

УПРАВЛЕНИЕ РАЗРАБОТКОЙ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ
ЗАПАСОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

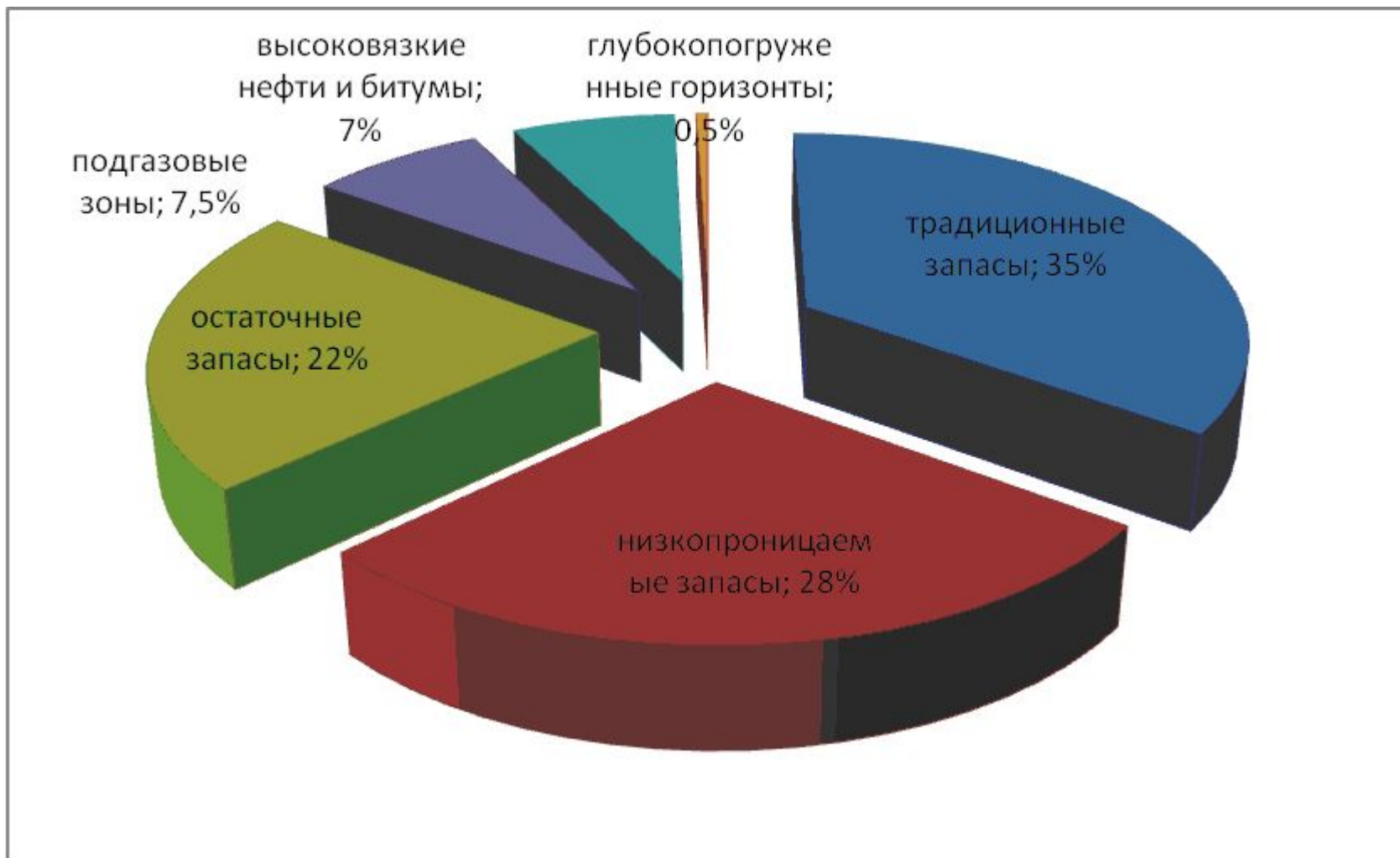
Классификация трудноизвлекаемых запасов

- **существенная неоднородность коллекторов** (слоистая, зональная, сложная структура пустотности), что приводит к наличию застойных нефтенасыщенных зон, областей.
- **Низкая проницаемость коллектора;**
- **Порово-трещинный тип карбонатного коллектора** (основные запасы в низкопроницаемой поровой матрице);

Классификация трудноизвлекаемых запасов

- **высоковязкие нефти;**
- **глубокозалегающие пласты** (высокое горное давление; при снижении пластового давления сильно возрастает эффективное напряжение);
- **подгазовые зоны и активные законтурные водоносные области** (газовые и нефтяные конуса, низкий коэффициент охвата – нужна технология ГС).

Структура трудноизвлекаемых



Рекомендуемые сетки скважин (вертикальных)

- низкопроницаемый коллектор* (до 0,02 мкм²)
6 – 12 га/скв;
- терригенный коллектор с маловязкой нефтью (2 – 3 мПа·с)
12 – 20 га/скв.;
- с вязкостью нефти 10 – 30 мПа·с
12 – 16 га/скв;
- с вязкостью нефти более 30 мПа·с
6 – 12 га/скв;

Основные недостатки заводнения

- **капиллярное защемление** нефти водой вследствие высокого поверхностного натяжения на границе “вода - нефть”.

$\sigma_{вн}$ достигает значений в среднем 35-45 мН/м, краевой угол смачивания - 8°). Это приводит к высоким значениям остаточной нефтенасыщенности ($1 - s_k$). Коэффициент вытеснения снижается:

$$K_{выт} = \frac{s_k - s_{ост}}{1 - s_{ост}}$$

- **не обеспечивается полнота охвата** заводнением неоднородных и расчлененных пластов: преждевременное обводнение высокопроницаемых слоев, формирование трудноизвлекаемых запасов:

$$КИН = K_{выт} \cdot K_{охв}$$

Коэффициент охвата

При заводнении происходят техногенные изменения системы - неравномерность процесса замещения нефти водой, т.е. чередование нефтенасыщенных и водонасыщенных областей (высокая обводненность продукции при большой доле нефтенасыщенных областей). Это приводит к низкому коэффициенту охвата пласта.

Принцип

- *СЕГОДНЯ считается целесообразным начинать разрабатывать залежи на естественных режимах, в т.ч. начальной стадии РРГ – 1 стадия (редкие сетки скважин).

1-я стадия нужна, чтобы:

- предотвратить техногенные изменения системы,
- изучить неоднородность пласта (гидропрослушивание), напряженное состояние пласта (анизотропию).

Трещина ГРП пойдет с учетом напряженного состояния. При зарезке бокового ствола его нужно направлять вдоль напряженного состояния.

Основные недостатки заводнения

- **Снижение притока жидкости к скважине** при низкой обводненности продукции (в среднем до 30%), вследствие специфики зависимостей ОФП системы "вода-нефть" от водонасыщенности. Поэтому снижается продуктивность скважины.

При снижении коэффициента продуктивности возникает необходимость снижения забойного давления – переход на механизированную добычу, т.к. давление в эксплуатационной колонне у приема оборудования становится меньше, чем в НКТ на той же глубине.

- **снижение пластовой температуры** при закачке холодной воды

Основные недостатки заводнения

- Невынос воды с интервала “забой скважины – прием оборудования”.

Глубина спуска насосов ограничена параметрами кривизны скважины. Поэтому имеет место достаточно большой объем эксплуатационной колонны от забоя до приема насоса. Это приводит к накоплению воды в эксплуатационной колонне – уменьшается депрессия на пласт.

Оценка истинного нефтесодержания потока в интервале «забой скважины - прием СШН»

Гидравлическая

модель

$$\rho_{вн} = \rho_v - \varphi_H (\rho_v - \rho_H),$$

$$\varphi_H = \frac{V_H}{V_H + V_B} = \frac{f_H}{f} = \frac{q_H}{v_{оН} \cdot f}$$

при $0 < Re_H < 200$ $\varphi_H = 0,0048 \cdot Re_H (1 - B_{op});$

при $200 < Re_H < 1600$ $\varphi_H = (0,9433 + 35,4 \cdot 10^{-6} Re_H)(1 - B_{op});$

Плотность в-н смеси в интервале «забой-прием» при накоплении воды

$$\rho_{вн}^c = \rho_v - \frac{H_{сн}}{(L_c - H_{сн})} \cdot \frac{d_{нкм}^2}{D_{эк}^2} \cdot \varphi_H (\rho_v - \rho_H),$$

Оценка истинного нефтесодержания потока в интервале «забой скважины - прием СШН»

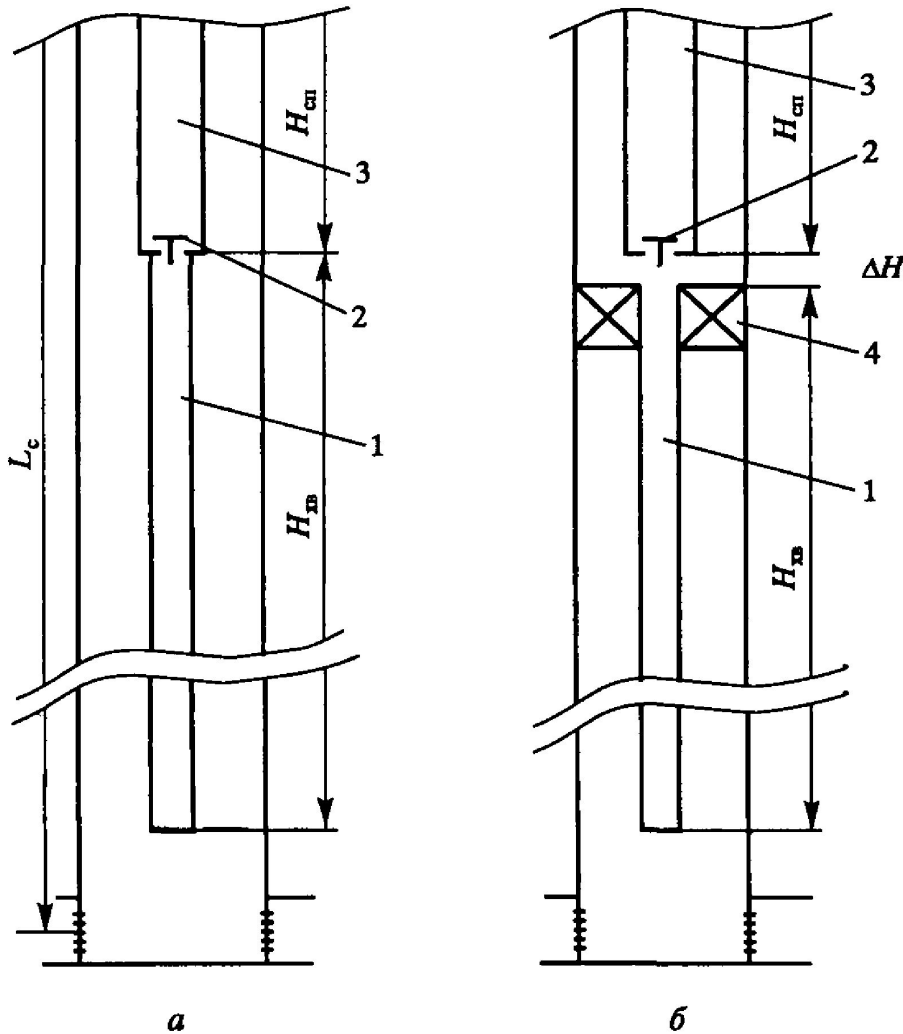
Условие полного выноса воды с интервала «забой-прием»

$$V_l = \frac{\pi d_{\text{нкт}}^2}{4} H_{\text{сн}},$$

$$V_c = \frac{\pi D_{\text{эк}}^2}{4} (L_c - H_{\text{сн}})$$

$$H_{\text{сн}} \geq H = \frac{D_{\text{эк}}^2}{D_{\text{эк}}^2 + d_{\text{нкт}}^2} L_c$$

Схемы СШНУ с хвостовиками



- а — хвостовик герметично соединен с приемом насоса;
- б — хвостовик на пакере, обеспечивающий сепарацию свободного газа на приеме насоса;
- 1 — хвостовик;
- 2 — прием насоса;
- 3 — колонна НКТ (подъемник);
- 4 — пакер

Гидродинамические методы разработки неоднородных коллекторов (вторичные методы)

1. Традиционное заводнение
2. Вертикально-латеральное заводнение.
3. Нестационарное заводнение.
4. Технологии выравнивания профилей приемистости и притока.

Разработка неоднородных коллекторов.

Принята количественная оценка зональной и послойной неоднородности коллекторов по данным интерпретации геологических исследований в разрезе скважины (каротаж, керновые исследования).

Зональная и послойная неоднородность объектов

Зональная неоднородность пласта:

$$V_3 = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{N_c} (\sum_{i=1}^{N_j} h_{ij} k_{ij})^2}{(\sum_{j=1}^{N_c} \sum_{i=1}^{N_j} h_{ij} k_{ij})^2} - 1},$$

Где N_j – количество слоев в j – ой скважине;

h_{ij} – толщина i – го слоя в j – ой скважине;

k_{ij} – проницаемость i – го слоя j – ой скважины;

N_c – количество скважин на рассмотренном участке.

Послойная неоднородность пласта:

$$V_{\Pi} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{h_n} (k_i)^2}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{h_n} k_i\right)^2} - 1}$$

h_i – толщина i - го пропластка в скважине;

h_n – нефтенасыщенная толщина коллектора в скважине;

k_i - проницаемость i - го пропластка в скважине.



Разработка неоднородных коллекторов

При принятии технологических решений неоднородные пласты делят на две принципиально различные группы:

1 - пласты, в которых имеется гидродинамическая связь между составляющими с разными фильтрационно-емкостными свойствами.

Типичный пример – порово-трещинный карбонатный пласт. В случае слоисто-неоднородного пласта между слоями имеются перетоки.

Разработка неоднородных коллекторов.

2. Пласты, в которых отсутствует гидродинамическая связь между составляющими с разными фильтрационно-емкостными свойствами.

Типичный пример – многопластовая залежь. В случае слоисто-неоднородного пласта между слоями отсутствуют перетоки, т.е. имеются плотные прослойки с проницаемостью порядка 0.1 мД.

*следует отметить, что бывает ситуация, когда в глинистых прослоях имеются “окна”. Их можно выявлять при гидропрослушивании скважин

Выравнивание профилей

Повышение эффективности разработки слоисто-неоднородных пластов без перетоков возможно путем принудительного внедрения воды по латерали (горизонтالي) в низкопроницаемые прослойки.

Такие технологии называются **ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИМИ** или технологиями выравнивания профилей приемистости и притока.

Выравнивание профилей

Реализация потокоотклоняющих технологий возможна на основе изменения проницаемостей призабойных зон в высоко проницаемых слоях вблизи нагнетательных скважин – технология тампонирования.

Технология характеризуется фактором остаточного сопротивления – степенью снижения проницаемости и объемом закачиваемого раствора.

Тампонирующий раствор в своей основе содержит полиакриламиды (ПАА) и составляется при физическом моделировании на насыпных моделях так, чтобы обеспечить требуемый фактор остаточного сопротивления.

Выравнивание профилей

Если при использовании технологии тампонирования происходит ограничение водопритока (снижается водонефтяной фактор), но не происходит принудительное внедрение воды в низкопроницаемый слой, необходимо применение методов интенсификации в низкопроницаемом слое вблизи добывающих и нагнетательных скважин.

Выравнивание профилей

Для обоснования рекомендаций по степени изменения проницаемостей призабойных зон и по объему закачиваемых растворов необходимо проведение математического эксперимента на секторных гидродинамических моделях для различных типов пластов в разрезе скважин.

Проводятся многовариантные расчеты показателей разработки при различных технологических параметрах – факторах остаточного сопротивления и объемах закачки. Выбирается наилучший вариант – оптимальные объемы закачки и факторы остаточного сопротивления.

Выравнивание профилей

Моделирование комплексной технологии с использованием секторных моделей осуществляется следующим образом:

- слои выделяются в регионы;
- прописывается отсутствие перетоков между регионами;
- проводится локальное измельчение скважинных ячеек вблизи добывающих и нагнетательных скважин для обоснования объемов закачки растворов.

Выравнивание профилей

При использовании гидродинамических моделей для всей залежи моделирование технологии управления продуктивностью осуществляется заданием соответствующих значений SKIN-фактора – положительных при моделировании технологии тампонирования и отрицательных при моделировании технологий интенсификации.

Стационарное заводнение неоднородных коллекторов

Выработка рекомендаций по выбору системы разработки с применением технологий тампонирования и ПСКО

1. Обоснование технологии выравнивания профилей приёмистости и притока при гидродинамическом моделировании (тампонирование+ интенсификация).
2. Выбор оптимального состава тампонирующего материала

Тампонирование – потокоотклоняющая технология. При тампонировании уменьшается проницаемость призабойной зоны нагнетательной скважины в высокопроницаемом интервале. Если при этом низкопроницаемый пласт будет принимать больше воды, т.е. произойдет потокоотклонение, коэффициент охвата увеличится. В любом случае эффективность технологии тампонирования заключается в снижении ВНФ.

Параметры технологии тампонирования

1. Фактор остаточного сопротивления (во сколько раз уменьшается проницаемость (3, 4, 5 ..))
2. Объем закачки раствора на основе полиакриламида.
3. Момент проведения тапонирования (на начало разработки, при обводненности 50%, 80% и т.д.).
4. .

Подбор раствора на основе ПАА

После обоснования технологических параметров проводятся фильтрационные эксперименты по подбору раствора с необходимым фактором остаточного сопротивления

Технология эффективна при отсутствии межслойных перетоков по вертикали.

Физико-химические свойства пластовой и негазированной нефти, нефтяного газа

1 Плотность нефти пластовой	897 кг/м ³
2 Вязкость нефти пластовой	0,7 мПа · с
3 Газонасыщенность пластовой нефти	169 м ³ / м ³
4 Объемный коэффициент нефти	1.4
5 Сжимаемость нефти при пластовых условиях, 1/МПа	4.35*10 ⁻⁵
6 Давление насыщения <i>пластовой</i> нефти газом	13,5 МПа

Физико-химические свойства пластовой ВОДЫ

1 Плотность пластовой воды при 20 °С 1080 кг/м³

2 Вязкость пластовой воды
при пластовой температуре 0,6 мПа · с

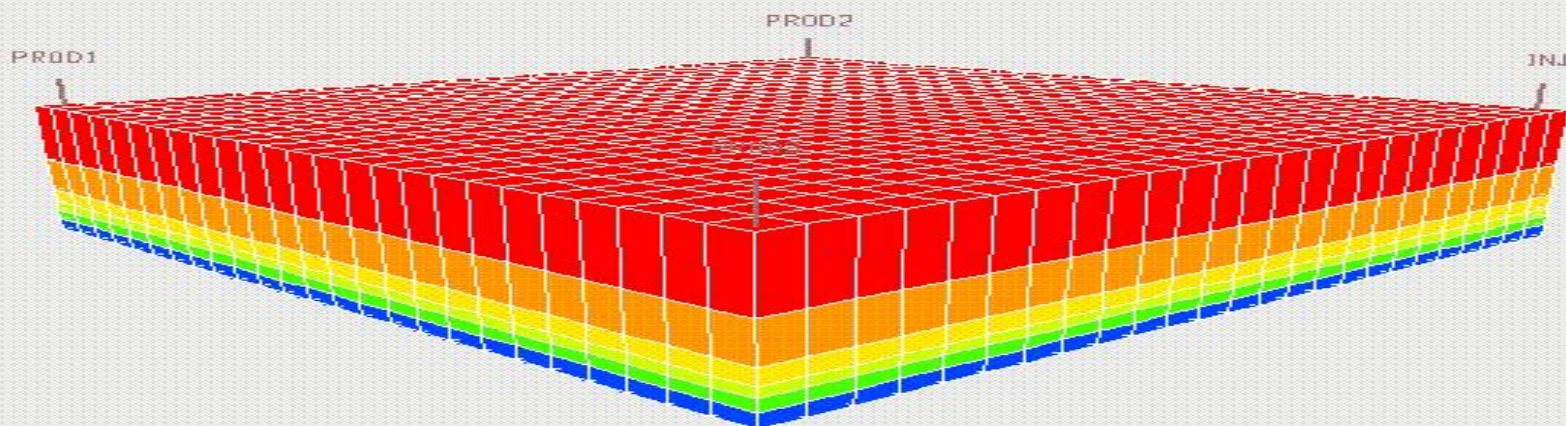
3 Сжимаемость воды при
пластовых условиях 3.32*10⁻⁵ 1/МПа

Геолого-промысловая характеристика залежи

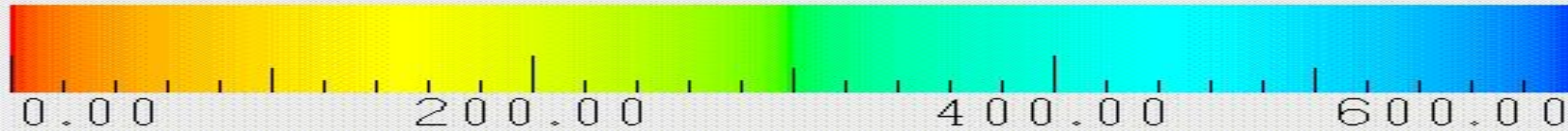
1	Пластовое давление	16,5 МПа
2	Пластовая температура	69 °С
3	Глубина ВНК	1700 м
4	Эффективная толщина пласта	8.0 м
5	Глубина залежи	1600 м
6	Средняя пористость	0.113
7	Сжимаемость коллектора	$5.58 \cdot 10^{-5}$ 1/МПа
8	Средняя нефтенасыщенность	0,76 %

Расчетная модель слоистого пласта

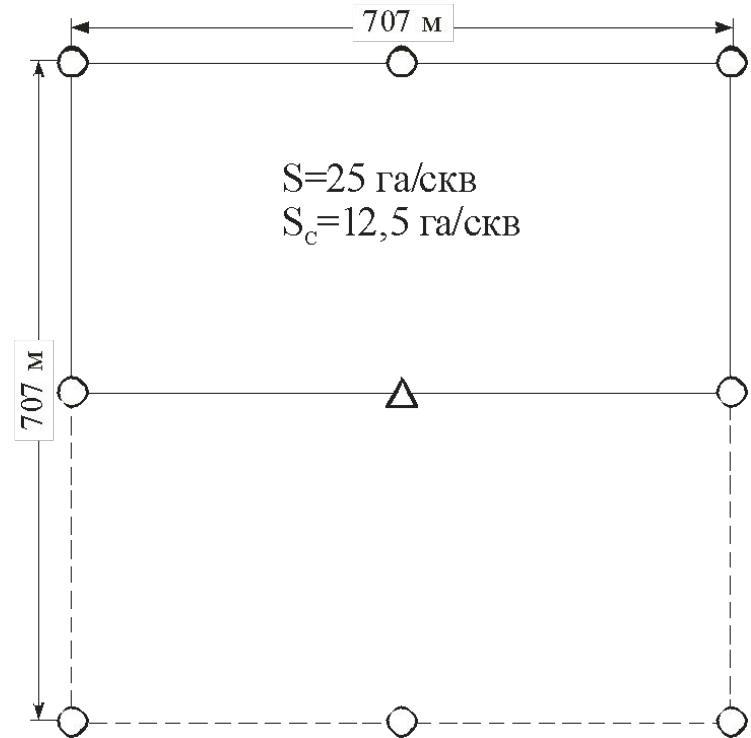
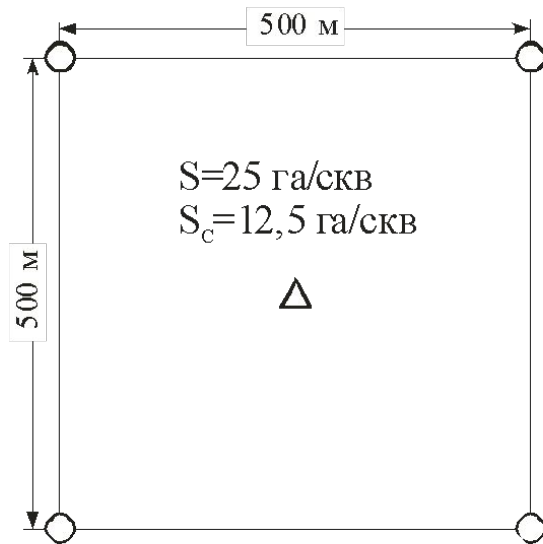
Номер слоя	Эффективная проницаемость, мкм ²	Толщина слоя, м
1	0.002	3.4
2	0.07	2.0
3	0.13	0.8
4	0.19	0.5
5	0.275	0.6
6	0.58	0.7



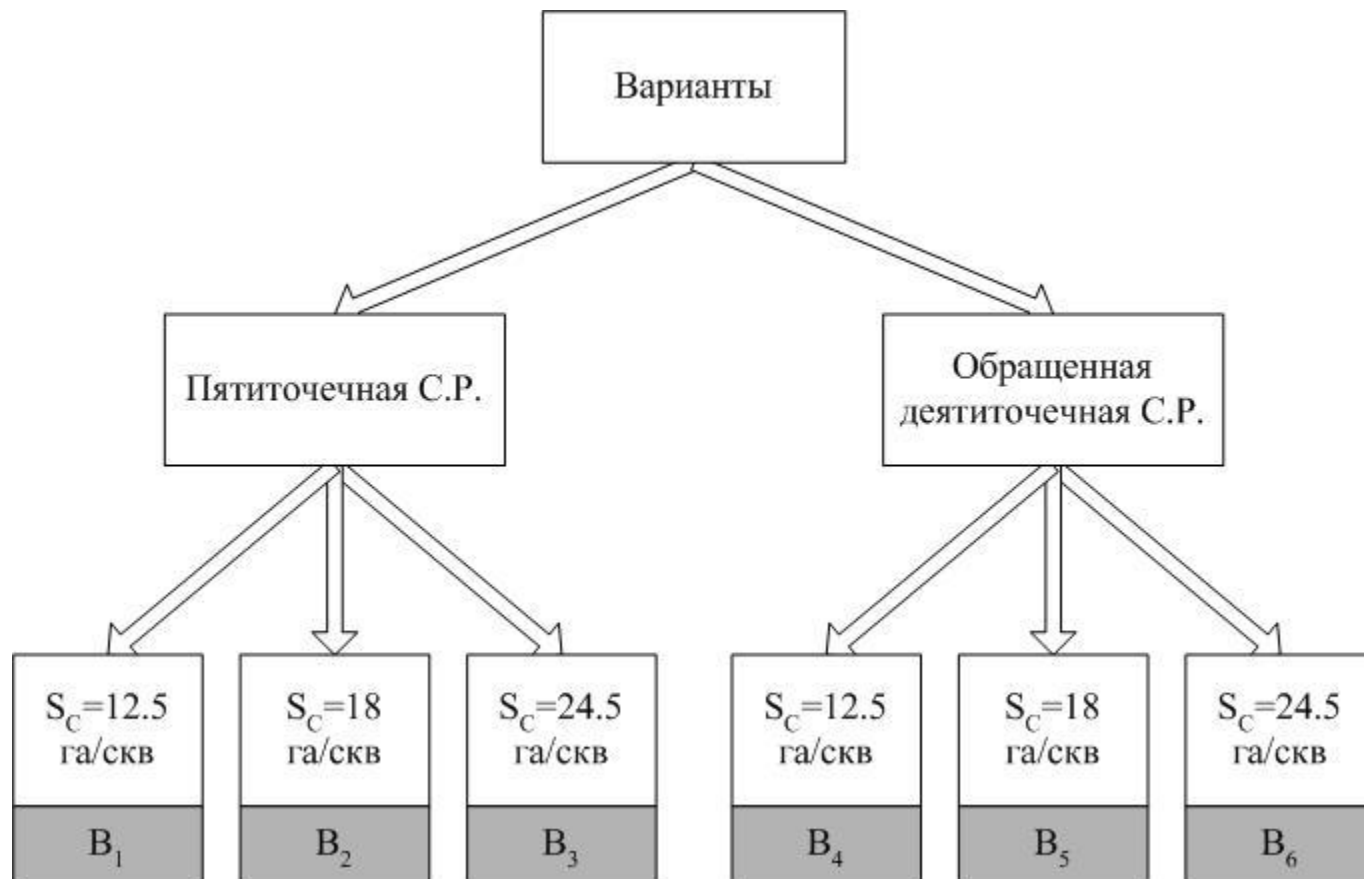
X-DIRECTION PERMEABILITY[KX] (MILLI-DARCIES)



Элементы пятиточечной и девятиточечной систем разработки при $S_c=12,5$ га/скв.

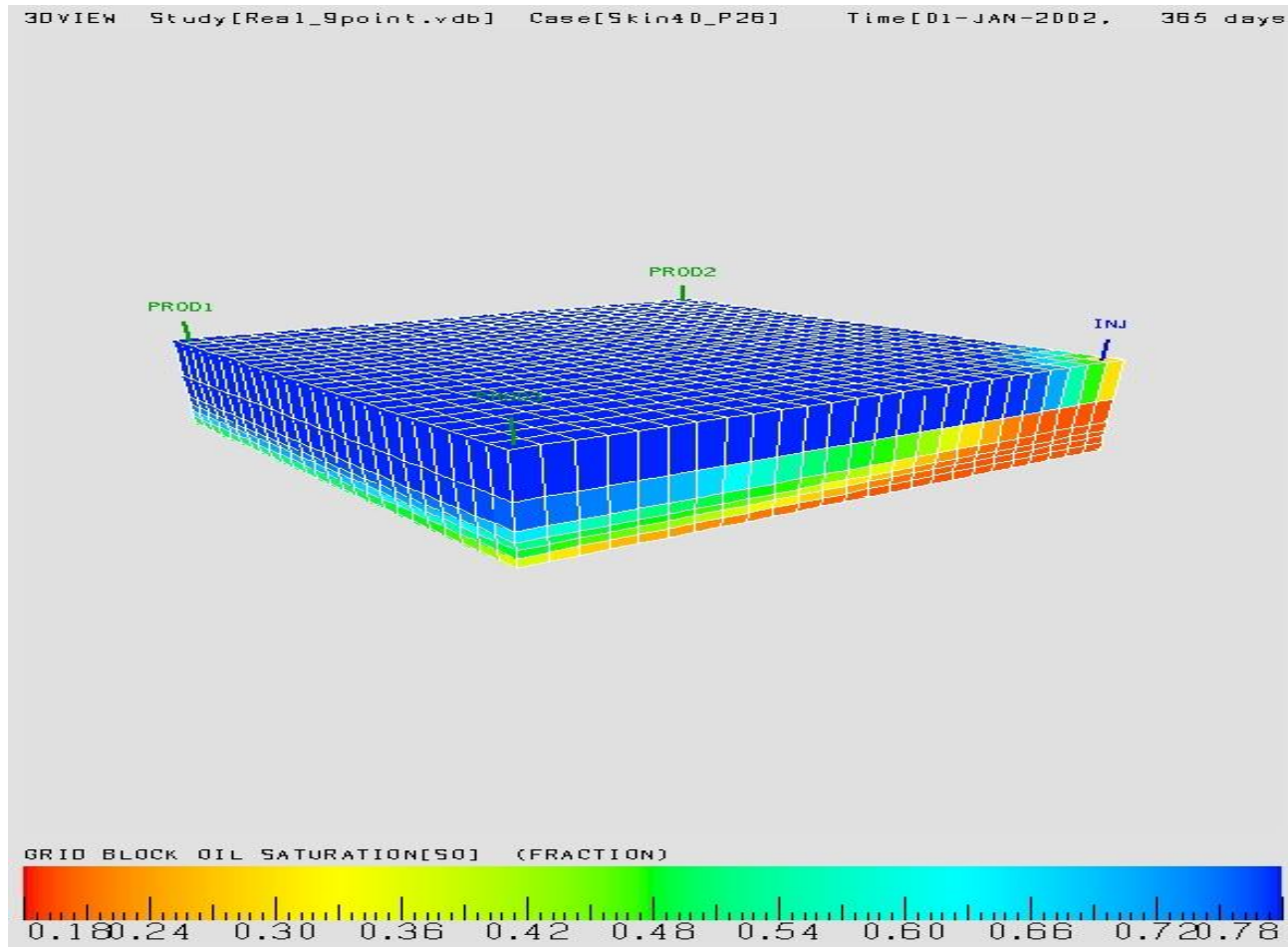


Рассматриваемые варианты систем разработки

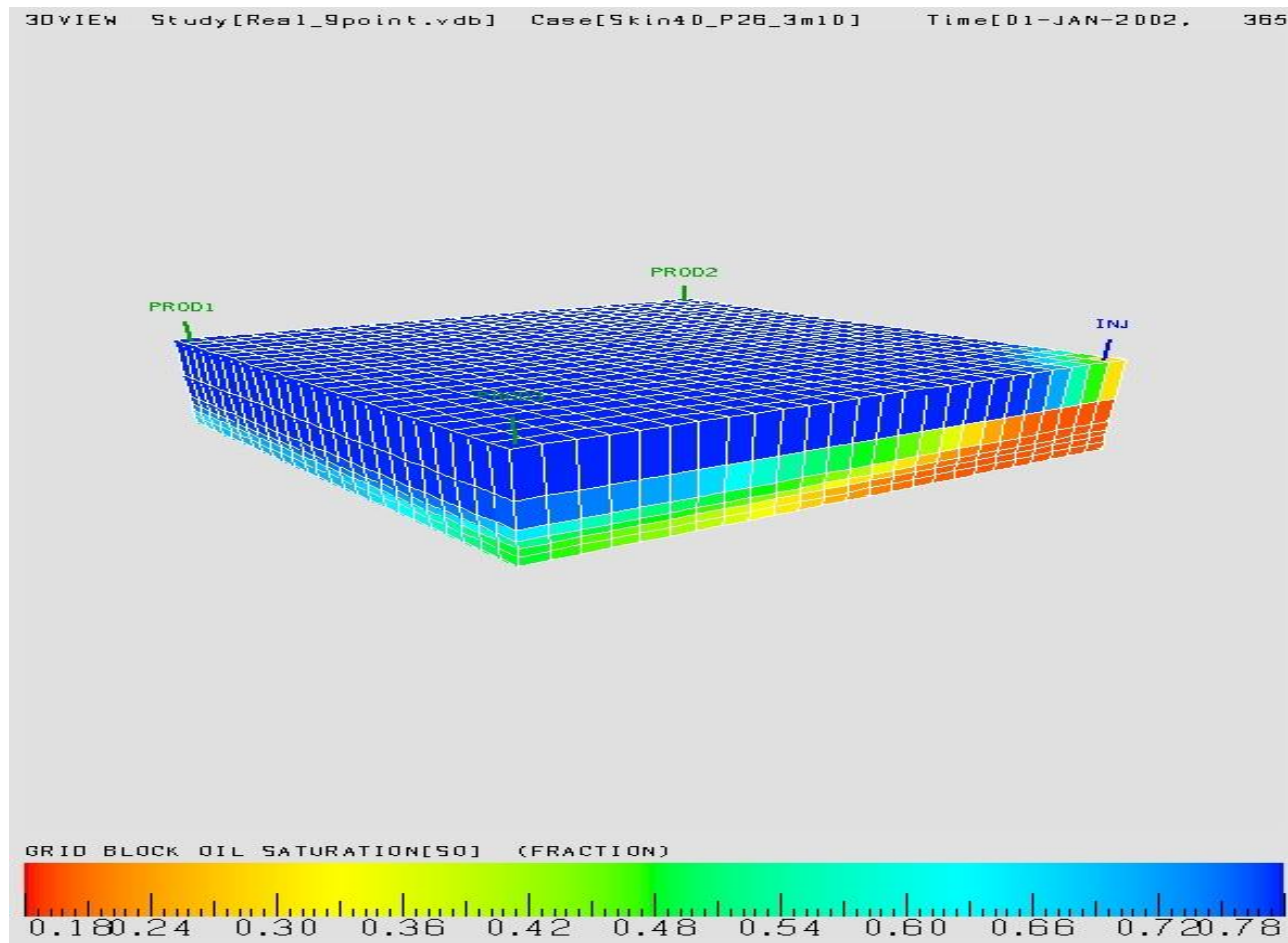


Распределение нефтенасыщенности пласта при обращенной девятиточечной системе

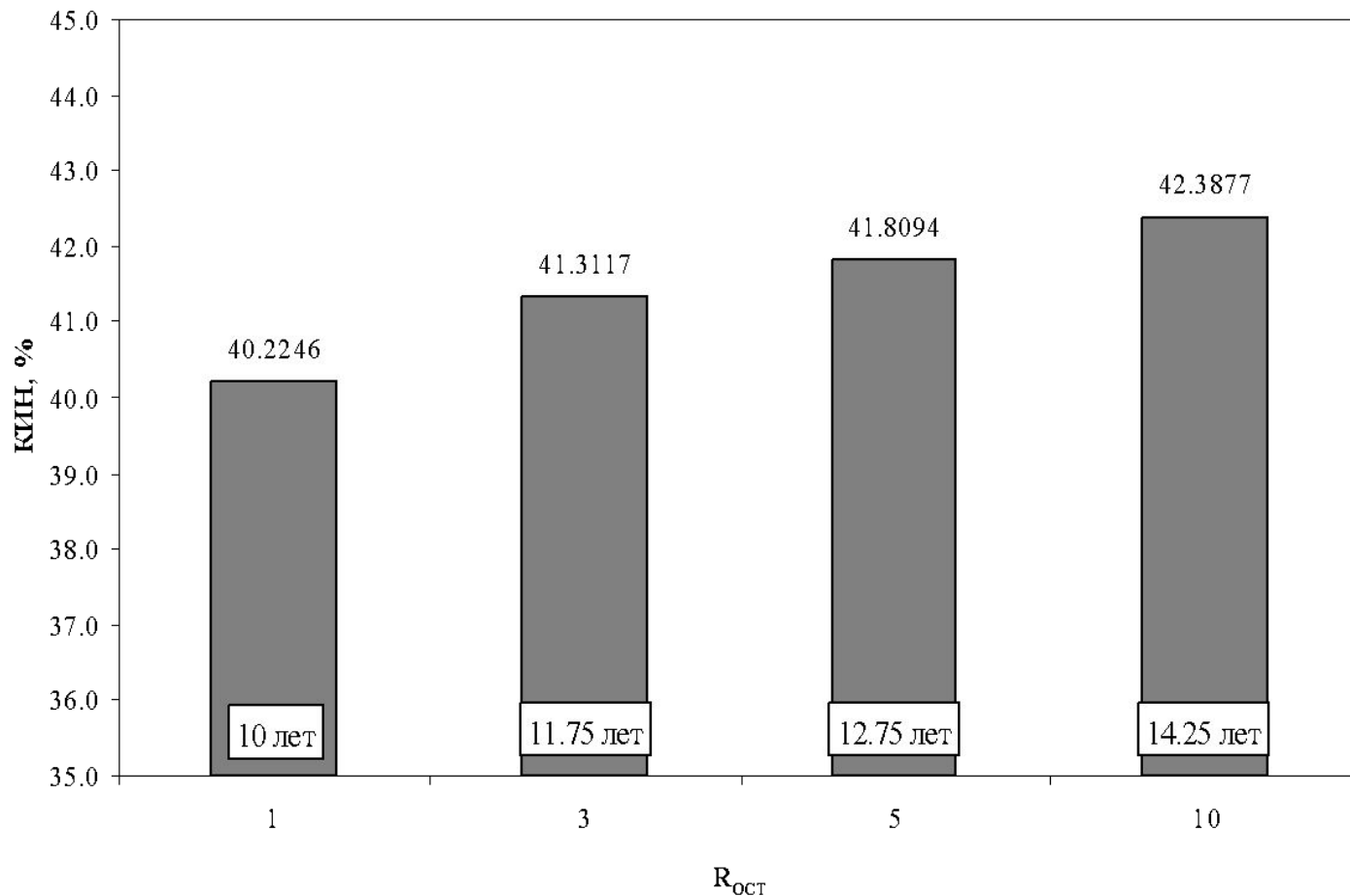
(через 1 год после начала разработки)



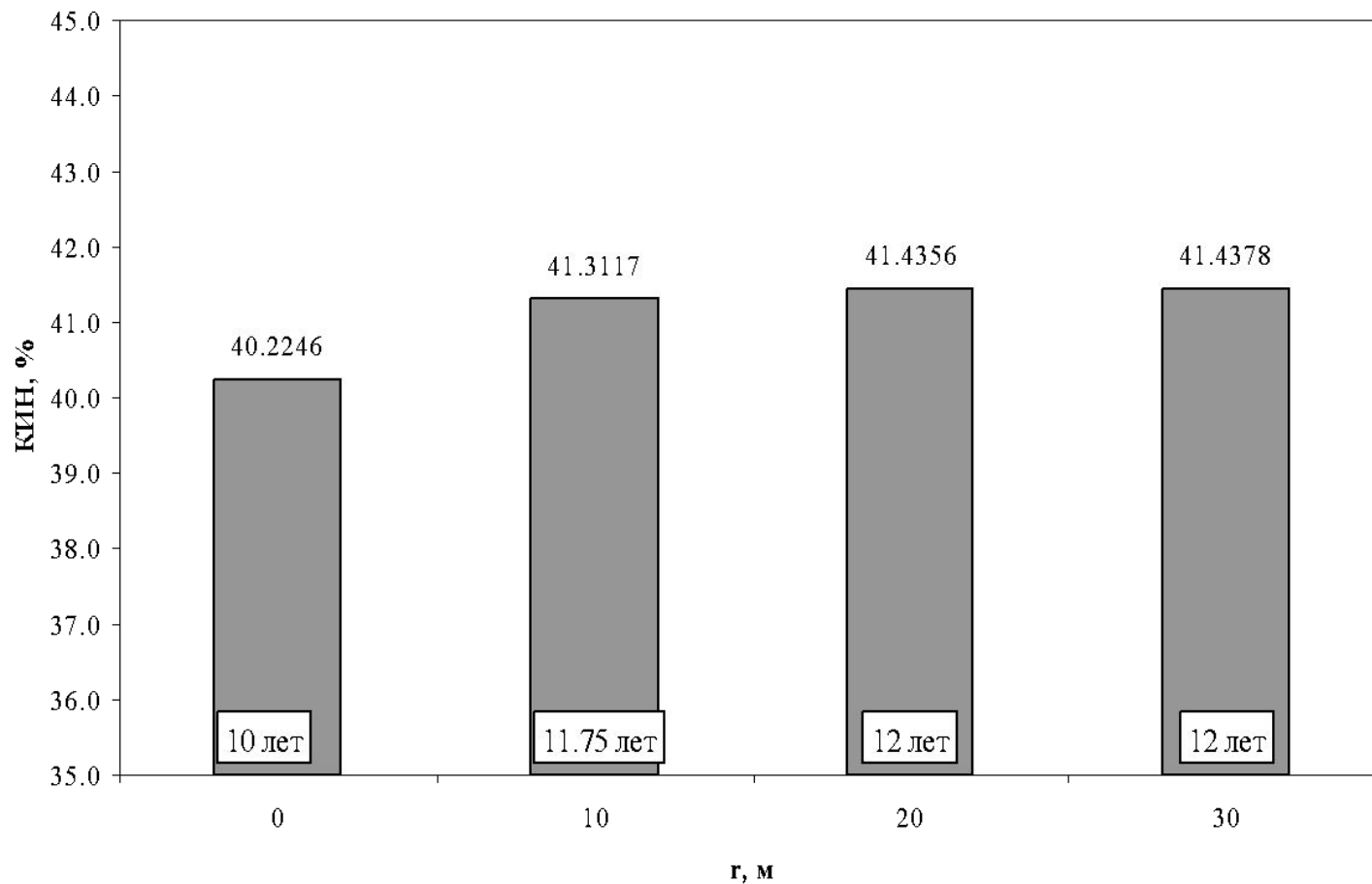
Распределение нефтенасыщенности пласта при обращенной девятиточечной системе (через 1 год после начала разработки) с применением технологии тампонирования ($R_{OCT}=3$; $r=10$ м)



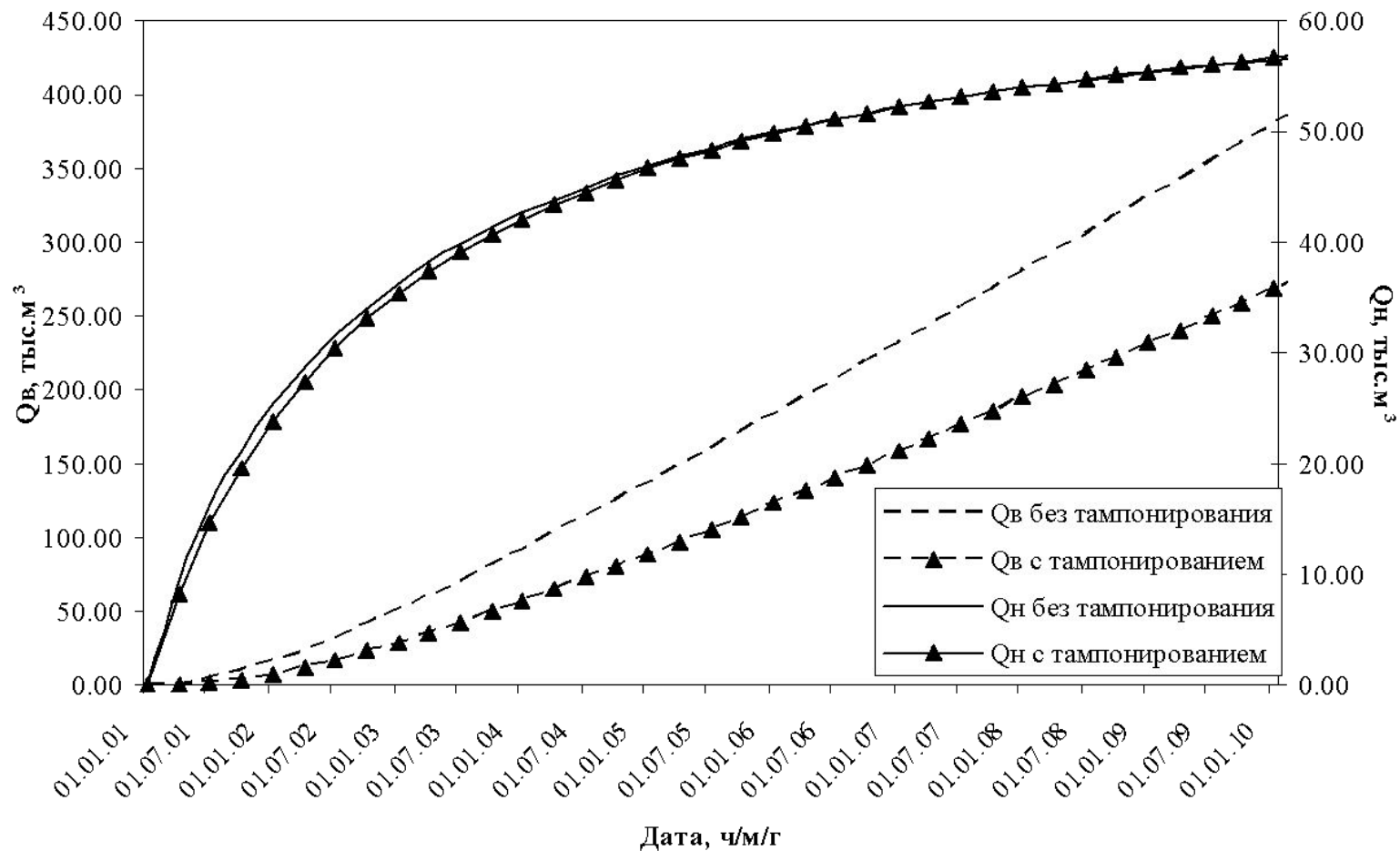
**Зависимость КИН от фактора остаточного сопротивления $R_{ост}$
для обращенной девятиточечной системы разработки, $S_C=18$
га/скв.**



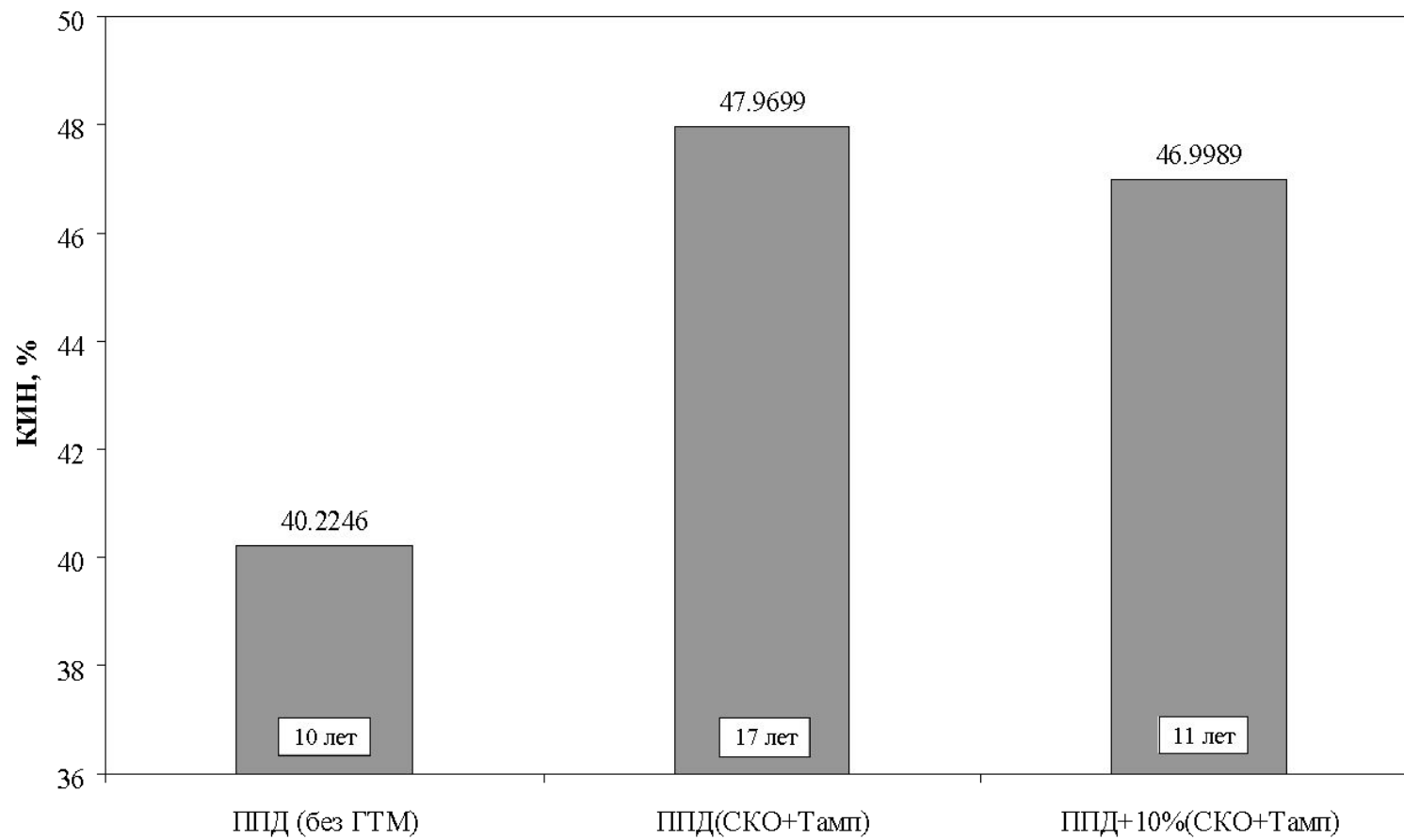
**Зависимость КИН от радиуса тампонирования r для
обращенной девятиточечной системы разработки,
 $S_C=18$ га/скв.**



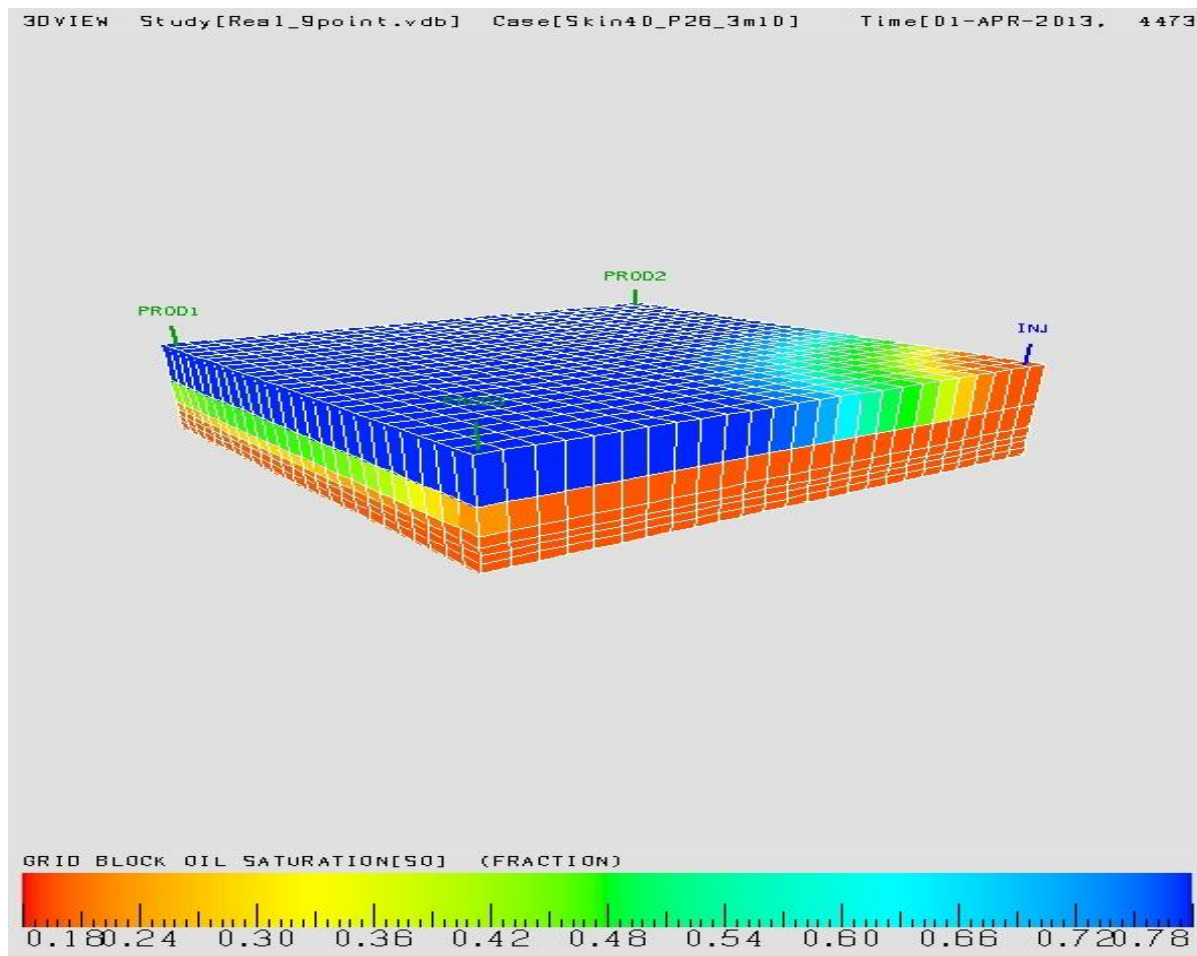
Накопленные показатели для обращенной девятиточечной системы разработки за 9 лет, $S_C=18$ га/скв.



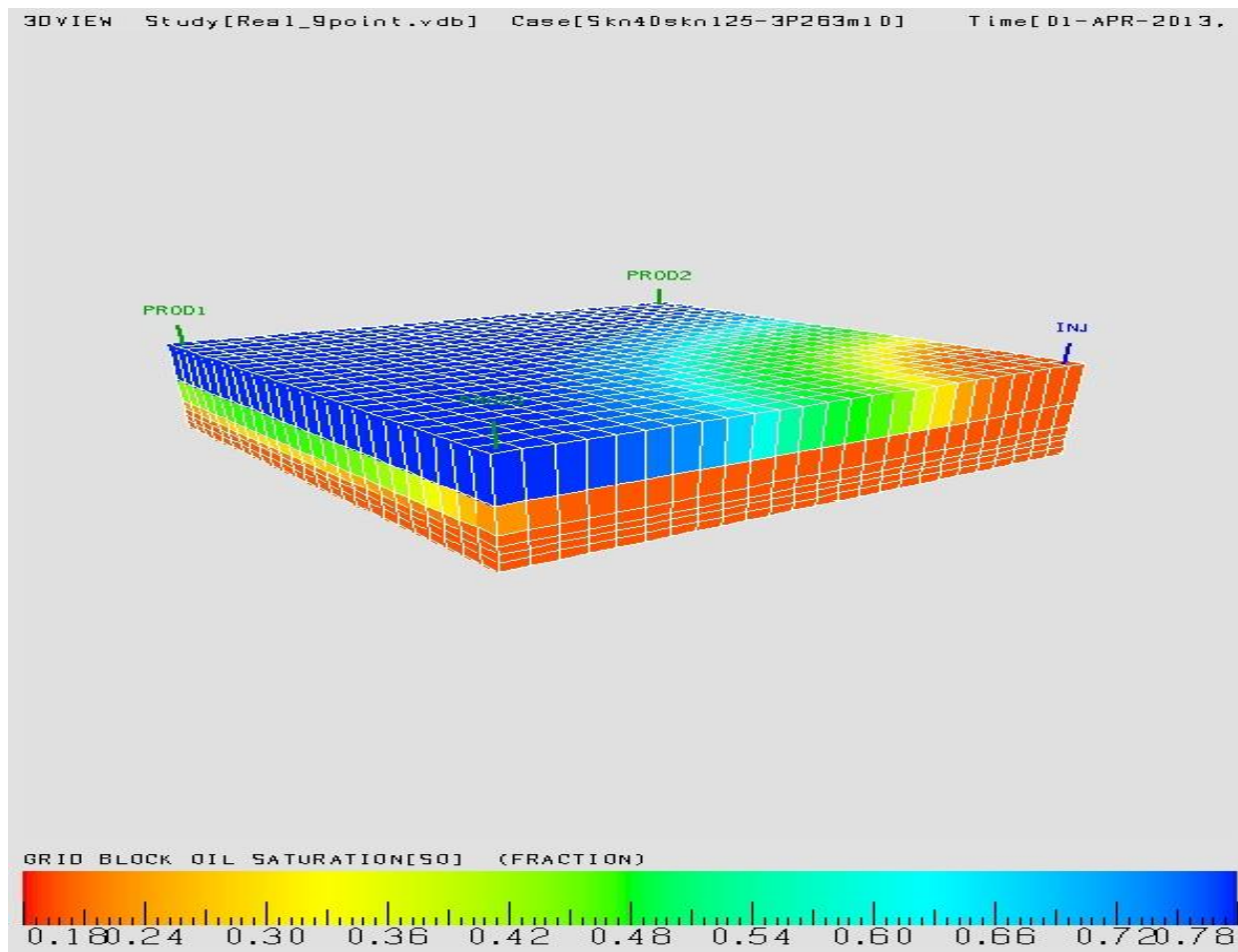
Зависимость коэффициента извлечения нефти при различных технологиях интенсификации добычи нефти для обращенной девятиточечной системы разработки ($S_C=18$ га/скв)



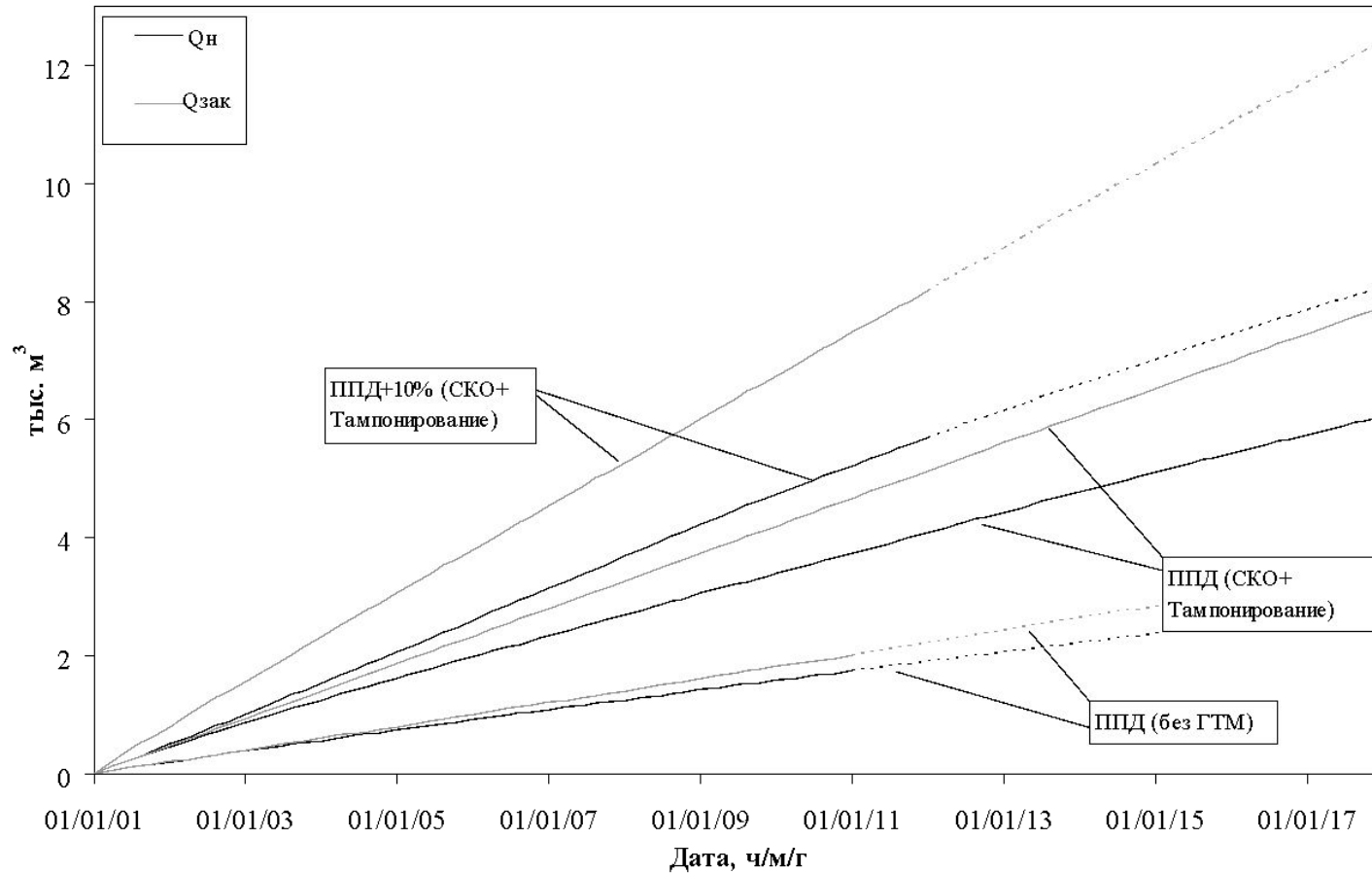
Распределение нефтенасыщенности пласта при обращенной девятиточечной системе (через 10 лет после начала разработки) с применением технологии тампонирования



Распределение нефтенасыщенности пласта при обращенной девятиточечной системе (через 10 лет после начала разработки) с применением технологии тампонирования совместно с ПСКО



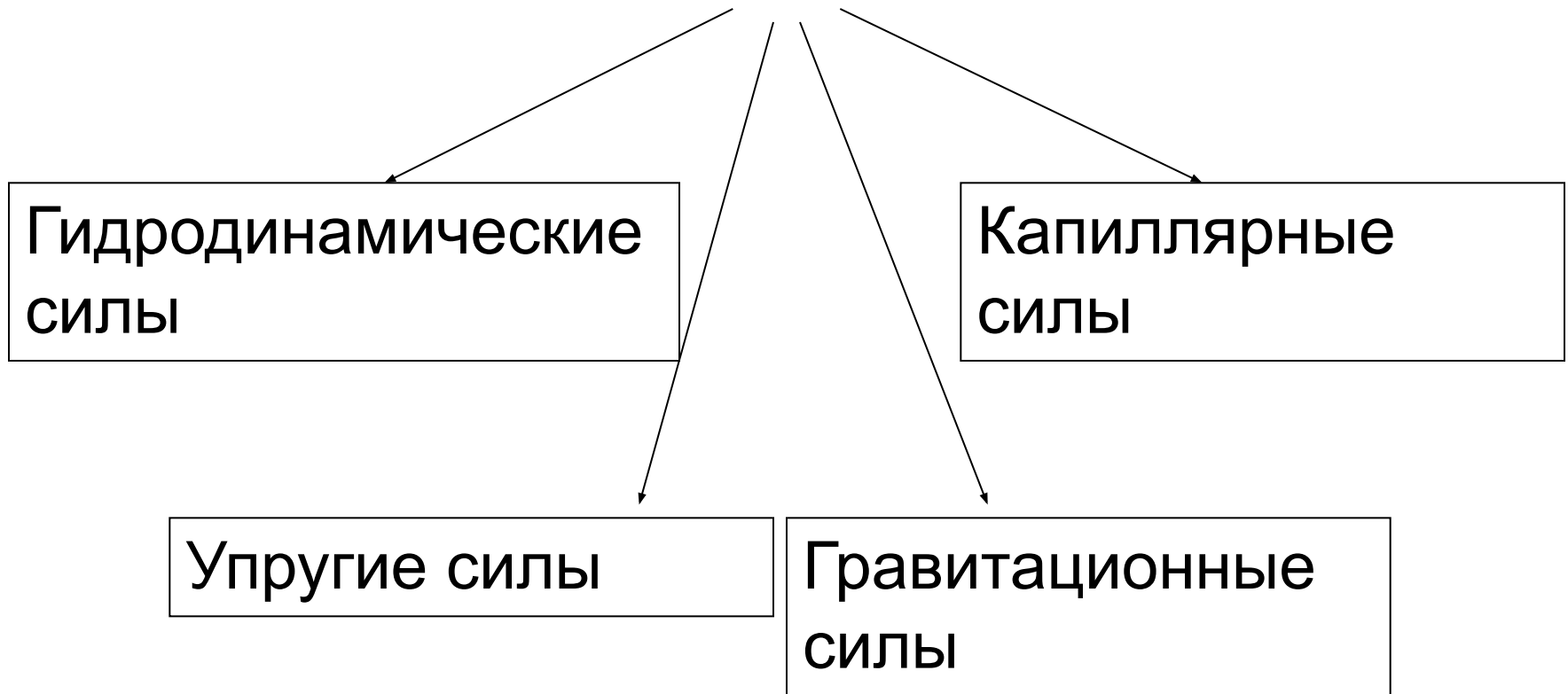
Динамика накопленной добычи нефти и закачки воды для низкопроницаемого слоя



Выбор оптимального состава тампонирующего материала с использованием эмульгатора НЕФТЕНОЛ®НЗ на основе физического моделирования процесса тампонирования.

Заводнение неоднородных
коллекторов при наличии
межслойных перетоков

Механизмы извлечения углеводородов из неоднородных коллекторов при заводнении



Механизмы извлечения углеводородов из неоднородных коллекторов при заводнении

Гидродинамические силы:

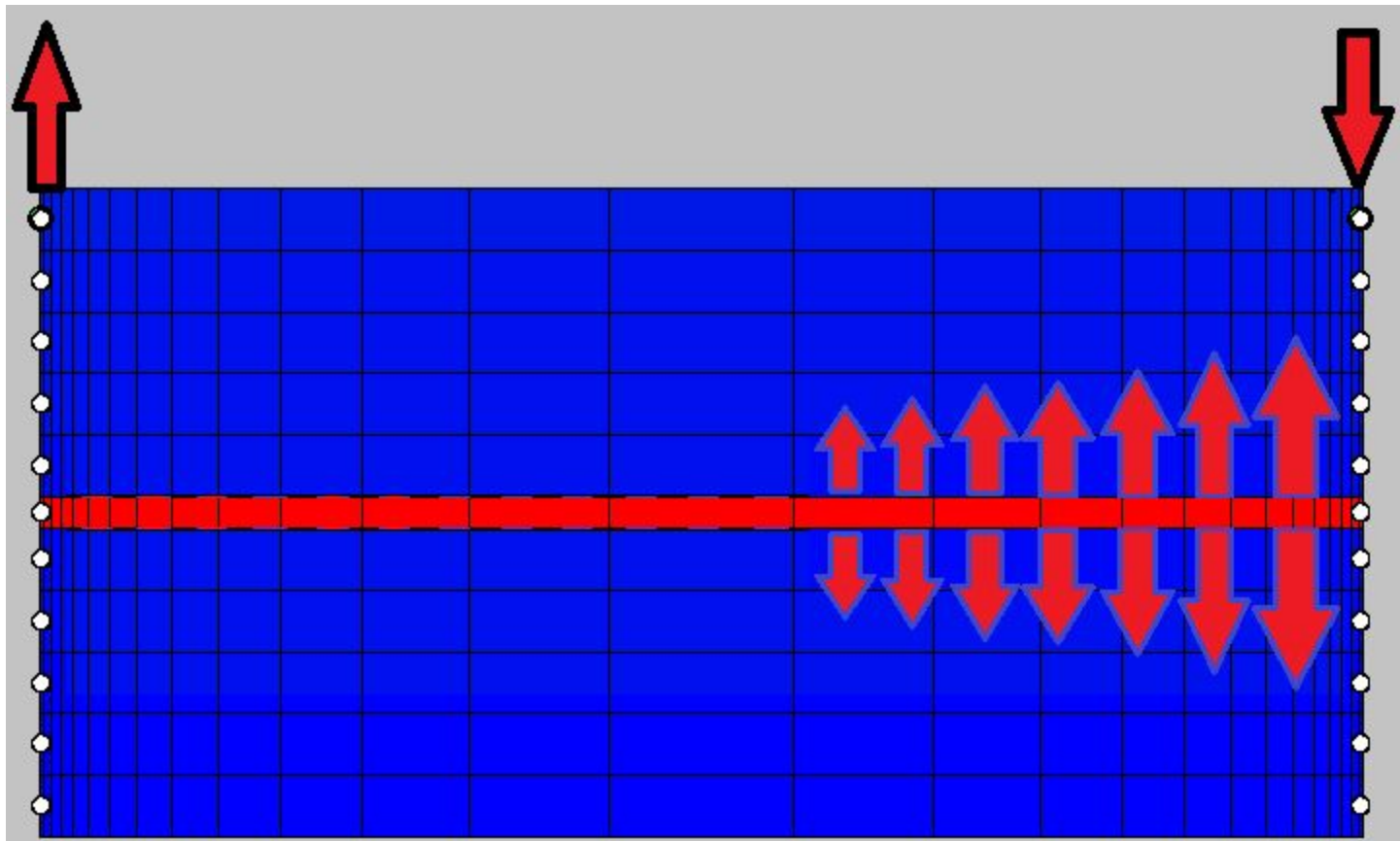
- 1 Способствуют замещению нефти водой в латеральном направлении (высокопроницаемые коллектора),
- 2 Способствуют внедрению воды в низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны пласта **по вертикали** за счет неравномерного распределения давления (различие в пьезопроводностях).


Основные природные факторы: проницаемость НПК, капиллярные давления, анизотропия коллектора.


Обмен флюидами между слоями разной проницаемости при активном нагнетании вытесняющего агента

Добывающая скважина

Нагнетательная скважина



 Высокопроницаемый слой

 Низкопроницаемый слой

Механизмы извлечения углеводородов из неоднородных коллекторов при заводнении

Капиллярные силы – активизация обмена флюидами

Капиллярная пропитка - из-за микронеоднородности коллектора и его гидрофильных свойств часть нефти в мелких порах малопроницаемых участков залежи замещается водой;

Упругие силы – способствуют поддержанию и выравниванию пластового давления, т.е. активизации обмена флюидами.

1. Высокая сжимаемость коллектора (деформационные процессы);

2. Повышение сжимаемости системы за счет частичного разгазирования нефти.

$R_{забойное} = 0.9 R_{насыщения}$.

Механизмы извлечения углеводородов из неоднородных коллекторов при заводнении

Необходимость активизации указанных механизмов зависит от геолого-промысловых особенностей неоднородных коллекторов.

1. Внедрение воды за счет гидродинамических сил из-за неравномерного распределения давления невозможно при существенной анизотропии коллектора.

2. При низкой проницаемости основного коллектора (особенно в верт. направлении) внедрение воды может происходить при капиллярной пропитке (иногда гидродин. силы практически не участвуют в заводнении)

3. Использование упругих сил способствует более полному охвату при активизации обмена флюидами.

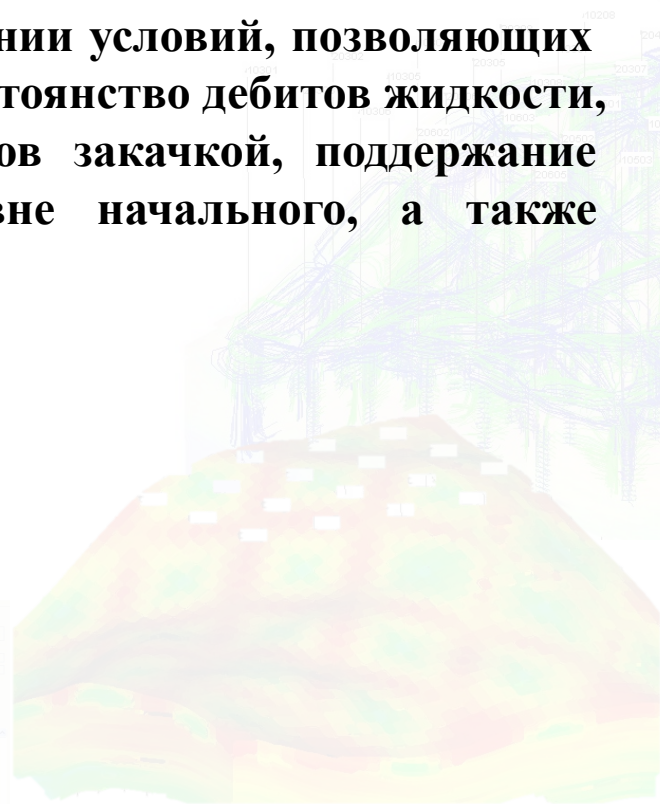
Методика численных исследований

В методике обоснованы следующие позиции:

- размерность гидродинамической сетки;
- максимальный расчетный шаг по времени;
- необходимость учета влияния деформационных процессов;
- необходимость проведение расчетов при соблюдении условий, позволяющих выполнять сравнение вариантов разработки (постоянство дебитов жидкости, обеспечение среднегодовой компенсации отборов закачкой, поддержание среднегодового пластового давления на уровне начального, а также обоснование расчетного периода).



Time	Production	Injection	Pressure	Temperature	...
0.000000	0.000000	0.000000	10.000000	30.000000	...
0.001000	0.001000	0.001000	9.999000	30.000000	...
0.002000	0.002000	0.002000	9.998000	30.000000	...
0.003000	0.003000	0.003000	9.997000	30.000000	...
0.004000	0.004000	0.004000	9.996000	30.000000	...
0.005000	0.005000	0.005000	9.995000	30.000000	...
0.006000	0.006000	0.006000	9.994000	30.000000	...
0.007000	0.007000	0.007000	9.993000	30.000000	...
0.008000	0.008000	0.008000	9.992000	30.000000	...
0.009000	0.009000	0.009000	9.991000	30.000000	...
0.010000	0.010000	0.010000	9.990000	30.000000	...

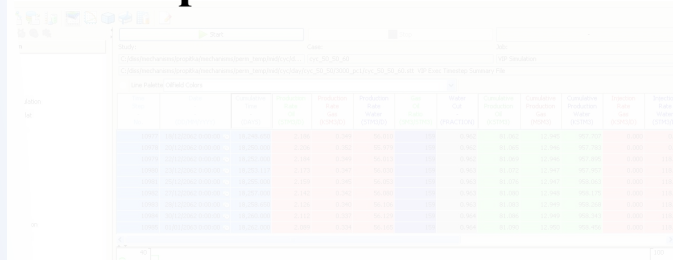


Методика численных исследований. Построение гидродинамической модели

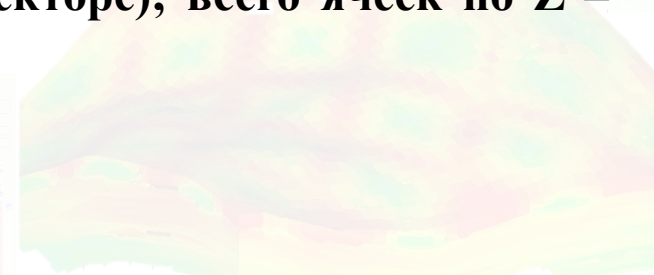
1. Выбор размерности сетки по оси Z .

Ввиду того, что суперколлектор представлен тонким прослоем, расположенным в основном низкопроницаемом пласте по своей площади элемента разработки, важным являются процессы вытеснения в вертикальном направлении. Вытеснение в вертикальном направлении определяется комплексом механизмов, таких как гидродинамические, гравитационно-капиллярные, упругие (в том числе деформационные процессы). Поэтому для повышения достоверности расчетов необходимо моделирование на подробных моделях. При расчетах обосновано измельчение самого суперколлектора и прилегающих низкопроницаемых разностей. Степень измельчения определяется соотношением изменением показателей и временем расчетов.

В данном исследовании при общей толщине пласта 15 м., из них суперколлектор – 1 м. Итоговая сетка по Z неравномерная, сгущается к суперколлектору до 0.2 м (как и в самом суперколлекторе); всего ячеек по Z – 35шт., из них 5 – суперколлектор.

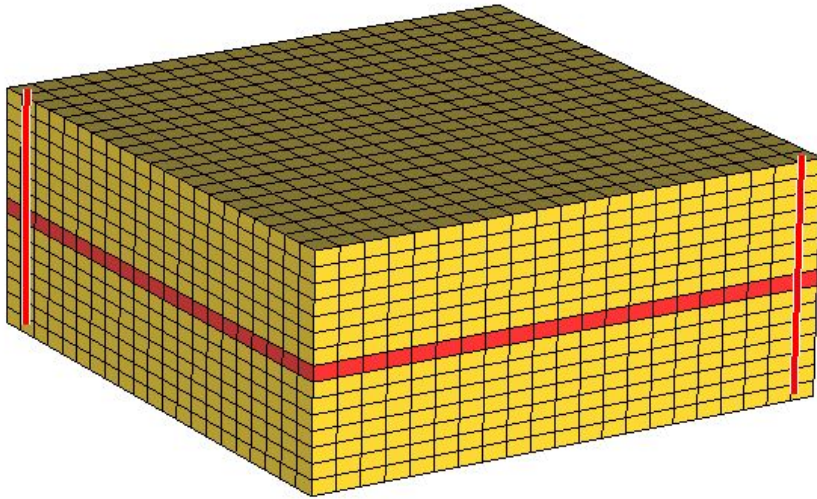


Time	Pressure	Flow Rate	Temperature	Concentration	Other
0.0	100.0	0.0	30.0	0.0	0.0
0.1	99.5	0.1	30.0	0.0	0.0
0.2	99.0	0.2	30.0	0.0	0.0
0.3	98.5	0.3	30.0	0.0	0.0
0.4	98.0	0.4	30.0	0.0	0.0
0.5	97.5	0.5	30.0	0.0	0.0
0.6	97.0	0.6	30.0	0.0	0.0
0.7	96.5	0.7	30.0	0.0	0.0
0.8	96.0	0.8	30.0	0.0	0.0
0.9	95.5	0.9	30.0	0.0	0.0
1.0	95.0	1.0	30.0	0.0	0.0

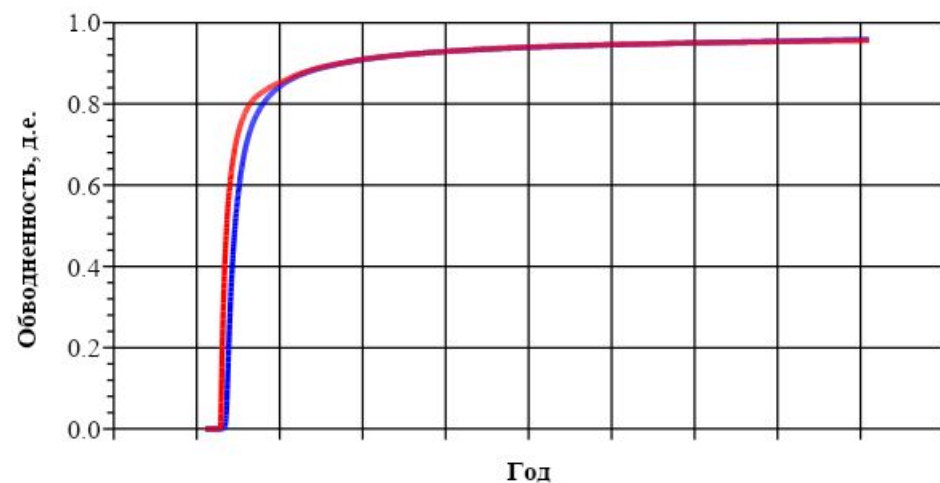
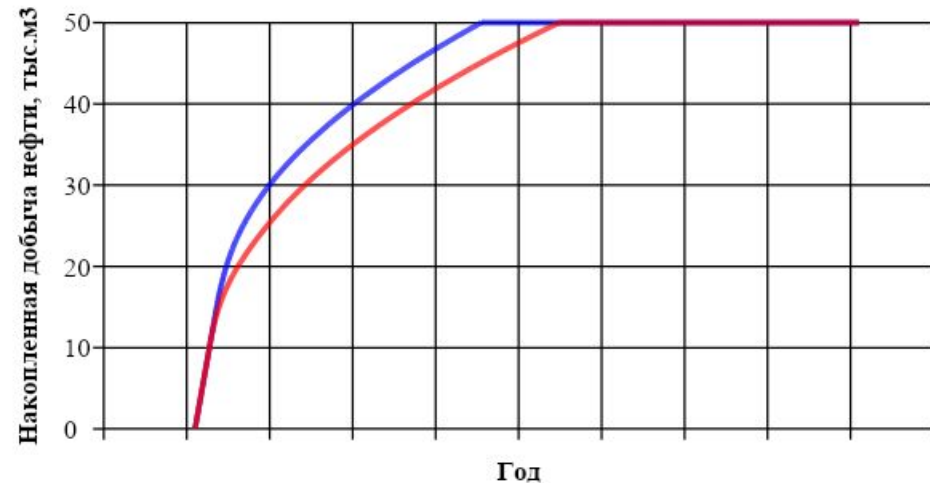
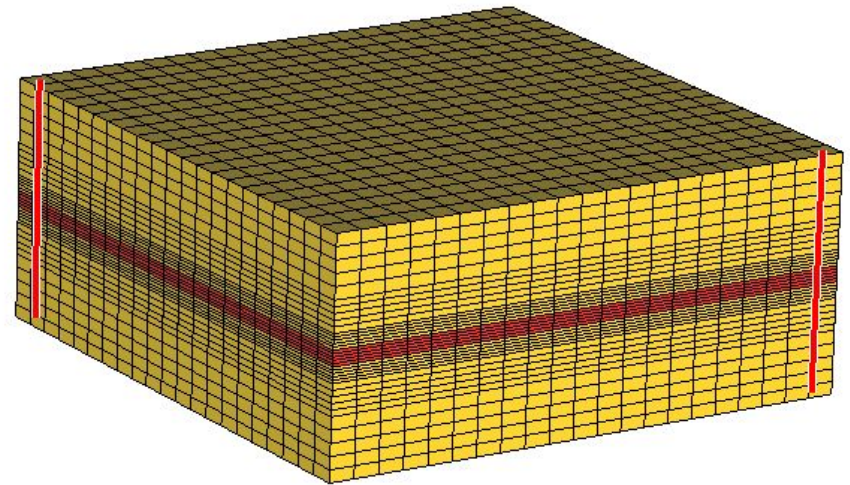


Методика численных исследований. Влияние размерности сетки (1)

Модель с крупными ячейками (15 слоев)



Модель с измельченными ячейками (35 слоев)



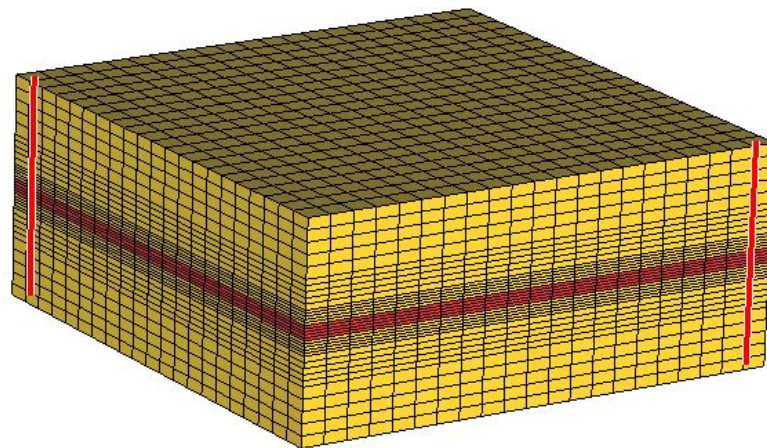
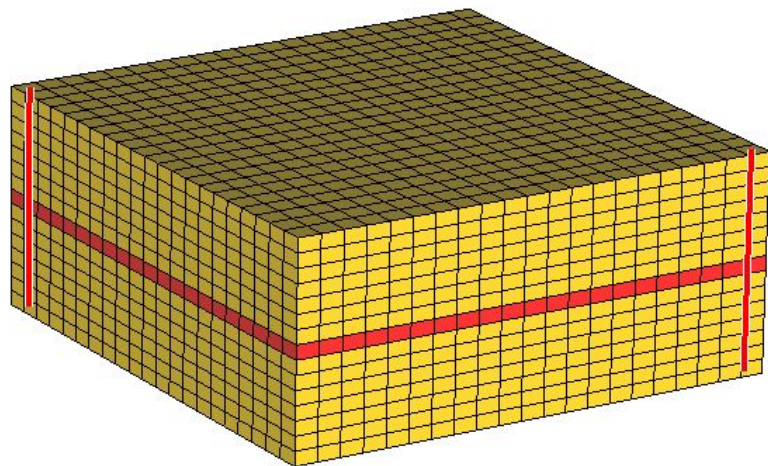
— Крупные ячейки (15 слоев) — Измельченные ячейки (35 слоев)

— Крупные ячейки (15 слоев) — Измельченные ячейки (35 слоев)

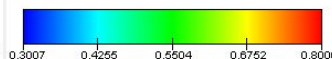
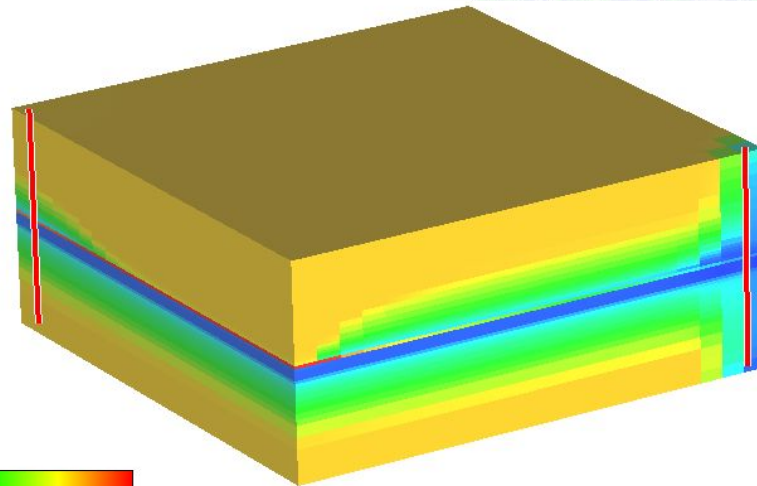
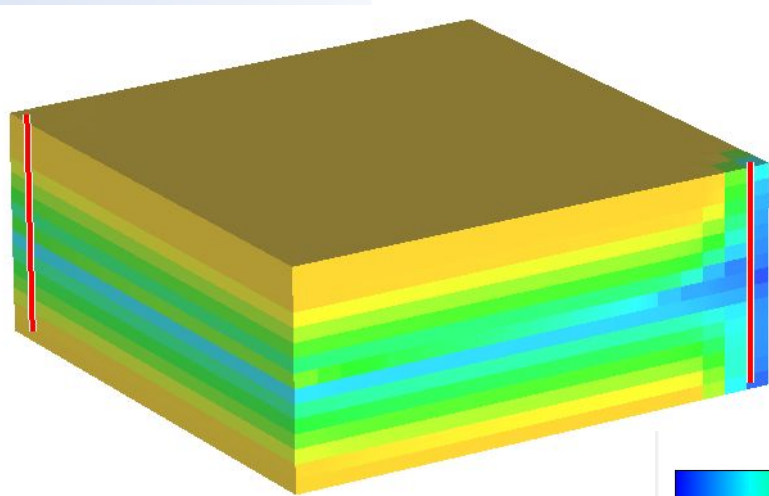
Методика численных исследований. Влияние размерности сетки (2)

Модель с крупными ячейками (15 слоев)

Модель с измельченными ячейками (35 слоев)



Нефтенасыщенность через 10 лет стационарного заводнения



Методика численных исследований. Построение гидродинамической модели

2. Влияние деформационных процессов.

Для учета влияния сжимаемости системы при изменении эффективного давления при циклическом заводнении, а также изменения проницаемости системы, необходимо использовать опции гидродинамического симулятора, позволяющие учесть изменение пористости и проницаемости от эффективного (или пластового) давления.

При протекании деформационных процессов для повышения достоверности расчетов необходимо локальное измельчение скважинной ячейки. В практике моделирования принято использовать ячейки размером 100x100 м. При этом невозможно адекватно смоделировать процессы в скважинной ячейке. Поэтому в данном исследовании обоснован размер ячеек по литерале 20x20 м.

Для обоснования границ изменения пластового давления необходимо проведение соответствующих исследований кернового материала. Исследование направлено на определение эффективного давления, при котором отсутствуют необратимые изменения фильтрационно-емкостных свойств системы.

Методика численных исследований. Деформационные процессы (1)

При **циклическом заводнении** в периодах повышения и понижения пластового давления (в полциклах) изменяется эффективное давление, что может приводить к протеканию **деформационных процессов**, при которых имеет место кинетика пористости, проницаемости системы. При росте эффективного давления может быть преодолен упругий предел сжимаемости, когда наступают необратимые деформации, отличающие уплотнение пласта от его упругого сжатия.

При упругих деформациях системы изменения пористости (1) и проницаемости (2) при изменения пластового давления описываются экспоненциальными зависимостями:

$$m(p) = m_0 e^{-\alpha_m(p_0 - p)} \quad (1)$$

$$k(p) = k_0 e^{-\alpha_k(p_0 - p)} \quad (2)$$

где m_0 – пористость системы при начальном пластовом давлении p_0 , д.е.; α_m – коэффициент изменения пористости, 1/МПа; k_0 – проницаемость системы при начальном пластовом давлении p_0 , мкм²; α_k – коэффициент изменения проницаемости, 1/МПа; p_0, p – начальное и текущее пластовые давления, МПа.

Методика численных исследований. Деформационные процессы (2)

Пример задания упругих деформаций при моделировании (1, 2). Значения коэффициентов изменения пористости α_m и проницаемости α_k от изменения пластового давления для основного пласта:

Модель		
Модель №1	6.8E-03	1.0E-01
Модель №2	3.5E-03	5.0E-02
Модель №3	6.0E-04	1.0E-02

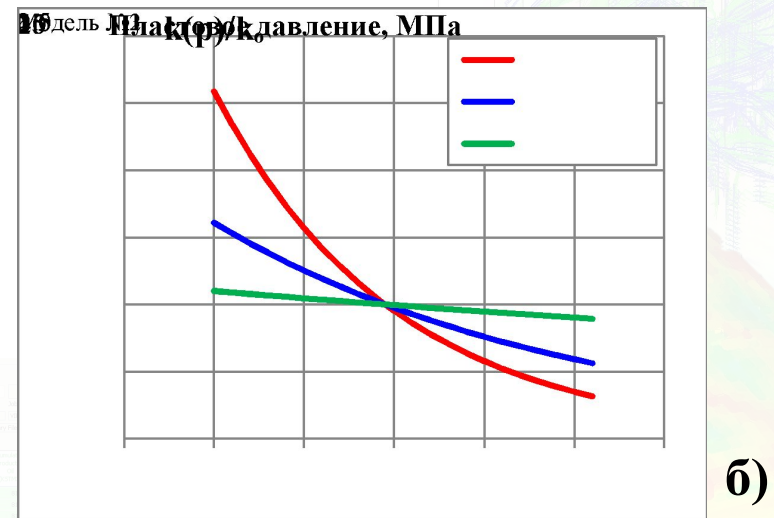
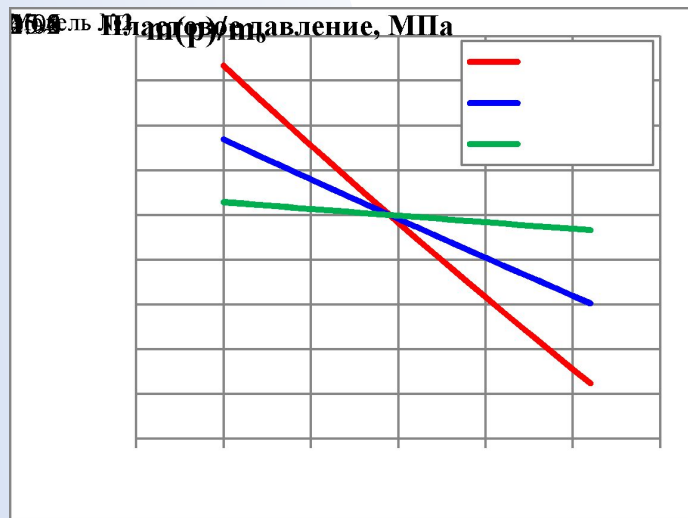


Рис. Зависимости изменения пористости а) и проницаемости б) от изменения пластового давления исследуемых моделей 1-3

Методика численных исследований. Деформационные процессы (4)

При циклическом заводнении пластовое давление снижается по сравнению с первоначальным в полуцикле добычи и возрастает в полуцикле закачки. За дополнительную добычу нефти можно принять вытесненную остаточную нефть при снижении давления. С целью исключения влияния неподвижных насыщенных воспользуемся подходами концепции эффективного порового пространства (ЭПП, труды С.Н. Закирова). В концепции ЭПП неподвижные фазы не учитываются при моделировании. Т.е. фазовые проницаемости задаются без учета связанной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности.

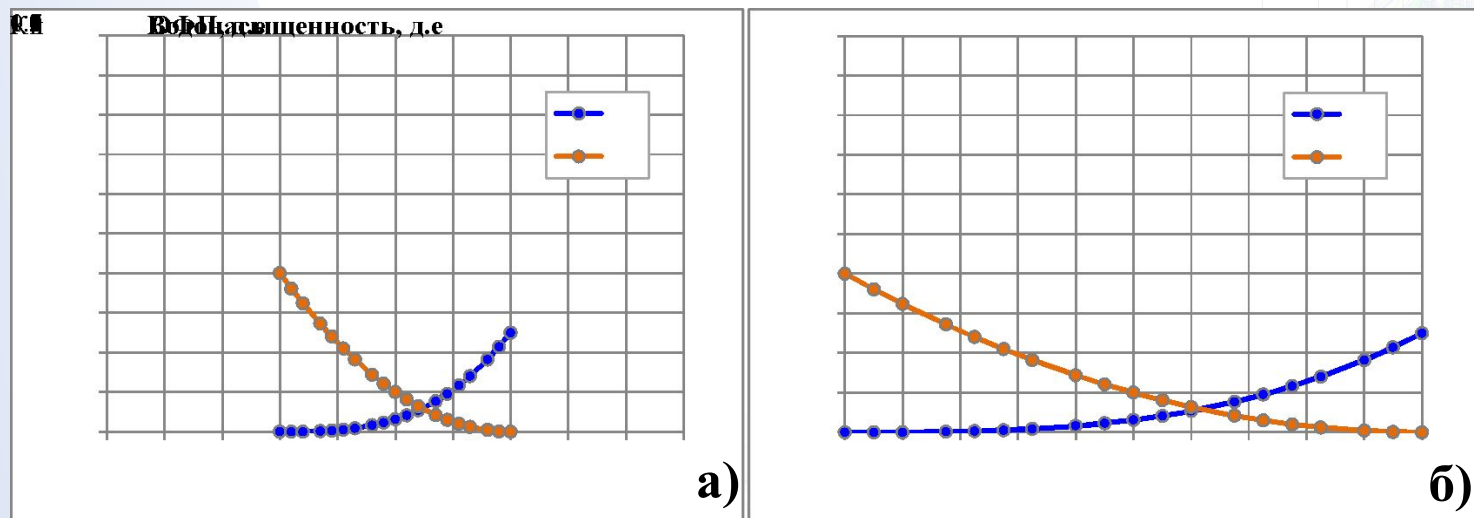


Рис. Относительные фазовые проницаемости нефти и воды в концепциях а) АПП и б) ЭПП.

Методика численных исследований. Планирование и анализ результатов

Совокупность исследуемых факторов

Природные параметры:

- Капиллярные силы;
- Положение суперколлектора в продуктивном разрезе;
- Проницаемость и толщина суперколлектора;
- Проницаемость и толщина основного пласта;
- Сжимаемость системы.

Технологические параметры:

- Темпы разработки (различные отборы жидкости);
- Продолжительности периодов падения и повышения пластового давления;
- Периодическая работа добывающих скважин;
- Момент начала циклического заводнения.



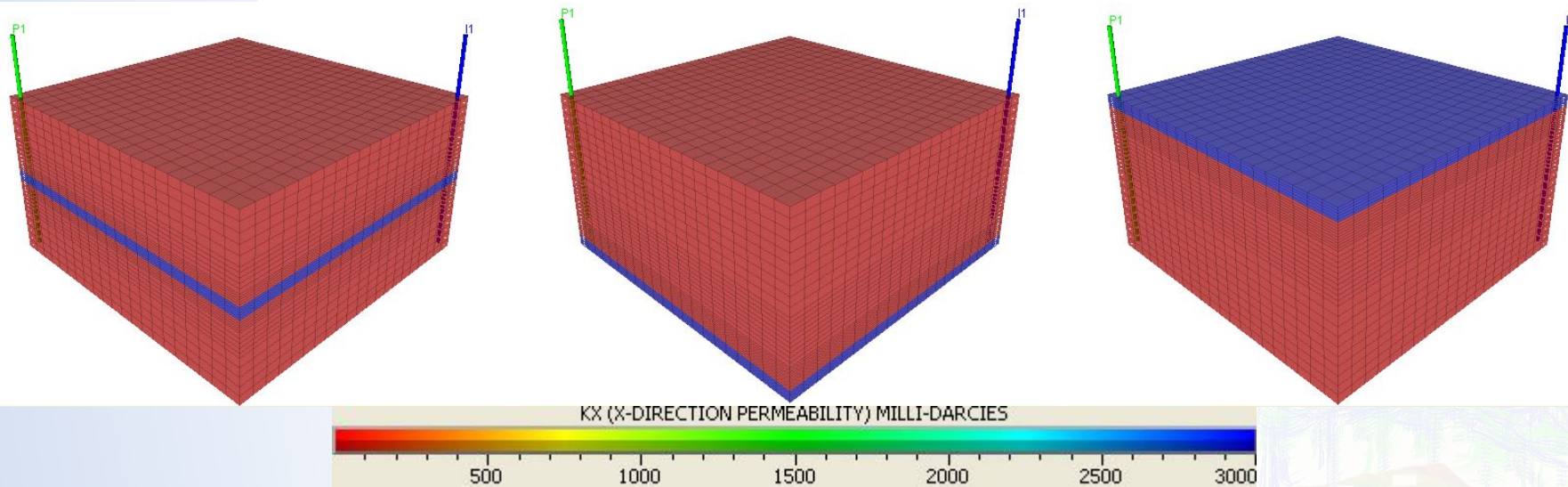
Закономерности влияние совокупности факторов на механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении

Расположение слоя суперколлектора в продуктивном разрезе пласта

В середине разреза

В подошве пласта

В кровле пласта



Параметры модели:

Пятиточечный элемент разработки.

Размеры элемента – 420x420x15 м. Плотность сетки скважин ~ 35 га/скв.

Количество ячеек по направлениям x, y, z – 21x21x35.

Размеры ячейки – по x и y 20 м., по z – от 0.2 м (суперколлектор и прилегающие ячейки) до 0.8 м.

Закономерности влияния совокупности факторов на механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении (1)

Исследование влияния капиллярной пропитки на нефтеизвлечение.

Понятие критического дебита

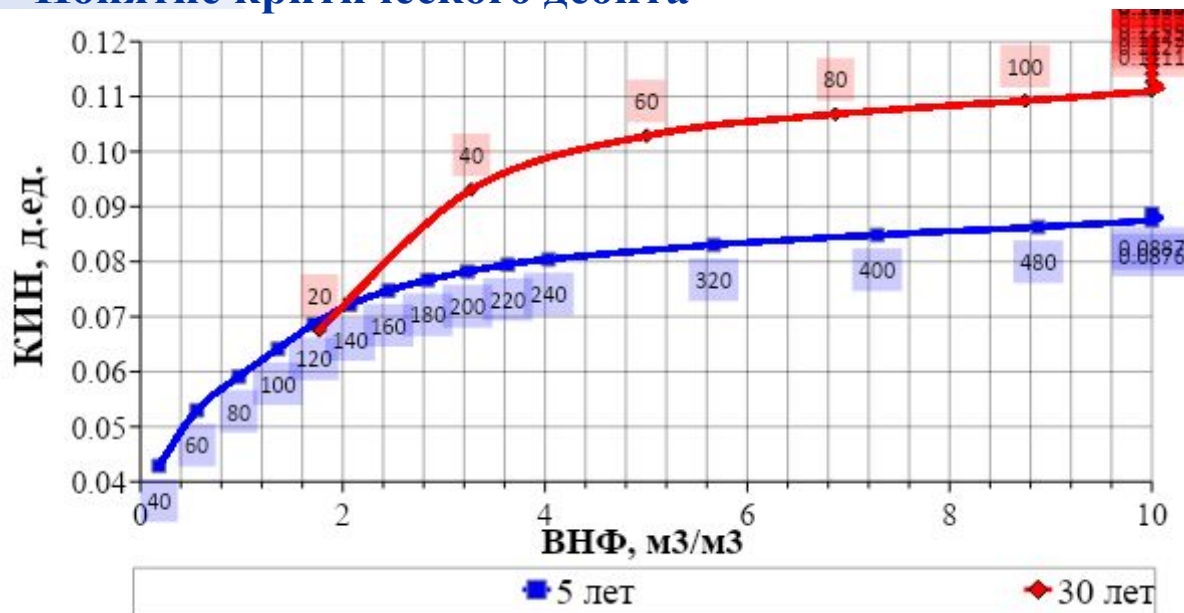


Рис. Зависимости КИН от ВНФ при различных дебитах скважины

Критический дебит - тот дебит, который позволяет обеспечить максимальное внедрение воды в основной пласт за счет капиллярной пропитки и гидродинамических градиентов. Соответствует изменению характера зависимости КИН от ВНФ - через 5 лет порядка 180 м³/сут, через 30 лет - снижение до ~ 40-60 м³/сут.

Вывод. При стационарном заводнении с компенсацией отборов закачкой гидрофильных пластов с высокой проницаемостью суперколлектора при его расположении в подошве эксплуатация скважин с обоснованным рациональным отбором (при критическом дебите) позволяет обеспечить минимальные объемы попутно добываемой воды, что позволяет повысить энергоэффективность традиционного заводнения.

Закономерности влияние совокупности факторов на механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении (2)

Оценка влияния характера смачивания основного пласта.

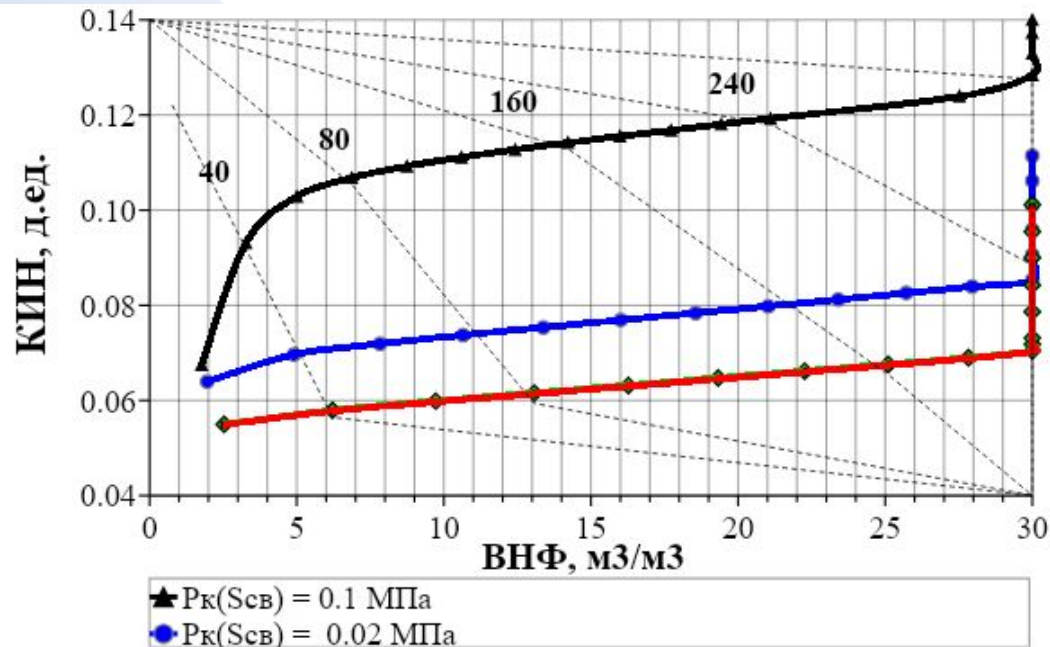


Рис 1. Зависимости КИН от ВНФ при различных дебитах скважины (за 30 лет)

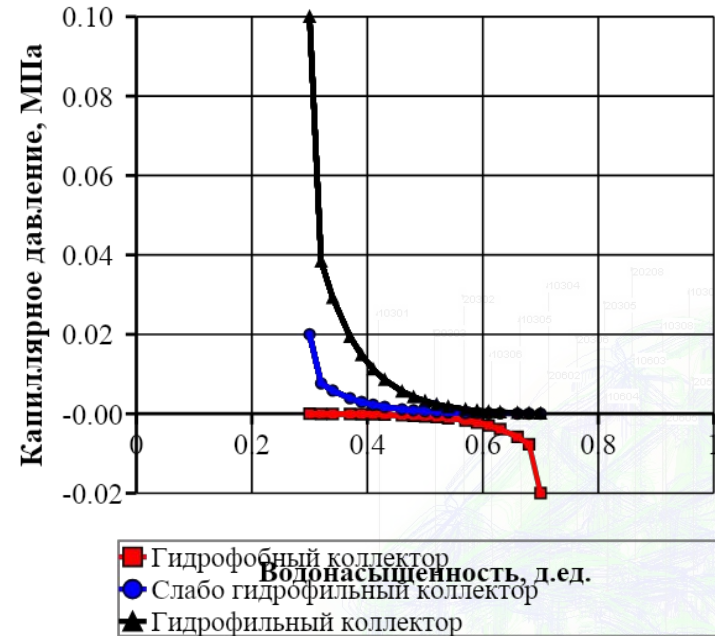


Рис 2. Зависимости капиллярного давления

Вывод. Величина КИН не превосходит 11 % в случае гидрофильного коллектора и 7 % - слабо гидрофильного коллектора. Для вариантов с гидрофобным коллектором и без учета эффектов смачивания - не превосходит 6 % и примерно соответствует извлекаемым запасам нефти в суперколлекторе. Т.о., в гидрофильном пласте вклад пропитки в нефтеизвлечение находится в интервале от 2 до 5 % от извлекаемых запасов.

Закономерности влияние совокупности факторов на механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении (3)

Оценка влияния положения суперколлектора на эффективность нефтеизв-ия.

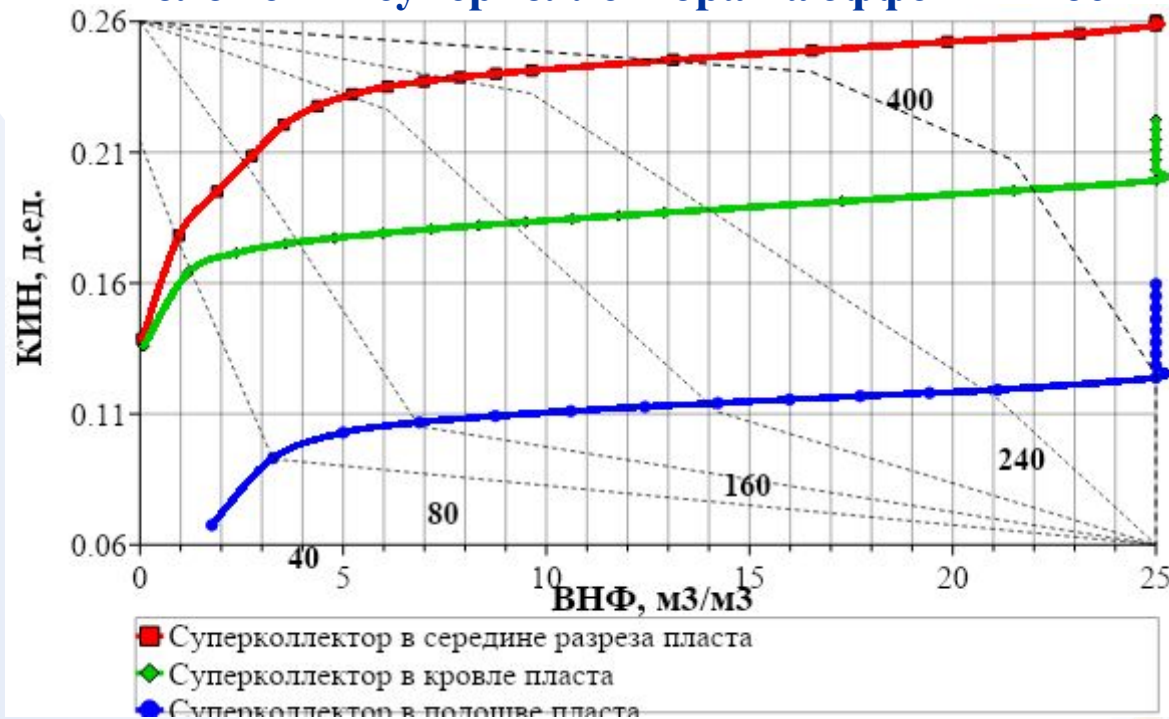


Рис. Зависимости КИН от ВНФ при различных дебитах скважины (за 30 лет)

Вывод. В зависимости от положения суперколлектора влияние капиллярной пропитки различно и определяется поверхностью контакта суперколлектора и основного пласта. Так, при среднем расположении суперколлектора капиллярный режим протекает при больших значениях дебитов. Критический дебит находится в интервале от 120 до 140 м³/сут.

Закономерности влияние совокупности факторов на механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении (4)

Оценка влияния фильтрационных свойств суперколлектора.

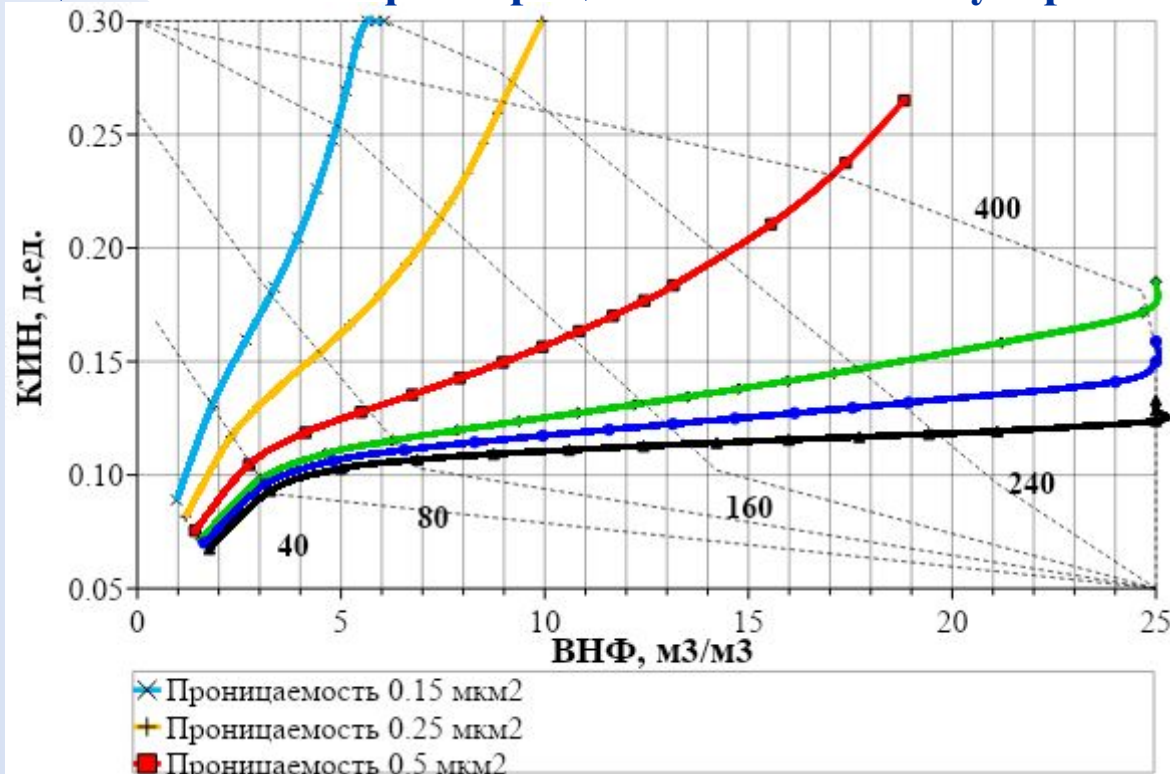


Рис. Зависимости КИН от ВНФ при различных дебитах скважины (за 30 лет)

Вывод. При снижении проницаемости суперколлектора увеличивается эффективность разработки при дебитах выше критического - возрастает вклад в КИН механизмов, основанных на влиянии гидродинамических градиентов. В интервале проницаемостей от 3.0 до 1.0 мкм² характер влияния механизмов сохраняется – низкая эффективность увеличения гидродинамических градиентов.

Закономерности влияние совокупности факторов на механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении (5)

Оценка влияния проводимости суперколлектора.

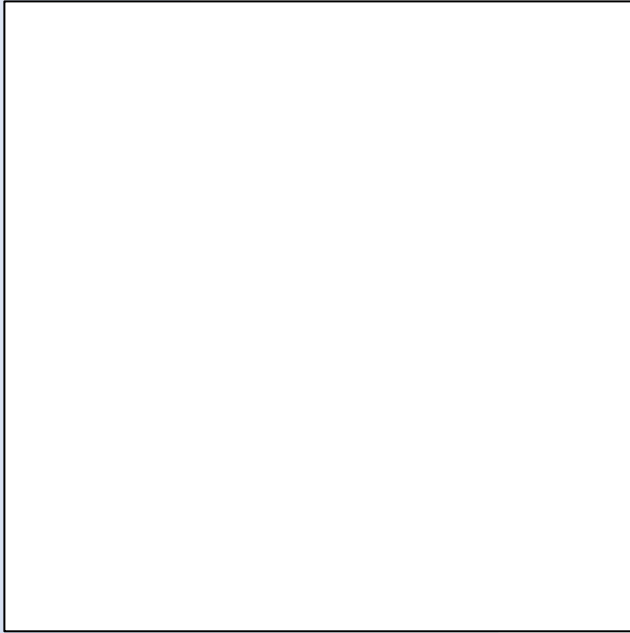


Рис. Зависимости КИН от ВНФ при различных дебитах скважины (за 30 лет)

Вывод. Для пластов с различной толщиной и проницаемостью суперколлектора, но одного значения проводимости (суперколлектора) характер зависимости КИН от ВНФ при различных дебитах одинаков. Для описания суперколлектора основной характеристикой является проводимость.

Закономерности влияние совокупности факторов на механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении (б)

Оценка влияния проницаемости основного пласта.

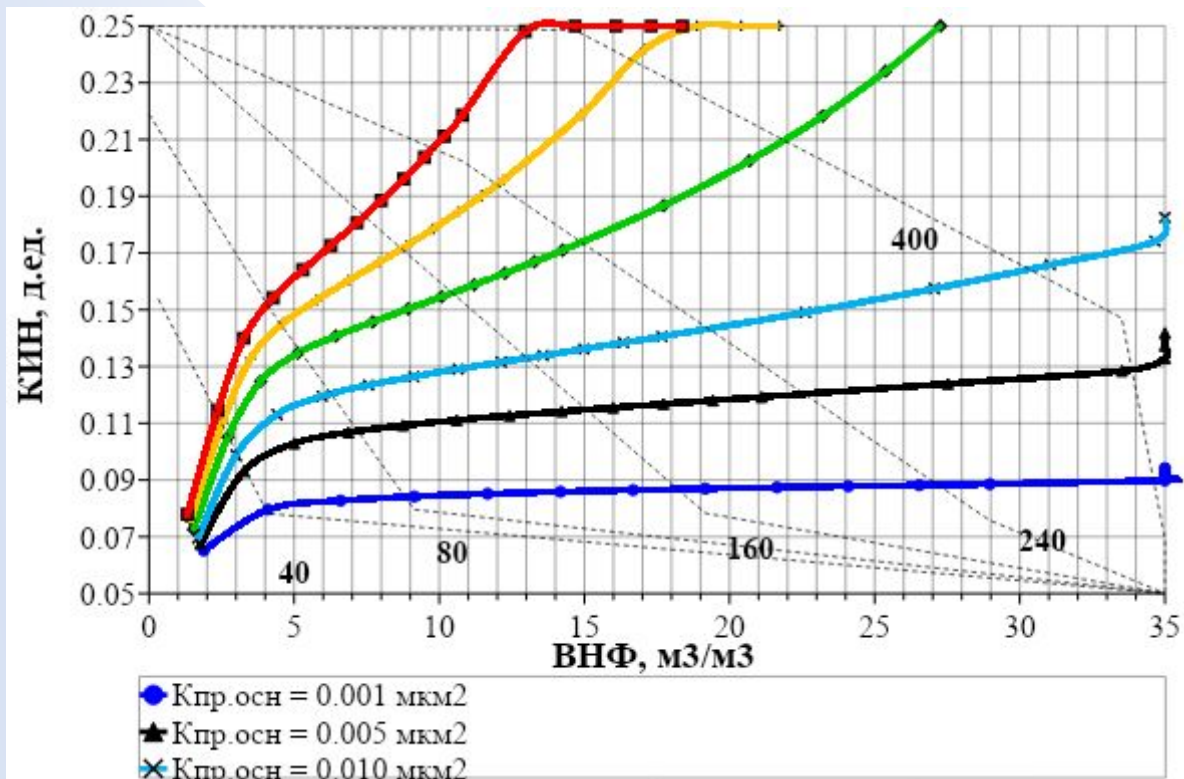


Рис. Зависимости КИН от ВНФ при различных дебитах скважины (за 30 лет)

Вывод. Увеличение проницаемости основного коллектора приводит к увеличению нефтеизвлечения и снижению водонефтяного фактора при фиксированном дебите жидкости. Критический дебит скважины при увеличении проницаемости основного пласта также увеличивается - улучшение условий для капиллярной пропитки при большей проницаемости основного пласта.

Закономерности влияние совокупности факторов на механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении (7)

Оценка влияния толщина основного пласта.

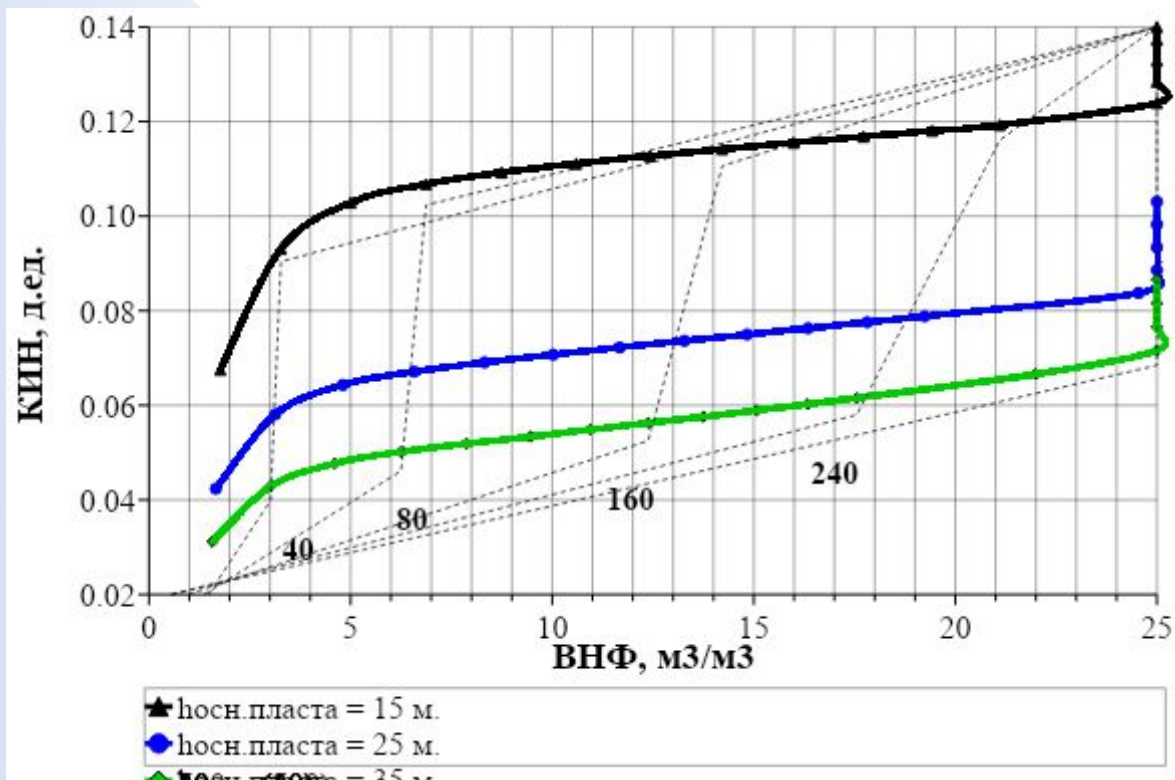


Рис. Зависимости КИН от ВНФ при различных дебитах скважины (за 30 лет)

Вывод. При увеличении толщины основного пласта снижается коэффициент извлечения нефти. Объясняется это тем, что при увеличении толщины увеличиваются запасы нефти в основном пласте. В свою очередь, при разработке с дебитами до критического объем добычи нефти за счет капиллярной пропитки одинаков и определяется площадью контакта суперколлектора и основного пласта.