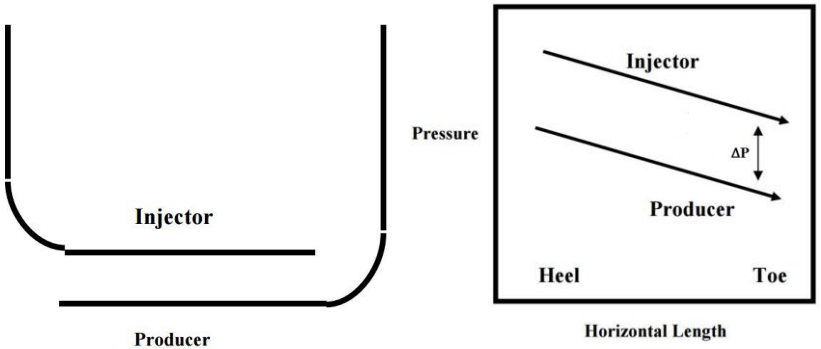


Классическая технология SAGD



Технология встречного SAGD

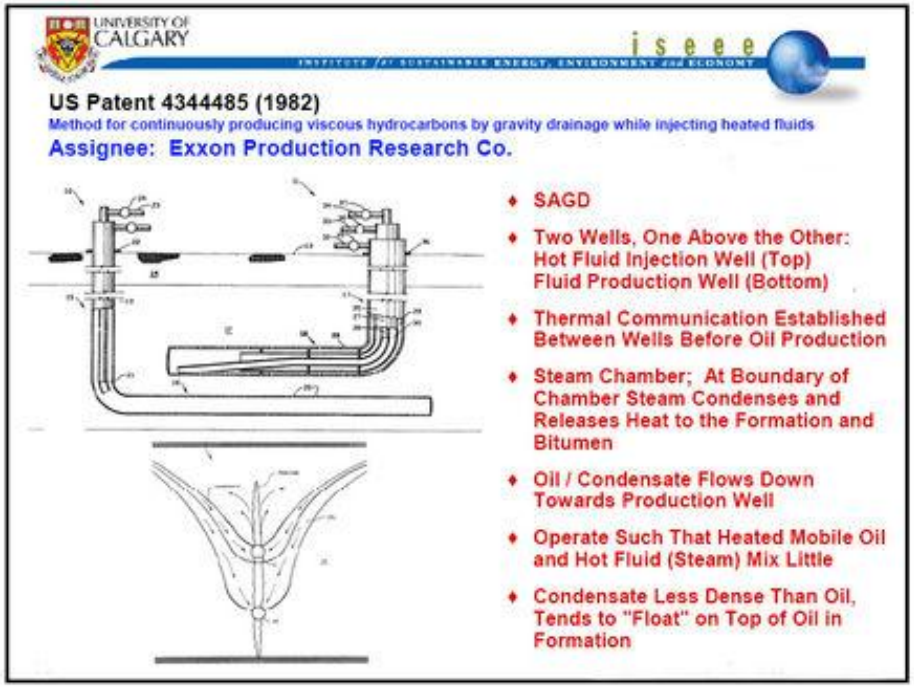
Позволяет выровнять закачку пара по горизонтальному стволу скважины.



Первые пилотные проекты SAGD

Канада

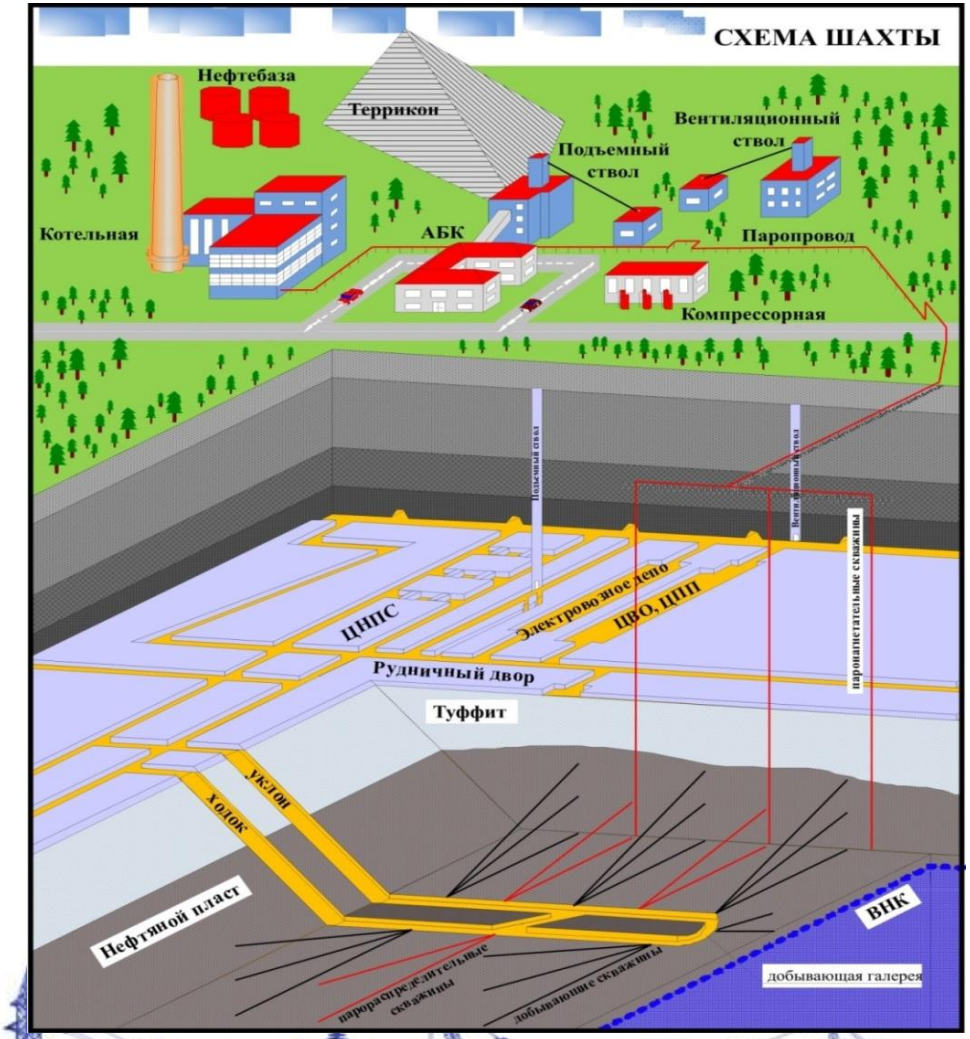
Первый пилотный проект SAGD был отработан канадскими разработчиками на крупнейшей в мире залежи природных битумов – на песчаниках Атабаска в Канаде. В течение первой стадии проекта в 1988 году было пробурено три пары скважин с длиной горизонтального участка 60 м. В этих скважинах была отработана классическая схема парогравитационного дренажа. КИН по элементу составил 50 %, а накопленное паронефтяное соотношение не превысило 2,5 т/т, что подтвердило экономическую рентабельность проекта. На следующей стадии проекта в 1993 году была начата коммерческая разработка залежи тремя парами скважин с длиной горизонтального участка 500 м.

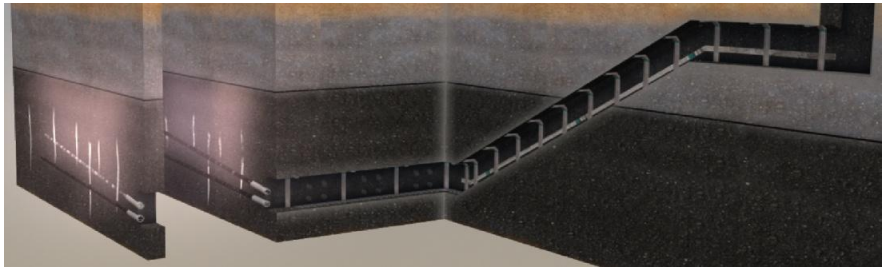


Венесуэла

В другой крупнейшей по запасам тяжелых углеводородов стране Венесуэле первый пилотный проект SAGD был запущен в декабре 1997 года. Результаты опытных работ показали, что разработка залежей высоковязкой нефти (10 000 – 45 000 мПа·с) новым методом повышает КИН до 60 % по сравнению с 10 % при циклической паротепловой обработке скважин.

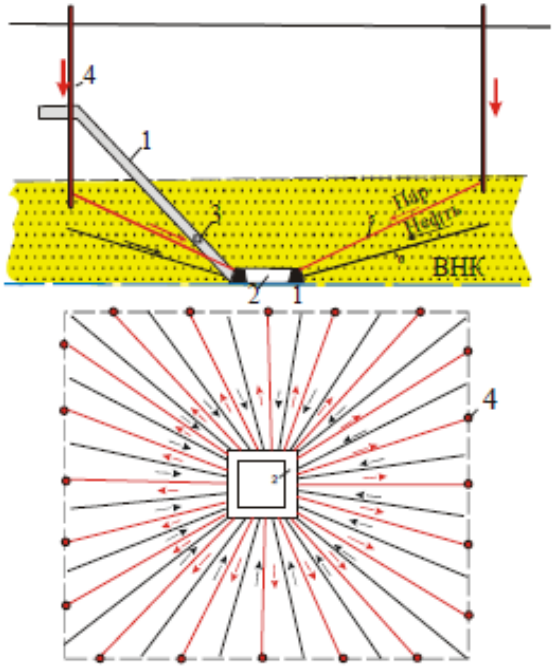
Термошахтный метод





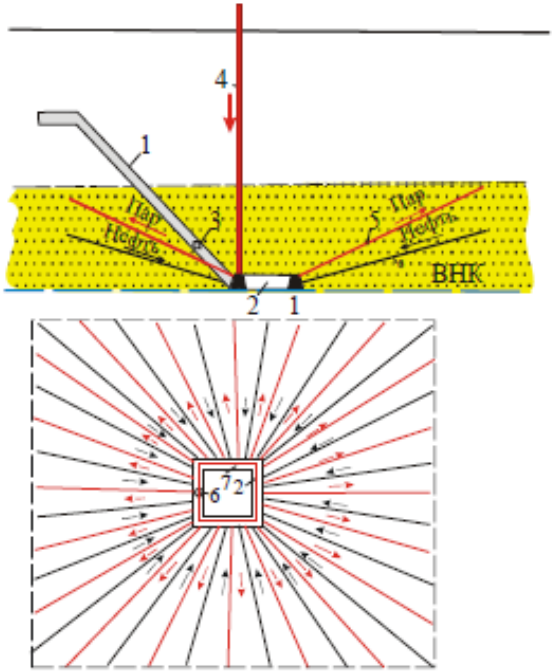
Термошахтные технологии

Подземно-поверхностная система



1 - уклон
2 - буровая галерея
3 - насосная
4 - паронагнетательные скважины
5 - парораспределительные скажины
6 - добывающие скважины

Одногоризонтная система



1 - уклон
2 - буровая галерея
3 - насосная
4 - пароподающая скважина
5 - паронагнетательная скажины
6 - добывающая скважина

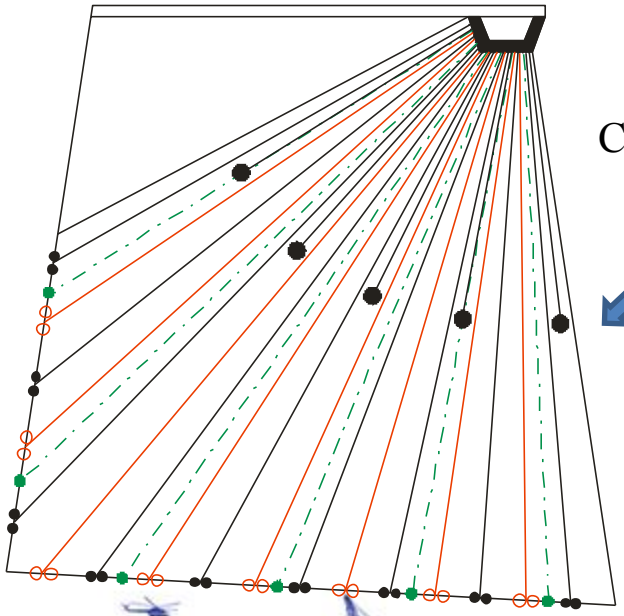
Первые опытно-промышленные работы (НШ-2)

ОПУ-2 бис, ОПУ-3 бис

СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ
Уклон Северный “ОПУ - 2 бис” (НШ-2)
Площадь участка - 4,7 га

Фонд скважин для бурения - 45 (10872 п.м)

в том числе:	нагнетательных - 16 (4146 п.м)
	добывающих - 23 (5196 п.м)
	контрольных - 6 (1530 п.м)
примечание: угол наклона контрольных скважин - 4°	

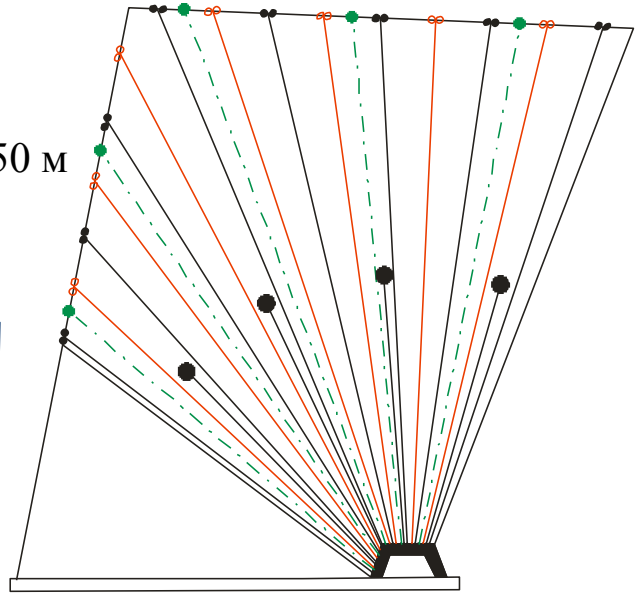


Средняя длина скважин = 250 м

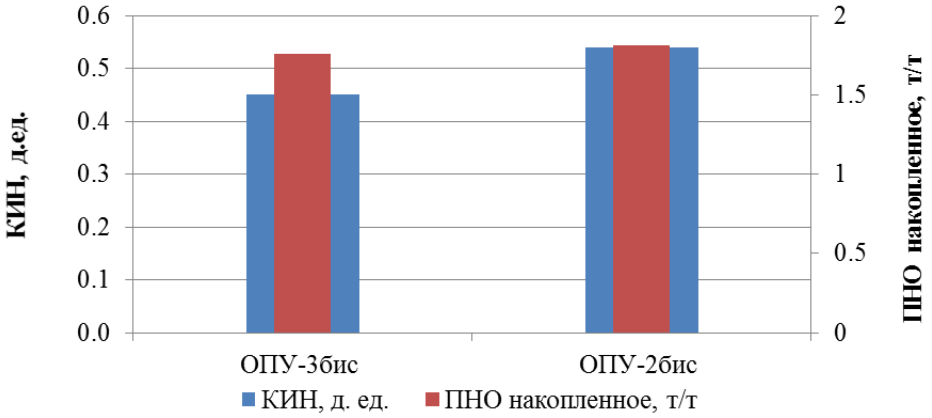
СХЕМА РАЗБУРИВАНИЯ
Уклон Северный “ОПУ - 3 бис” (НШ-2)
Площадь участка - 4,3 га

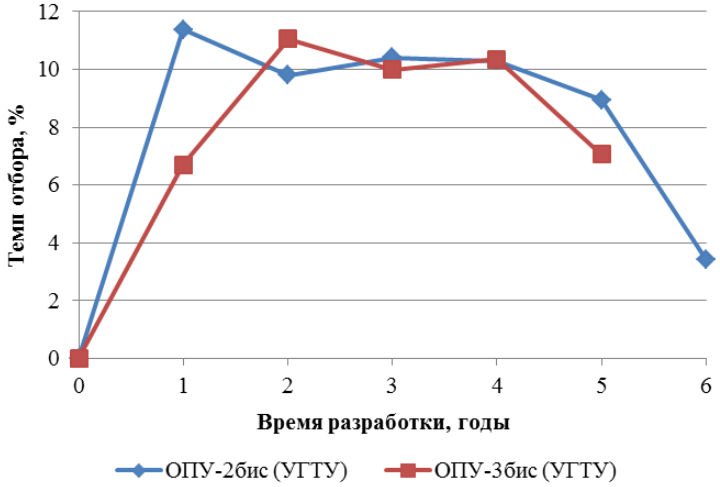
Фонд скважин для бурения - 39 (8477 п.м)

в том числе:	нагнетательных - 14 (3228 п.м)
	добывающих - 20 (4120 п.м)
	контрольных - 5 (1129 п.м)
примечание: угол наклона контрольных скважин - 4°	



Результаты экспериментальных работ

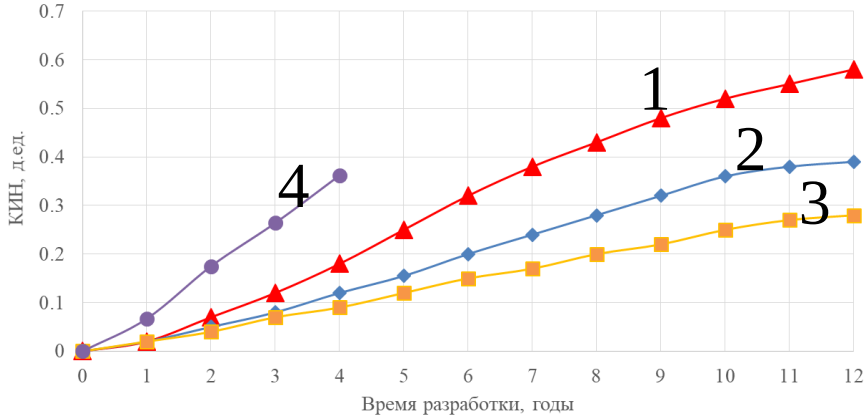




На 01.10.2017 г. коэффициент извлечения нефти за счет ввода тепла по участкам составил:
ОПУ-2бис – 52,2%;
ОПУ-3бис – 45,2%;

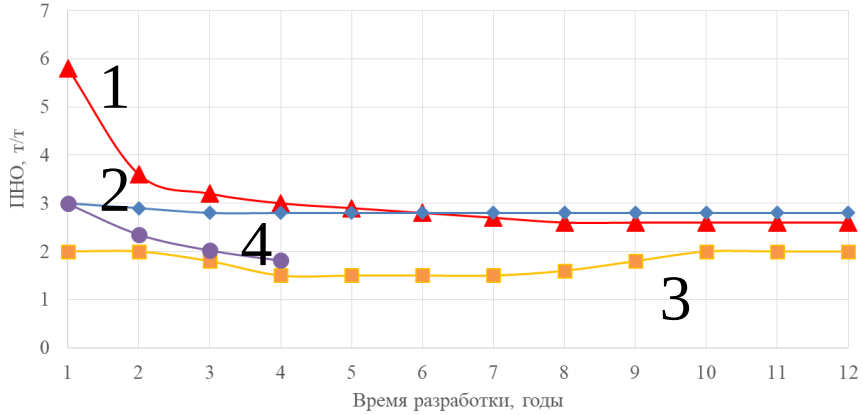
На 01.10.2017 г. накопленное паронефтяное отношение составило:
ОПУ-2бис – 1,81 т/т;
ОПУ-3бис – 1,76 т/т.

Результаты сопоставления термошахтных систем (в динамике)



Динамика КИН, накопленного ПНО при реализации подземно-поверхностной (1), двухгоризонтной (2), одногоризонтной (3), модернизированной одногоризонтной (4) систем термошахтной разработки.

Внедрение модернизированной одногоризонтной системы позволяет повысить темпы нефтеотдачи.



Вторые опытно-промышленные работы (НШ-3)

Шахтный блок 2Т-4 приурочен к нефтяной шахте № 3 и имеет следующе расположение (выделен красной рамкой)

В уклонном блоке 2Т-4 **впервые при одногоризонтной системе** будут использоваться скважины длиной до 800 м. Увеличение длины скважин почти в 3 раза потребует увеличения параметров закачиваемого пара, что в свою очередь потребует принятия **новых технических решений**, и прежде всего **совершенствования конструкций скважин**. Учитывая, что многие решения будут испытываться в блоке 2Т-4 впервые, их эффективность будет оцениваться в процессе разработки блока. В связи с этим следует подчеркнуть **опытный характер проводимых работ.**

Схема взаимодействия при реализации ОПР

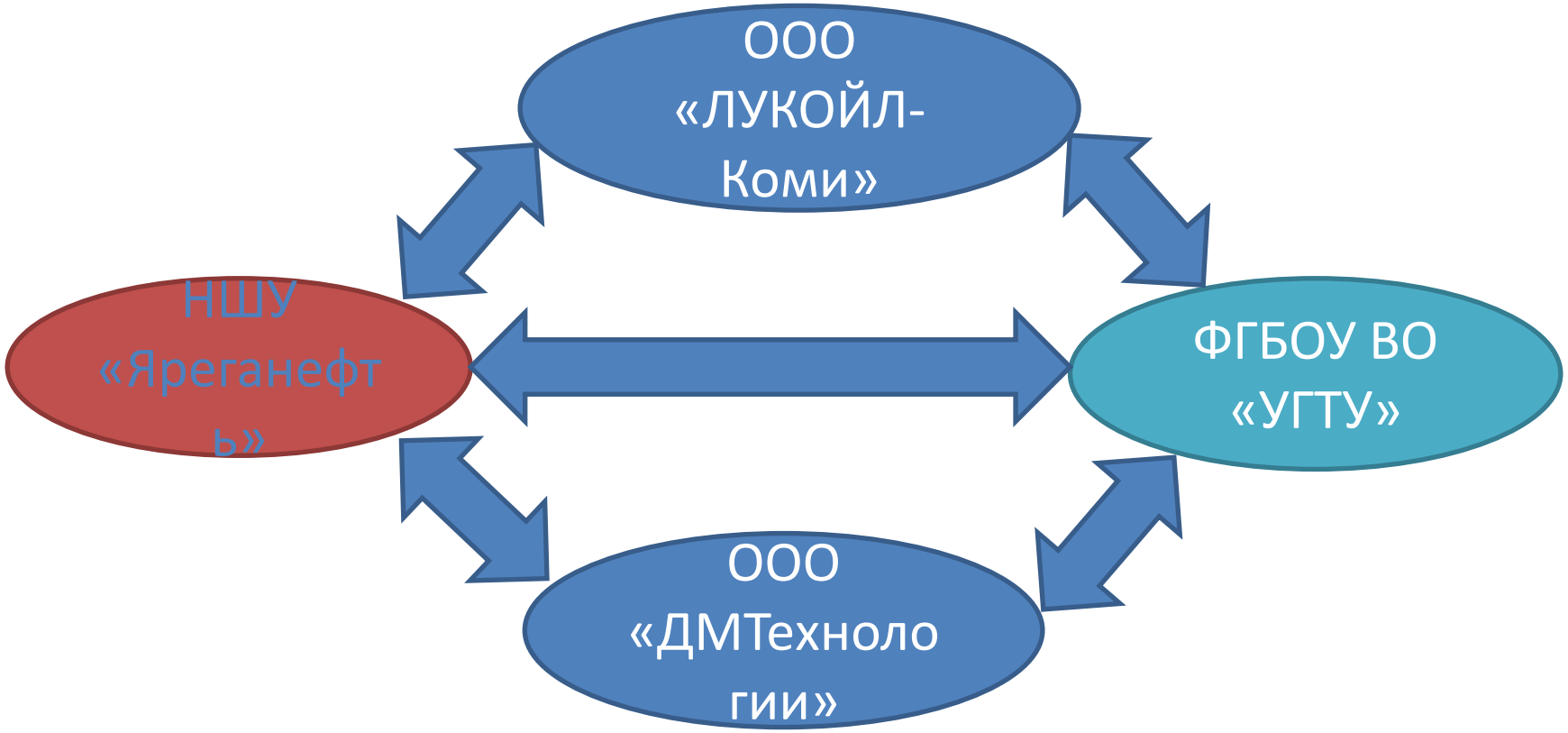
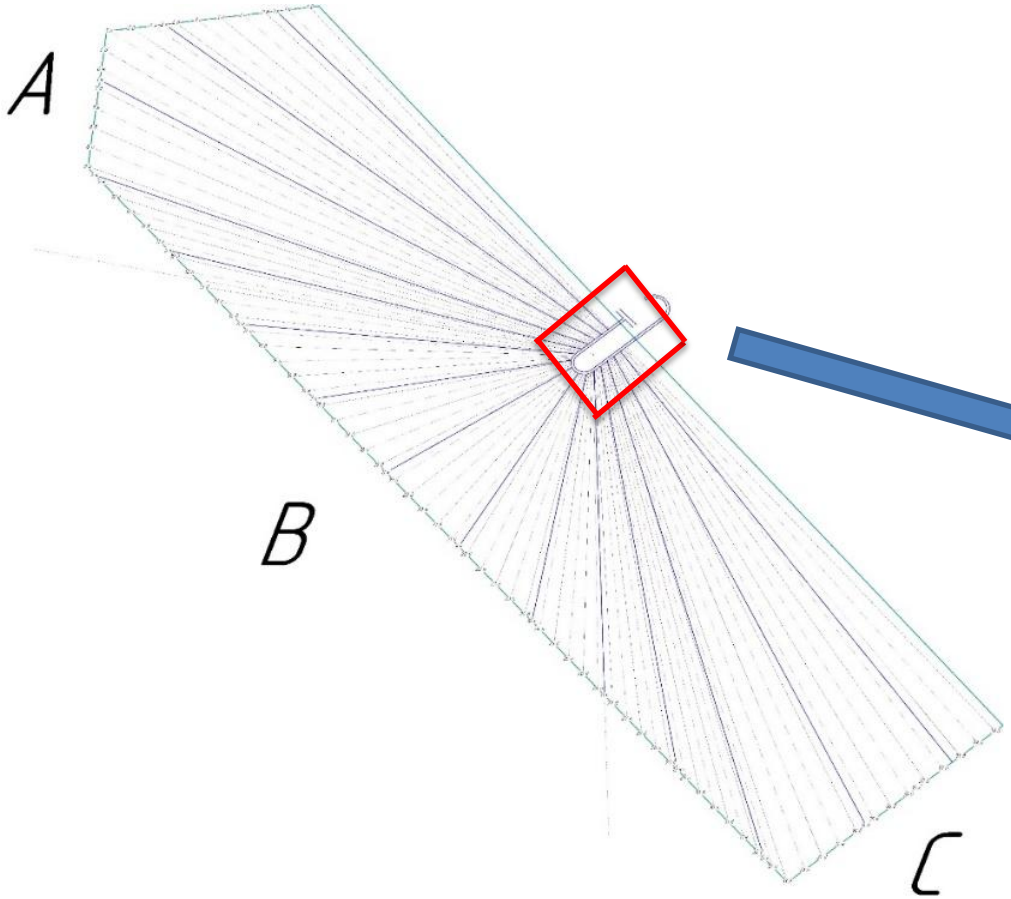
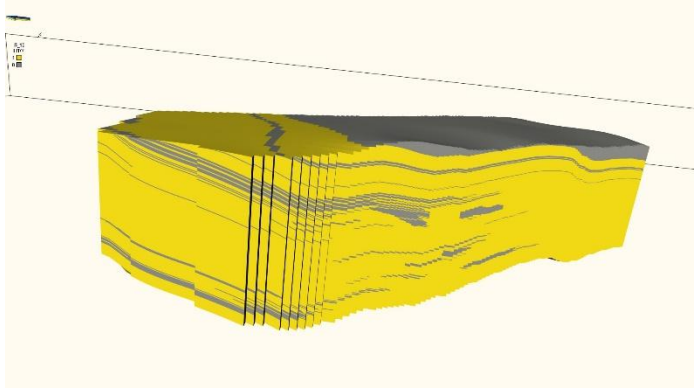
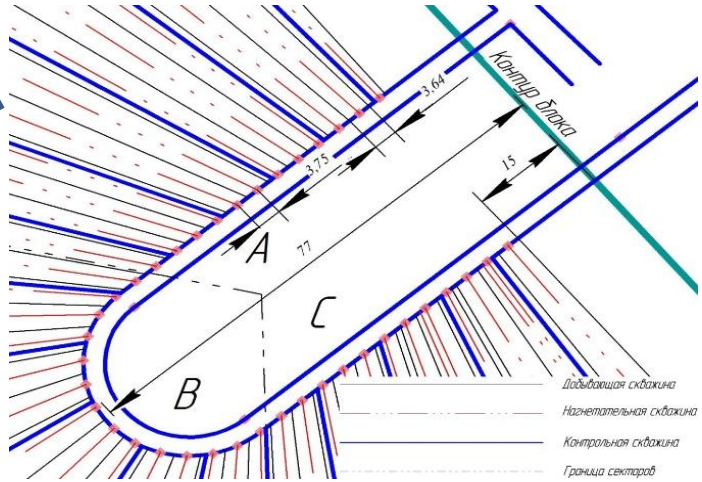


Схема расположения скважин



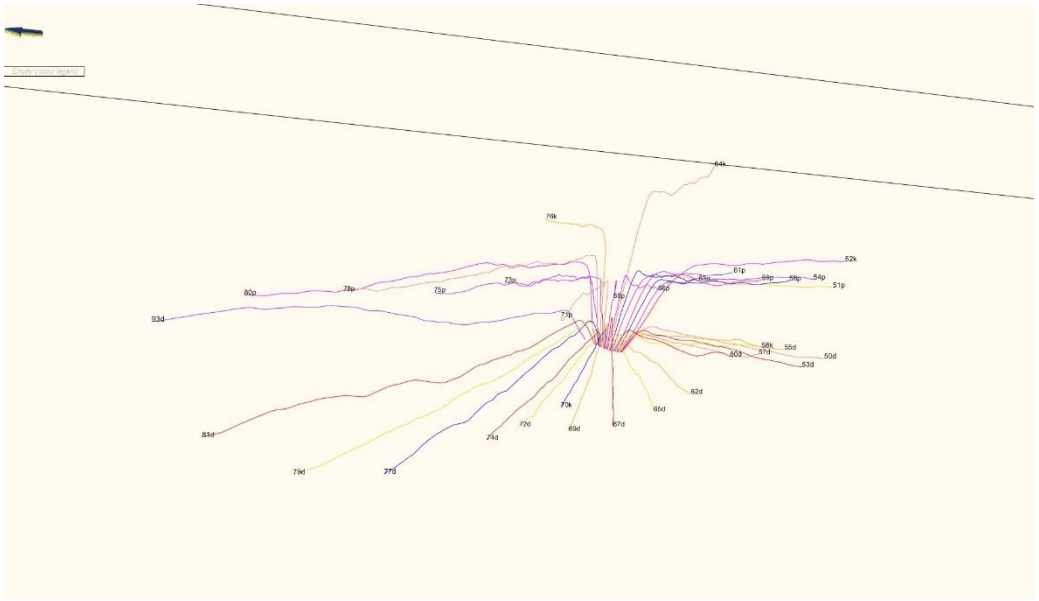




Подземная галерея

Длина скважин увеличилась до 800 м

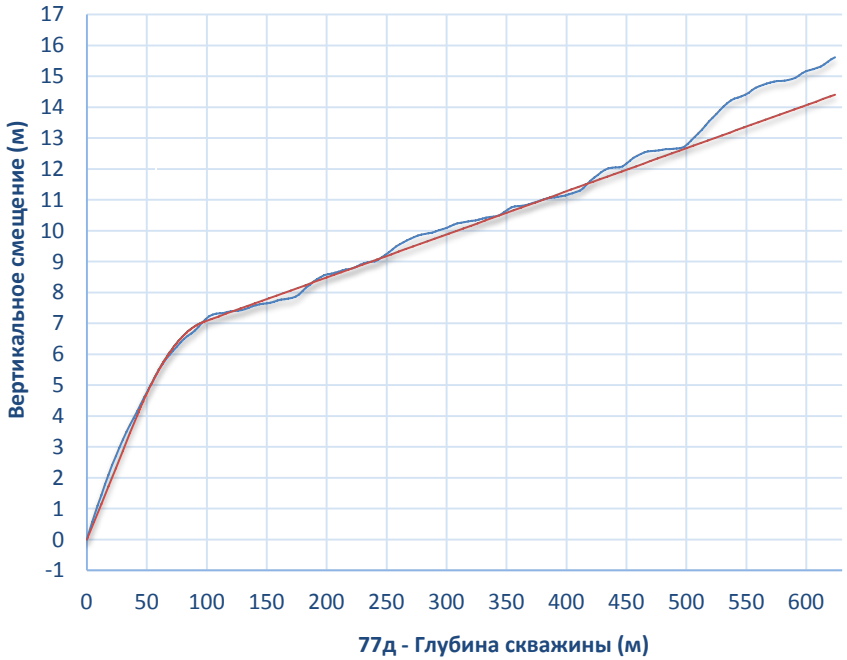
Данные по скважинам блока 2Т-4

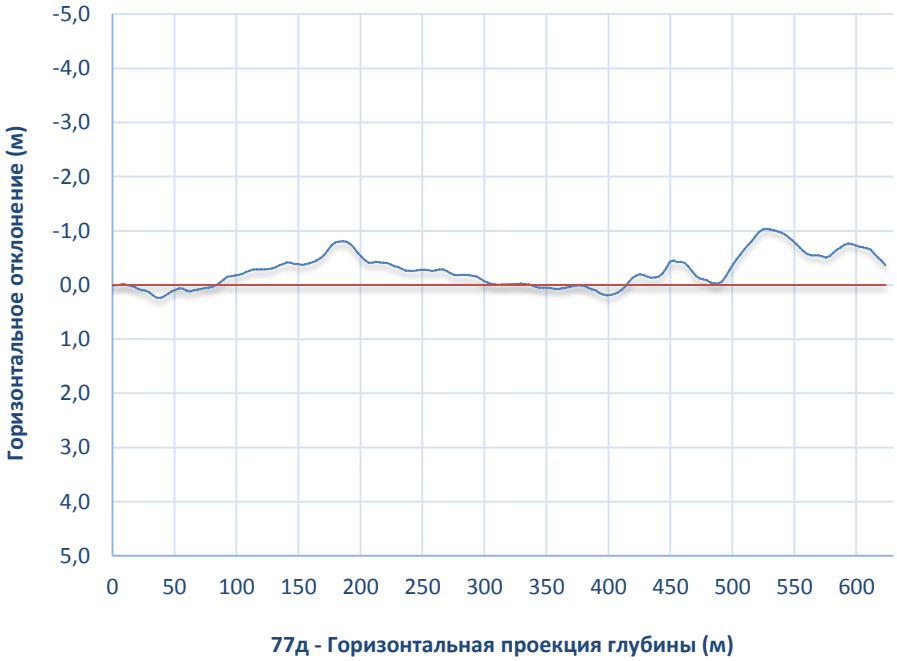


Фактические траектории пробуренных скважин

Бурение подземных скважин началось 14.06.2017 г. со скважины №55д. На данный момент пробурено 36 стволов скважин, из них 16 добывающих, 14 паронагнетательных и 6 контрольных, пробурено 14335 метров проектной глубины. Бурение ведется с помощью двух буровых станков РН-25 и ПРС.

Контроль качества бурения подземных скважин



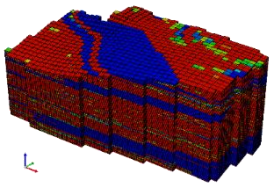


Сопоставление фактической и проектной траектории скважины №77д

- проектная траектория скважины

- фактическая траектория скважины

Лаборатория моделирования



Численное моделирование позволяет предсказать показатели разработки и выбрать наиболее эффективный сценарий

Анализ чувствительности размера ячейки

Авторы Дуркин С.М., Меньшикова И.Н., Терентьев А.А. «Моделирование показателей разработки залежей высоковязкой нефти»

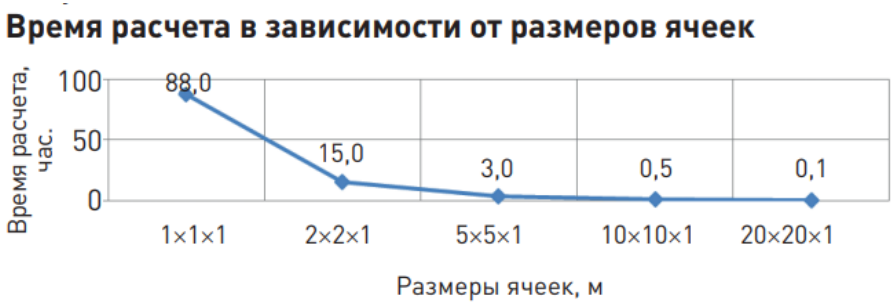
http://ogjrussia.com/nomer-2017-iyuly

Вертикальные скважины

№ варианта	Размеры ячеек по осям X×Y, м
1	1×1
2	2×2
3	4×4
4	6×6
5	8×8
6	10×10
7	15×15
8	20×20

Горизонтальные скважины

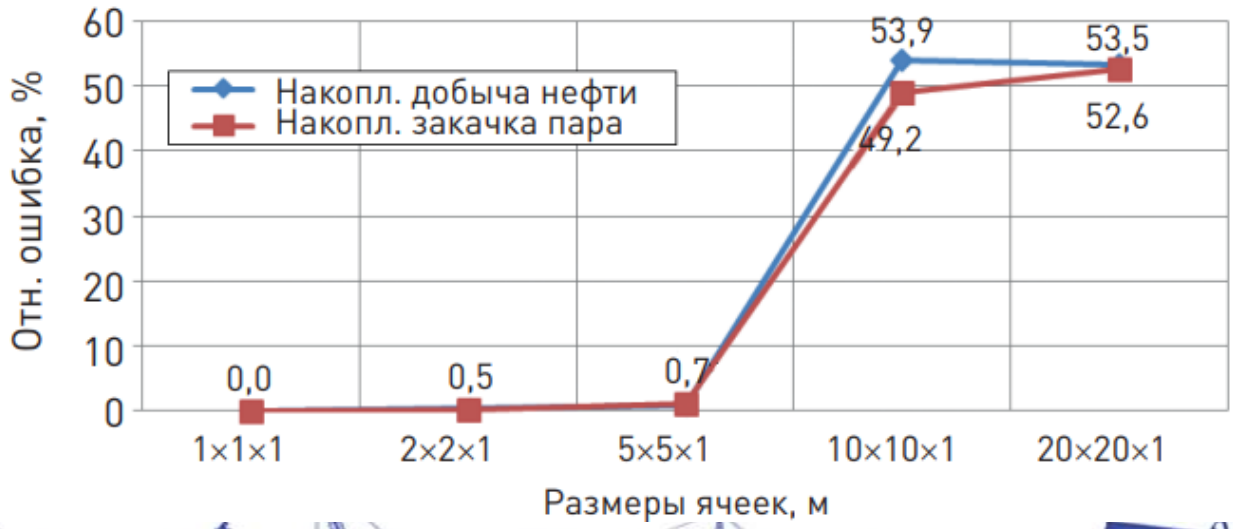
№ варианта	Размеры ячеек по осям X×Y×Z, м	Количество ячеек по осям X×Y×Z
1	1×1×1	100×1000×27
2	2×2×1	50×500×27
3	5×5×1	20×200×27
4	10×10×1	10×10×27
5	20×20×1	5×50×27



Результаты расчета

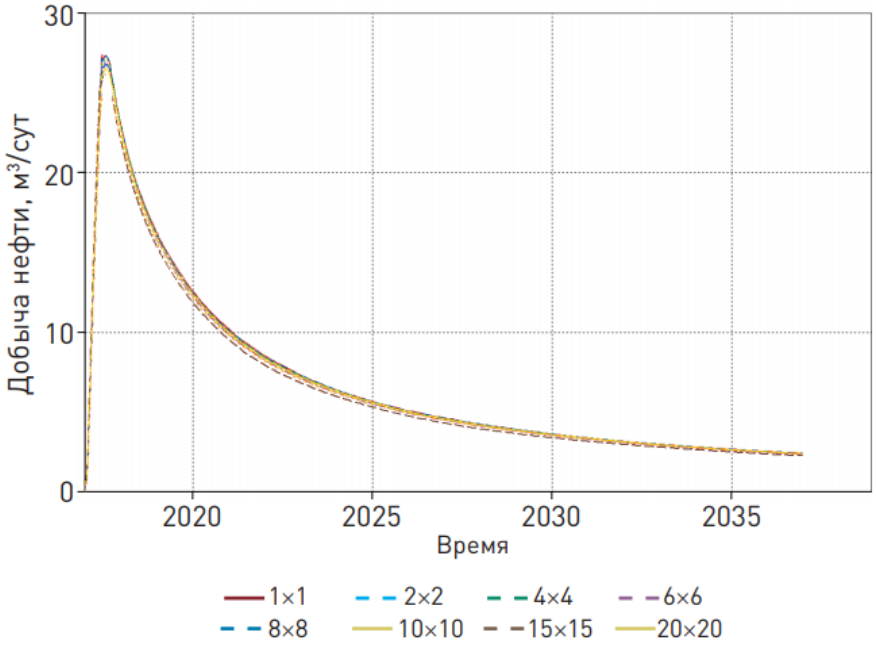
Технологические показатели разработки месторождения	Размеры ячеек, м				
	1×1×1 (базовый)	2×2×1	5×5×1	10×10×1	20×20×1
Накопленная добыча нефти, тыс. т	270,2	268,9	272,2	124,5	125,7
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	1092,0	1091,6	1085,2	525,0	497,3
Накопленная закачка пара, тыс. т	823,1	824,1	815,2	418,4	389,9
ПНО, т/т	3,05	3,06	2,99	3,36	3,10
КИН, доли ед.	48,30	48,08	48,65	22,25	22,47
Ошибка мат. баланса	1,1270	0,8760	0,7587	0,9523	0,4271

Накопленные технологические показатели.

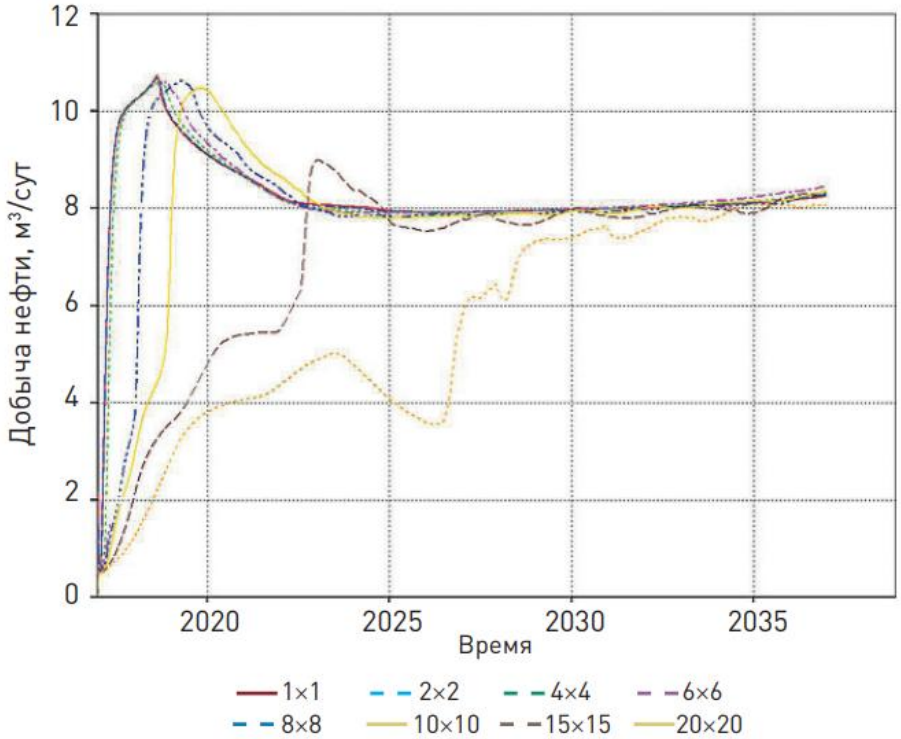


Ошибки расчета накопленных показателей разработки в зависимости от размера ячеек.

Результаты расчета



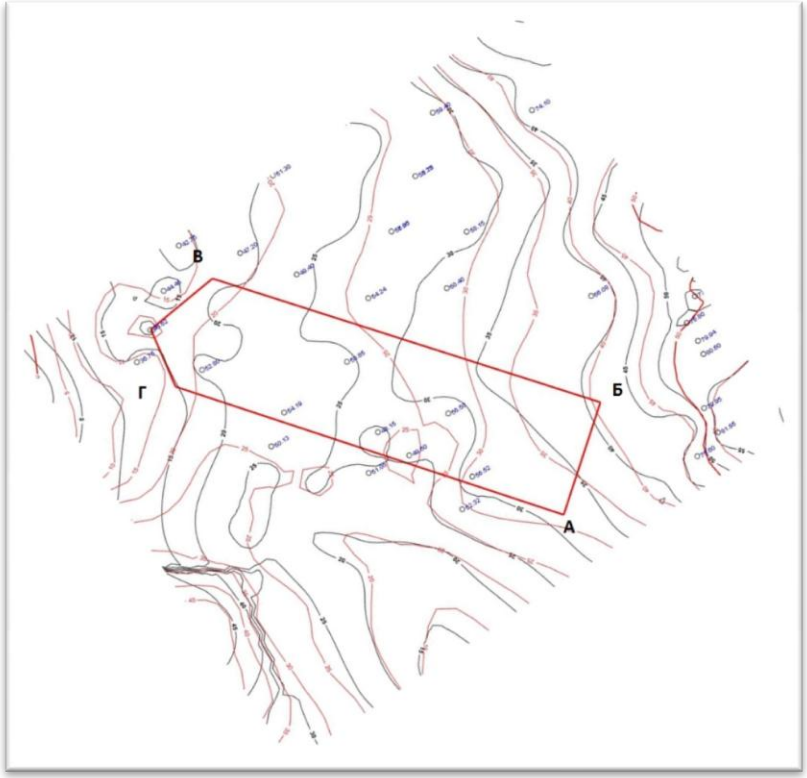
Текущая добыча нефти при изотермической фильтрации



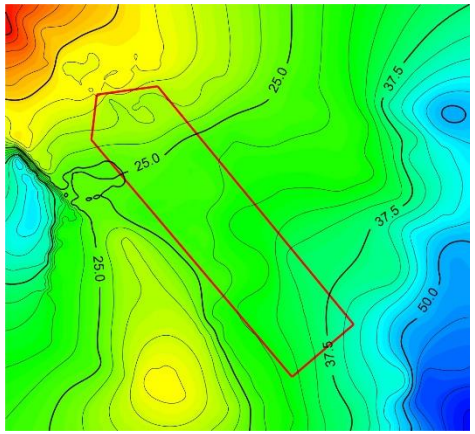
Текущая добыча нефти при неизотермической фильтрации

Исходная информация

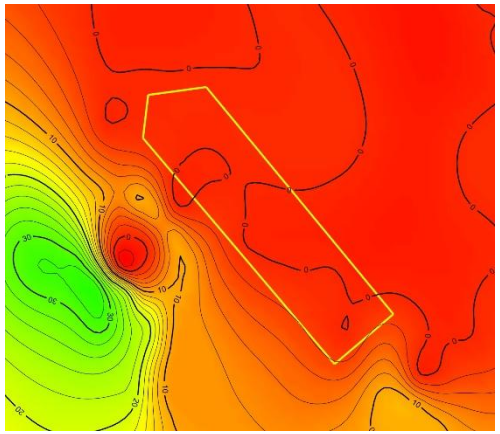
Для уточнения модели, были оцифрованы карты подошвы и кровли участка Ярегского месторождения в районе блока 2Т-4 НШ-3.



По полученным оцифрованным картам построены структурные карты участка Ярегского месторождения в программе IRAP RMS.

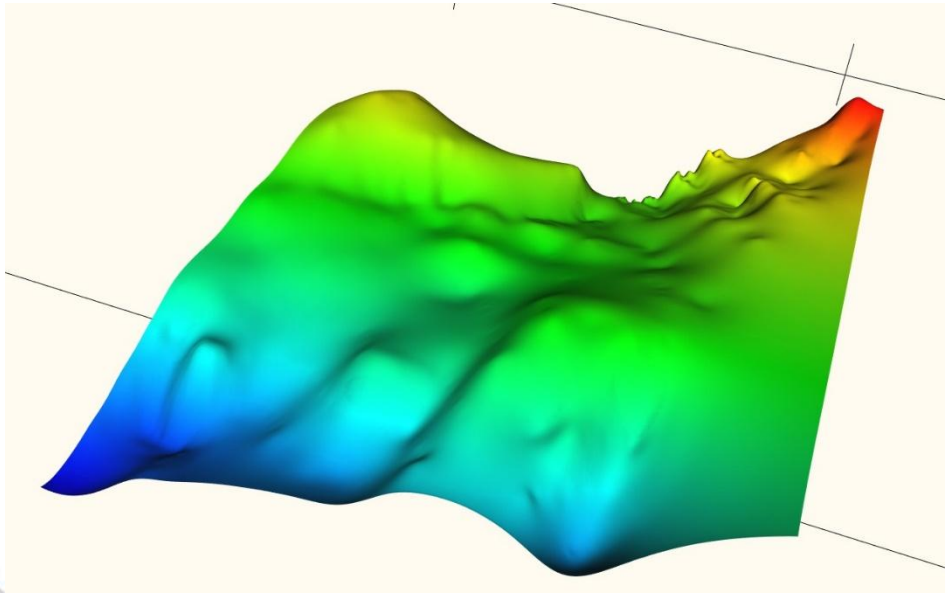


Подошва

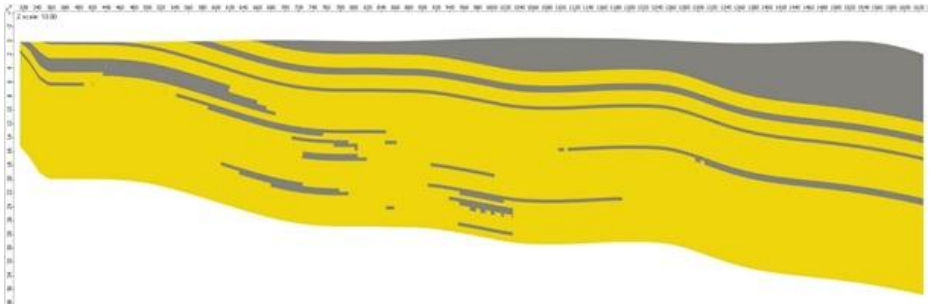


Кровля

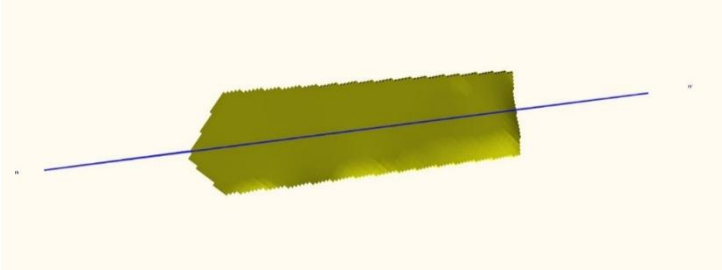
По полученным структурным картам с помощью программы IRAP RMS построены поверхности подошвы и кровли участка Ярегского месторождения.



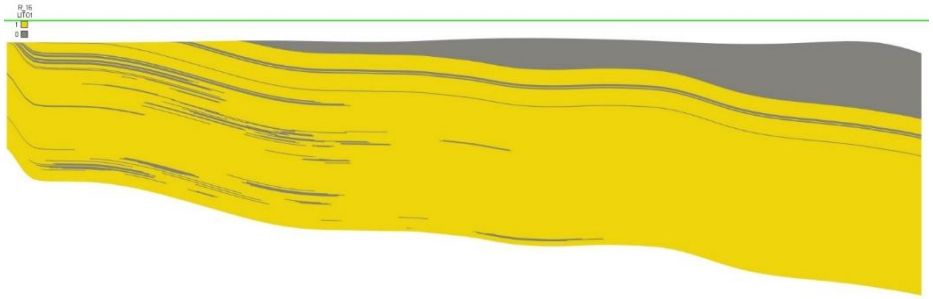
3D модель



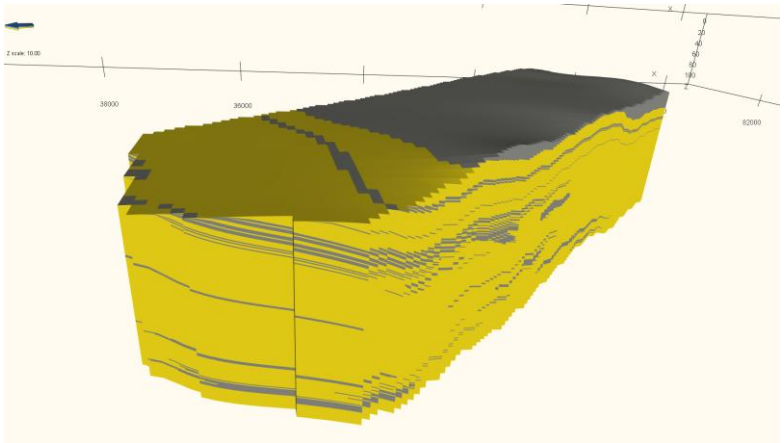
Модель построенная по скважинам 1940-х и 1950-х годов



Разрез блока 2Т-4 (вид сверху)



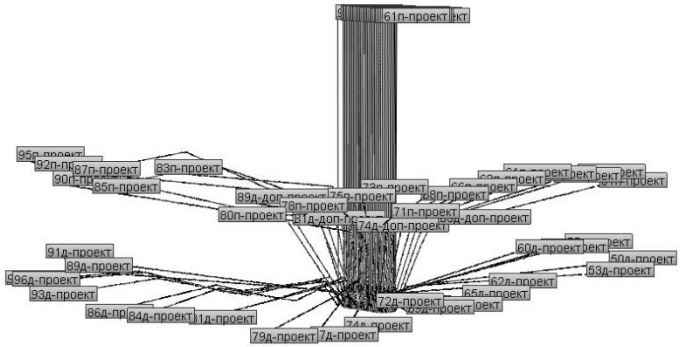
Модель построенная по скважинам 1940-х и 1950-х годов и по гамма-каротажу 42-х пробуренных проектных скважин

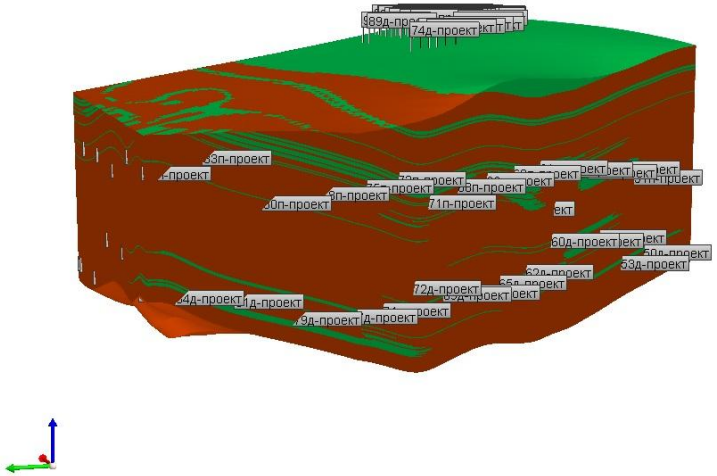


3D модель построенная по скважинам 1940-х и 1950-х годов и по гамма-каротажу 42-х пробуренных проектных скважин

Актуализированная гидродинамическая модель

После создания актуализированной геологической модели, были построены гидродинамические модели сектора А блока 2Т-4 с размерами ячеек 5х5х0.1 и 10х10х0.2 для симулятора CMG. Сектор А был выбран, так как в нём пробурены практически все скважины и готовы все ГТН на бурение скважин, по которым строились траектории скважин для гидродинамической модели.





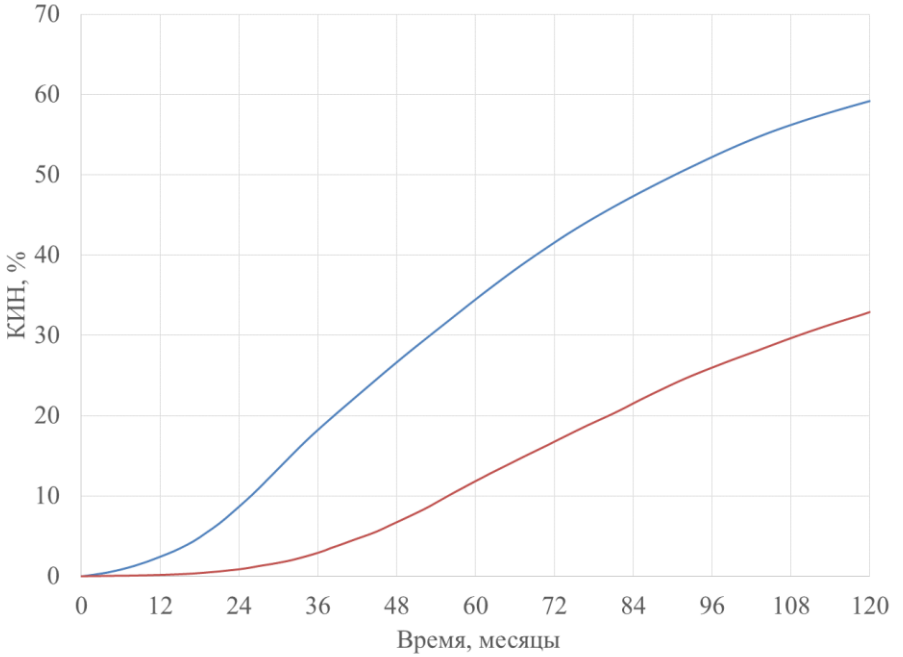
По каждой скважине прописаны технологические режимы, заданы термогидродинамические и емкостные свойства модели, которые были установлены в мини-проекте по разработке блока 2Т-4. Так же были соблюдены траектории и интервалы перфораций по каждой скважине согласно ГТН на бурение.

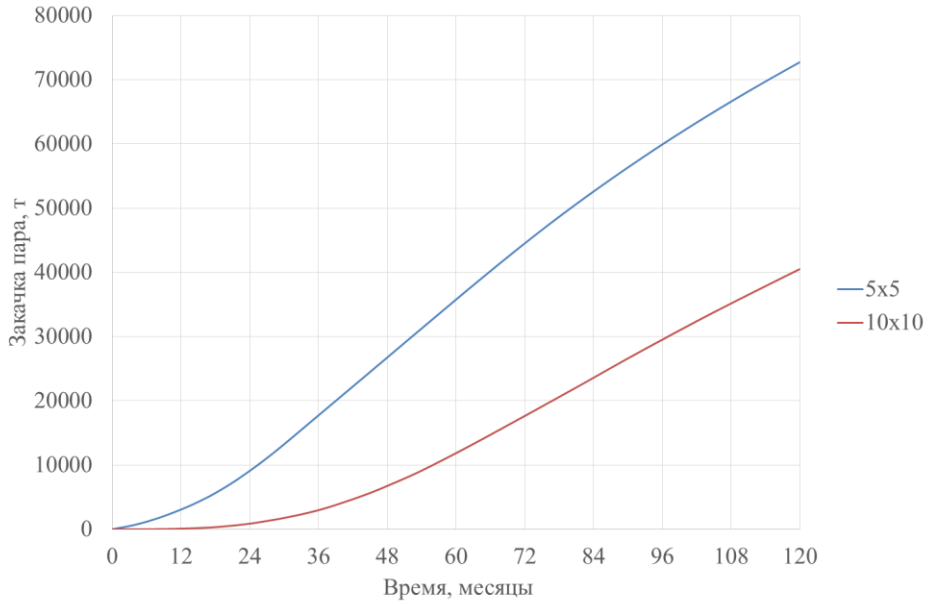
Модель блока 2Т-4	Количество ячеек по горизонтали	Количество слоев по вертикали	Общее количество ячеек	Размер ячейки	
				по горизонтали, м	по вертикали, м
5х5х0.1	70х120	315	2 646 000	5х5	0,1

Результаты моделирования

По полученным гидродинамическим моделям с параметрами 5х5 м и 10×10 м был произведен расчет в программном комплексе CMG модуле STARS. Расчетное время было принято 10 лет.

Ошибка материального баланса
5х5 - 1,734 %
10х10 - 0.580 %

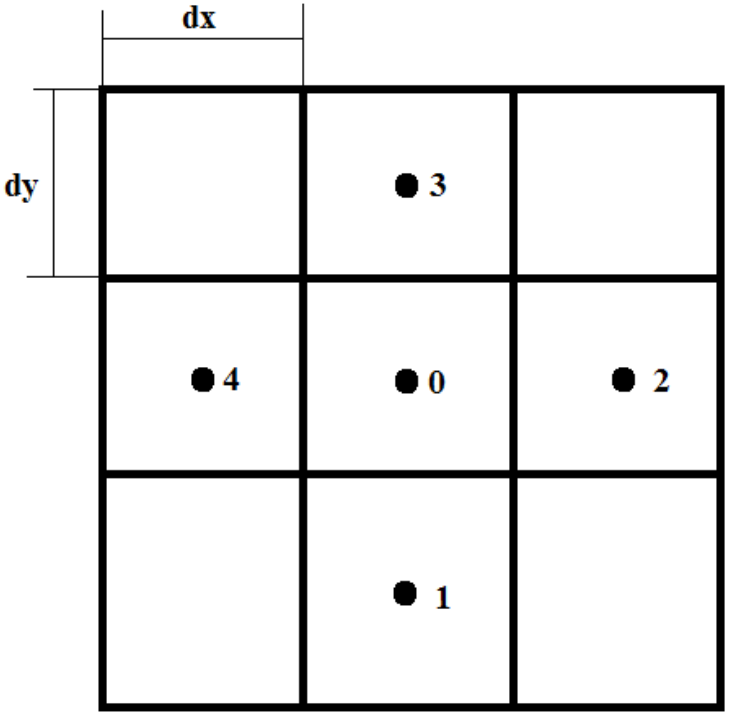




Приведенные результаты свидетельствуют о необходимости адаптации формулы притока

Формула притока

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu}\left[\frac{p_0 - p_w}{\ln\left(\frac{r_0}{r_w}\right)}\right]$$



$$p_i = p_o + \frac{q\mu}{2\pi kh}\ln\left(\frac{\Delta x}{r_o}\right)$$

$$\frac{kh}{\mu}(p_1 + p_2 + p_3 + p_4 - 4p_o) = q$$

$$\frac{r_o}{\Delta x} = \exp\left(-\frac{\pi}{2}\right) = 0.208$$

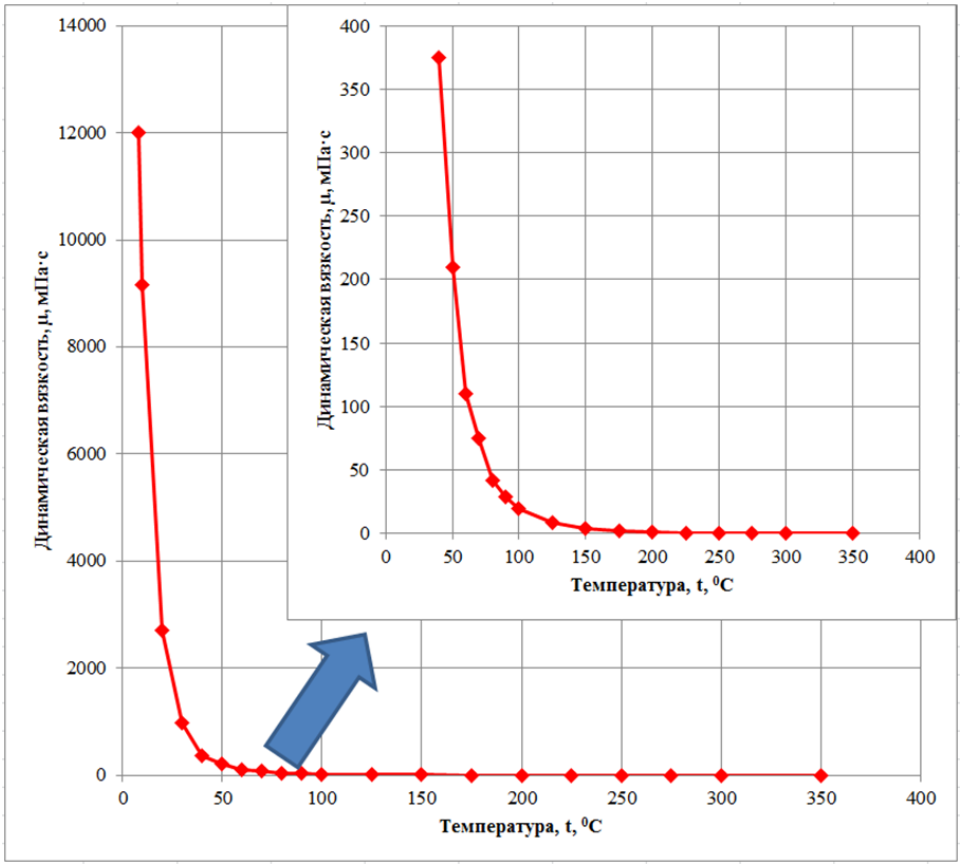
Analytical Well Models for Reservoir Simulation

Jamal H. Abou-Kassem, SPE, U. of Petroleum and Minerals
Khalid Aziz, SPE, Stanford U.

Формула притока

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu(T)}\left[\frac{p_0 - p_w}{\ln\left(\frac{r_0}{r_w}\right)}\right]$$

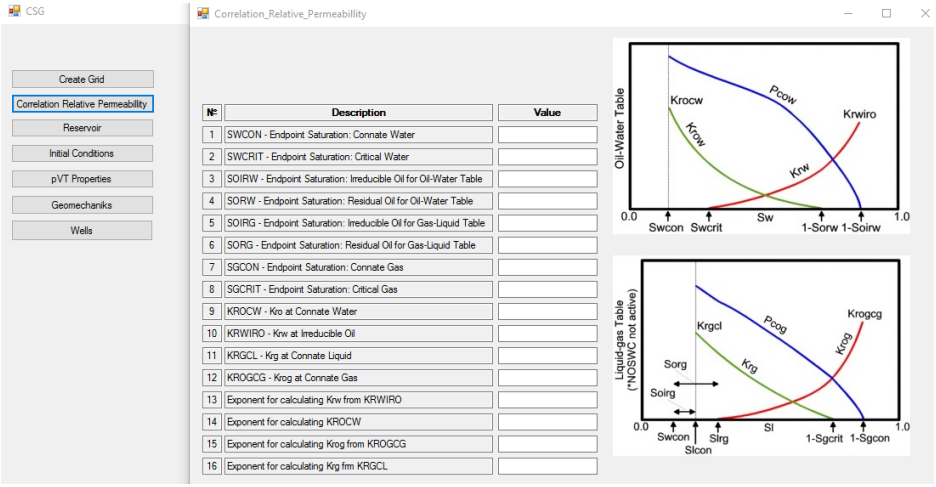
На основе балансовых соотношений сохранения массы и энергии разработана двухфазная математическая модель «нефть-горячая вода»

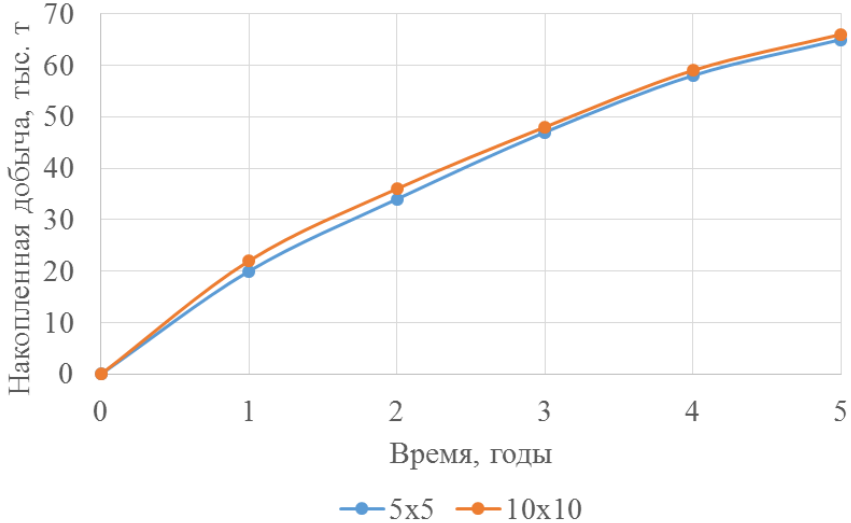


Зависимость вязкости от температуры

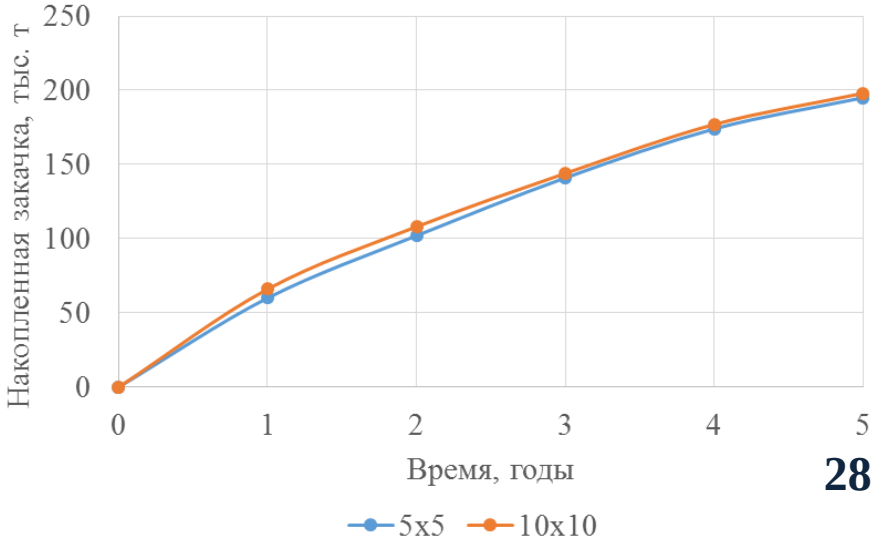
Предлагаемое решение

Собственный симулятор

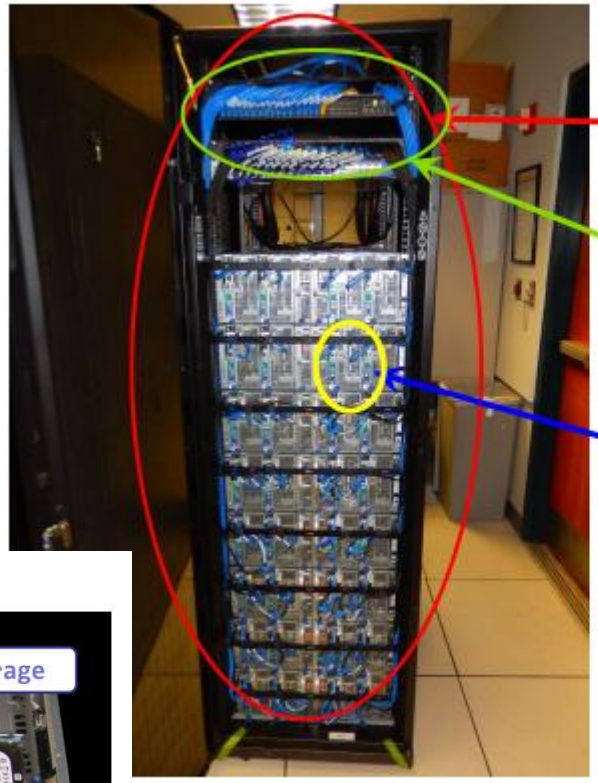


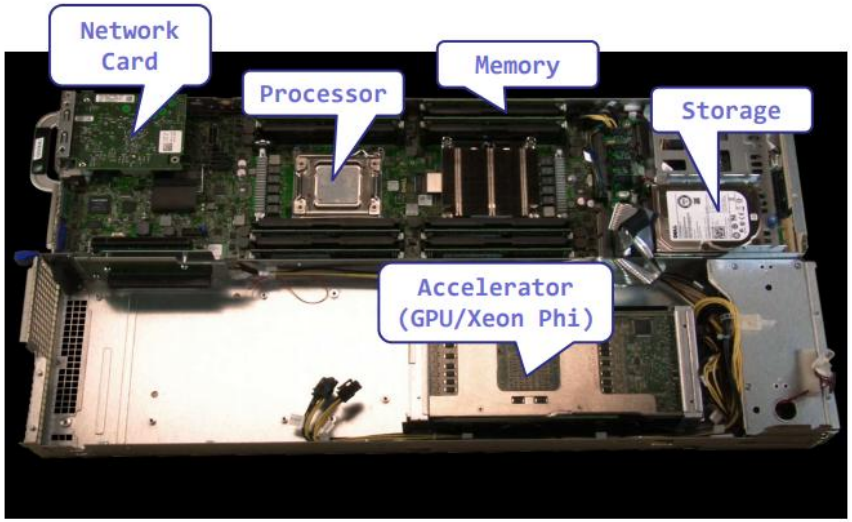


Библиотека Intel MKL (солвер)



Суперкомпьютер (hpc)





TOP500® SUPERCOMPUTER SITES

Технические характеристики суперкомпьютера

- 2 Интерактивных узла
  - Two 2.6 GHz 8-Core Sandy Bridge Xeon 64-bit Processors
  - 64GB 1666MHz Ram
  - 500GB HD
  - 40 Gigabit/sec Infiniband network interface
  - 1 Gigabit Ethernet network interface
  - Red Hat Enterprise Linux 6

- 382 Вычислительных узла
  - ✓ Two 2.6 GHz 8-Core Sandy Bridge Xeon 64-bit Processors
  - ✓ 32GB 1666MHz Ram
  - ✓ 500GB HD
  - ✓ 40 Gigabit/sec Infiniband network interface
  - ✓ 1 Gigabit Ethernet network interface
  - ✓ Red Hat Enterprise Linux 6

- 50 Вычислительных узлов
  - ✓ Two 2.6 GHz 8-Core Sandy Bridge Xeon 64-bit Processors
  - ✓ Two NVIDIA M2090 GPUs
  - ✓ 64GB 1666MHz Ram
  - ✓ 500GB HD
  - ✓ 40 Gigabit/sec Infiniband network interface
  - ✓ 1 Gigabit Ethernet network interface
  - ✓ Red Hat Enterprise Linux 6

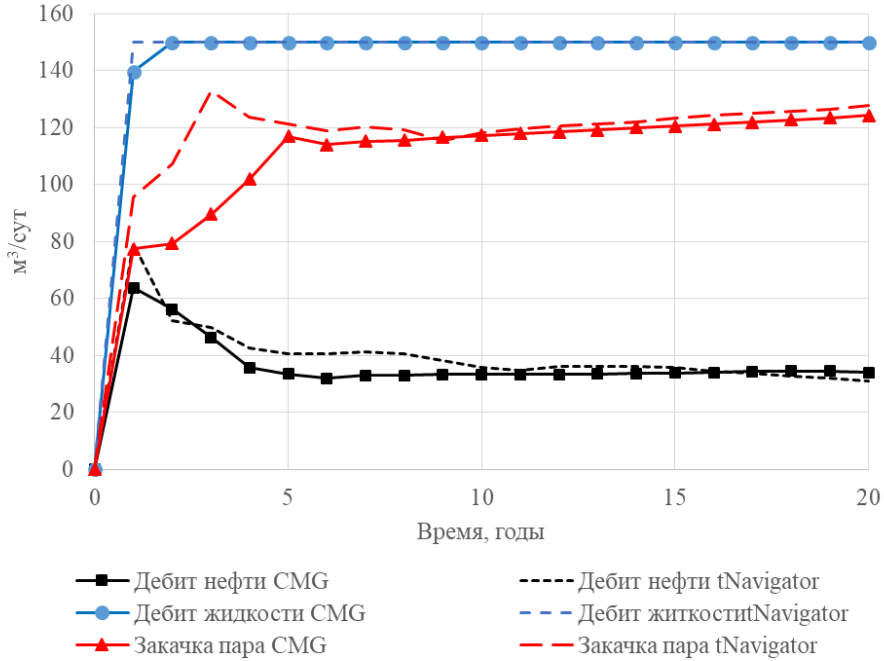
- 8 Вычислительных узлов
  - ✓ Two 2.6 GHz 8-Core Sandy Bridge Xeon 64-bit Processors
  - ✓ 256GB 1666MHz Ram
  - ✓ 500GB HD
  - ✓ 40 Gigabit/sec Infiniband network interface
  - ✓ 1 Gigabit Ethernet network interface
  - ✓ Red Hat Enterprise Linux 6

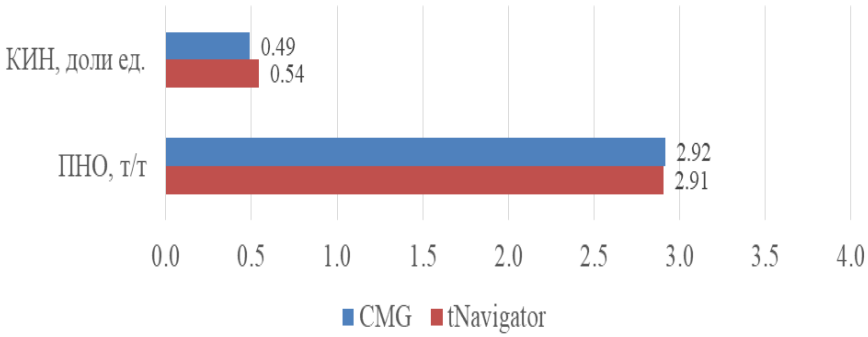
- Хранилище данных
  - ✓ 400 TB DDN Lustre High-Performance disk
  - ✓ 2 TB NFS-mounted /home disk storage

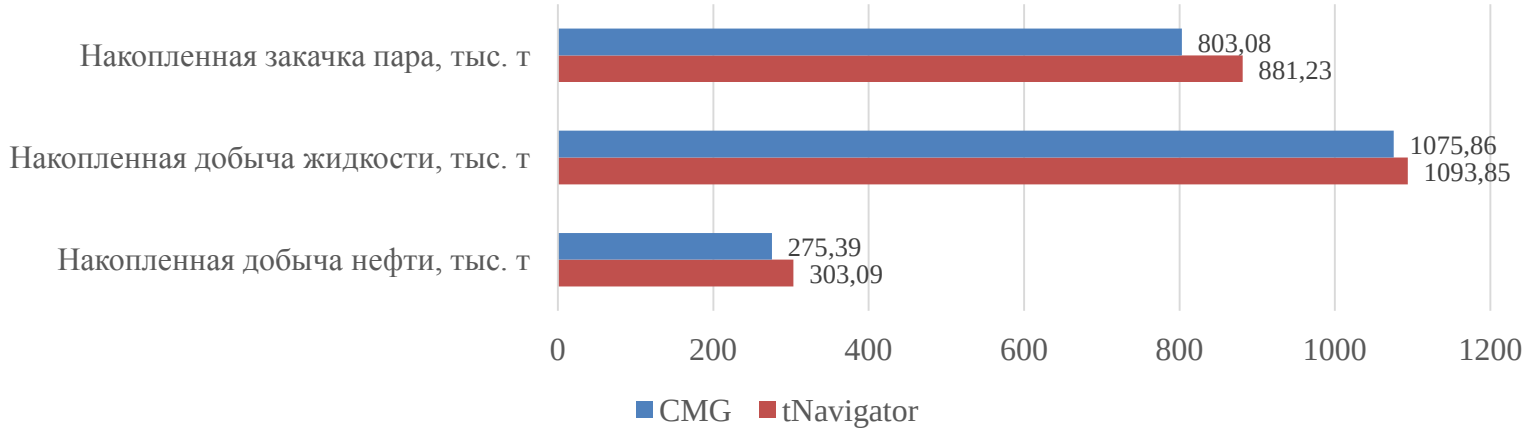
Результаты расчета

Модель SAGD (2,7 млн. активных ячеек, время моделирования – 10 лет)	
CMG (расчет на суперкомпьютере в Луизиане) на 1 узле (16 ядер)	tNavigator (расчет на суперкомпьютере в Хьюстоне) на 1 узле (20 ядер)
Время расчета, час	
46	163
CMG Parallel Solver на нескольких узлах считать не может (но сегодня имеются технологии, которые могут содержать в одном узле до 100 ядер)	tNavigator (расчет на суперкомпьютере в Хьюстоне) на 2 узлах (20 ядер)
-	98

Результаты расчета







УХТА

РОДИНА ПЕРВОЙ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

УГТУ

1958

Спасибо за внимание!