

Лекция

Особенности моделирования процессов нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов

I. Карбонаты

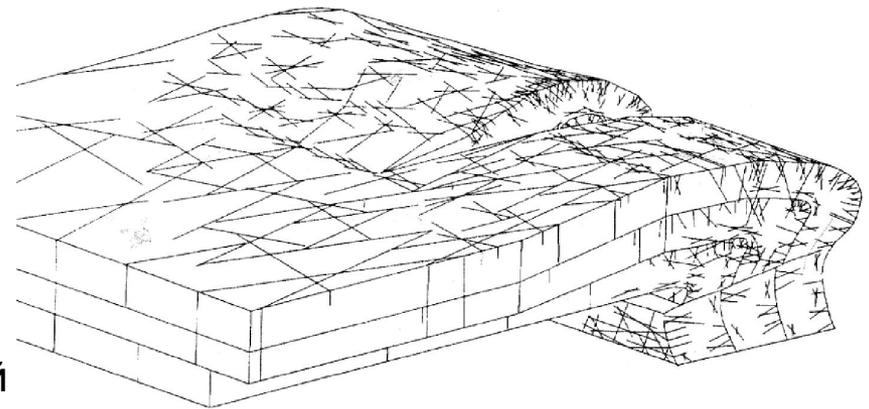
Первоначально было замечено, что на некоторых месторождениях наблюдаются следующие аномалии:

1. При бурении скважин происходит интенсивное поглощение промывочной жидкости, хотя проницаемость породы очень мала (трещины по кернам часто не выявляются);
2. Образуются дополнительное фильтрационные сопротивления в близи скважины (Кпзс Рпзс)
3. При работе скважин на установившихся режимах наблюдаются высокие дебиты при очень малой проницаемости породы (по керну).



Подобные явления говорят о том, что пласт **пронизан** системой сообщающихся между собой трещин, по которым в основном и происходит приток флюидов в скважину или уходит промывочная жидкость.

Первичная пустотность - порового типа. Вторичная – трещины и каверны. Карбонатный коллектор может включать все три вида пустотностей.



I. Классификация карбонатных коллекторов в зависимости от доли той или иной пустотности

	Коллектор		Критерии классификации
	Тип	Порода	
1	Трещинный	Трещинная	$m_n = 0 \quad m_k = 0$
2	Трещинно-каверновый	Трещинно-кавернозная	$V_T > V_k$
3	Кавернозно-трещинный	Кавернозно-трещинная	$V_k > V_T$
4	Поровый	Пористая	$m_T = 0$; или $m_n > (m_k + m_T)$; $V_n > (V_k + V_T)$
5	Порово-трещинный	Пористо-трещинная	$V_n > V_T; m_k = 0$
6	Трещинно-поровый	Трещинно-пористая	$V_T > V_n; m_k = 0$
7	Порово-кавернозно-трещинный	Порово-кавернозно-трещинная	$V_n > (V_T + V_k)$
8	Трещинно-кавернозно-поровый	Трещинно-кавернозно-поровая	$V_T > (V_n + V_k)$

m - пористость, V - извлекаемые запасы нефти, индексы n , k , T - соответственно означают поры, каверны, трещины

I. Классификация трещинных коллекторов:

- I группа** - межпоровые бессистемные ультрамикротрещины
 $k_{тр} = 0,001 - 0,005 \text{ мкм}^2$;
- II группа** - микротрещины (раскрытость 10 - 20мкм)
- $0,01 \text{ мкм}^2$; $k_{тр} = 0,005$
- III группа** - мезотрещины (раскрытость 20 - 100мкм)
 $0,1 \text{ мкм}^2$; $k_{тр} = 0,01 -$
- IV группа** - макротрещины (раскрытость 100 - 500мкм)
 $0,1-1,0 \text{ мкм}^2$; $k_{тр} =$
- V группа** - метатрещины (раскрытость 500 - 1000мкм) $k_{тр} = 1,0 \text{ мкм}^2$;
- VI группа** - метатрещины $k_{тр} > 1,0 \text{ мкм}^2$.

Практический опыт

Инженеры-разработчики часто пытаются определить прогноз разработки залежей в трещиноватых коллекторах, исходя из истории их разработки, методами, принятыми для поровых коллекторов.

Используют для гидродинамических расчетов эквивалентную поровую модель (с осредненными параметрами и МОФП), которую в последствии адаптируют по фактическим данным путем изменения ОФП.

Совпадение расчетных и фактических параметров может быть достигнуто модификацией основных исходных параметров вплоть до совершенно **нереальных значений**. Так, совпадение расчетных и фактических кривых может быть достигнуто искусственным завышением (в несколько раз) объема нефти в пласте.

Механизмы фильтрации отличаются и необходимо их
учитывать

Эквивалентное представление модели пласта



В трещинах фильтрация флюидов осуществляется только за счет гидродинамических градиентов. Поэтому если не учитывать особенности фильтрации в трещинном коллекторе и задавать высокие дебиты (и депрессии) это приведет к прорыву по трещинам воды и неизвлечению нефти из матрицы.

Механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении:

- Гидродинамические градиенты
- капиллярные и гравитационные силы

В трещинах $R_{\text{кап}}$ близко к 0, в матрице (особенно гидрофильной) они больше.

В некоторых случаях, когда проницаемость матрицы очень маленькая, обмен жидкостью осуществляется исключительно за счет капиллярной пропитки.

В гидрофобных коллекторах стационарное заводнение неэффективно.

Темп разработки

Как сделать так чтобы капиллярные силы влияли на процесс на процесс вытеснения нефти водой?

- Нужно обосновать дебиты скважин, чтобы механизм капиллярной пропитки не терялся в фильтрационном потоке.

Если закачивать 200 м³/сут., а внедряется в матрицу всего 20 м³/сут., то доля этих 20-и будет незначительна, и вода будет прорываться к добывающим скважинам по трещинам почти не вытесняя нефть из матрицы.

Вода попадает в матрицу не только за счет пропитки, но и за счет градиентов давления. Поэтому сказать однозначно, что нужно снижать дебиты нельзя. Обмен флюидов определяется матрично-трещинной проводимостью и капиллярным давлением.

Моделирование обмена флюидами между матрицей и трещинами

- Если матрица очень низко проницаемая, то только капиллярным давлением.
- Обмен флюидами между матрицей и трещинами зависит от:
- Капиллярные давления

$$P_k = (P_2 - P_1) = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r}$$

где P_1, P_2 – давления в смачивающей и несмачивающей фазах.

2. Матрично-трещинная проводимость равна

$$T_{MT} = 0.001127 \cdot \overline{k_{\text{эф}}} \cdot \sigma \cdot \Delta x \Delta y \Delta z,$$
$$\overline{k_{\text{эф}}} = \frac{1}{3} \left(\frac{k_{mx} k_{mx}}{k_{mx} + k_{mx}} + \frac{k_{my} k_{my}}{k_{my} + k_{my}} + \frac{k_{mz} k_{mz}}{k_{mz} + k_{mz}} \right)$$

где $\Delta x, \Delta y, \Delta z$ размерности конечно-разностных сеток;

- эффективная проницаемость;

где k_M, k_m – проницаемость матрицы и трещин, соответственно, в направлениях x, y, z .

Моделирование обмена флюидами между матрицей и трещинами

Shape-фактор σ , определяющий массообмен между матрицей и трещинами, выражен как

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_{mx}^2} + \frac{1}{l_{my}^2} + \frac{1}{l_{mz}^2} \right)$$

где l_m - размерности матриц в направлениях x, y, z.

Чем меньше размеры блоков, тем выше обмен между элементами.

Нестационарное заводнение

При **нестационарном** заводнении

- в период закачки роль капиллярной пропитки в механизме внедрения воды в матрицу будет незначительна по сравнению с гидродинамическими градиентами (принудительное внедрение больших объемов воды).
- В период остановки нагнетательной скважины вода и нефть идут в сторону меньшего давления, которое будет в трещине вблизи добывающей скважины. Капиллярная пропитка будет удерживать воду в матрице.
- при остановке нагнетательной скважины происходит упругое расширение системы. Упругие проявления – важнейший механизм нефтеизвлечения при нестационарном заводнении.

Практический опыт

Инженеры-разработчики часто пытаются определить прогноз разработки залежей в трещиноватых коллекторах, исходя из истории их разработки, методами, принятыми для поровых коллекторов.

Используют для гидродинамических расчетов эквивалентную поровую модель (с осредненными параметрами и модифицированными относительными фазовыми проницаемостями (МОФП), характерными для гидрофобных коллекторов).

Это не правильно потому, что фильтрационные потоки определяются как системой трещин, так и свойствами матрицы.

Принимая решения по разработке карбонатных коллекторов нужно учитывать, что это существенно неоднородные коллектора, в которых основные запасы могут находиться в низкопроницаемых составляющих.

Поэтому необходимо активизировать внедрение воды в низкопроницаемыми составляющими и переток нефти в трещины.

1. При первоначальном внедрении воды в нефтенасыщенную зону происходит замедление движения фронта вытеснения за счет процесса капиллярной пропитки.

Скорость движения воды (с индикатором) в заводненном пласте значительно выше, чем скорость движения первоначального фронта заводнения (в 50-150 раз).

Даже если учесть неустойчивость процесса вытеснения нефти повышенной вязкости, приводящей к опережающему прорыву воды при первоначальном заводнении, то и тогда это соотношение скоростей будет не менее чем в 10-20 раз больше. Такую огромную разницу в скоростях движения невозможно объяснить без учета капиллярных сил. Данные результаты получены при промысловых исследованиях с помощью закачки флюоресцина на ряде карбонатных месторождений Самарская область (Калиновском, Мухановском, Яблоновом Овраге, Покровском, Якушкинском и др.)

2. При простое и консервации обводненных добывающих скважин в случае их повторного запуска в эксплуатацию обводненность продукции снижается.

В качестве примера полной временной консервации обводненных залежей нефти рассмотрен пласт Б2 месторождений Яблоновский Овраг и Губинское (Самарская область).

3. При запуске скважин после консервации длительностью от 1 до 8 месяцев скважины были заполнены преимущественно нефтью; отмечены случаи безводных дебитов скважин различной продолжительностью.

За счет капиллярных сил возможен приток нефти к забоям нагнетательных скважин после прокачки больших объемов воды: при остановке нагнетательных скважин происходил самопроизвольный излив нефти совместно с водой на ряде месторождений Урало-Поволжья (Покровское, Купецкое и др.)

При разработке карбонатных коллекторов наблюдается высокая фильтрационная неоднородность, что способствует интенсификации капиллярных процессов и может приводить к упруго-капиллярному режиму вытеснения.

ТИПЫ КОЛЛЕКТОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИРАЗЛОМНОЕ И ДОЛГИНСКОЕ

(шельср)

1. Трещинный тип коллектор – плотные прослои в первом объекте Приразломного месторождения и IV Пласт Долгинского могут иметь вертикальную трещинность.

2. Поровый – в технологических документах, что коллектор является порового типа.

Однако, ряд ученых считают, что большие дебиты (400-700 м³/сут) служат косвенным подтверждением развития трещин. Трещины могут образовывать связанные системы и влиять на динамику показателей разработки, что не учитывается в проектных документах. Кроме того, по имеющимся шлифам наглядно видны в поровом коллекторе связанные системы трещин.

3. Порово-трещинные - коллектора по ГИС и испытаниям. При сравнительно низкой проницаемости и высокой пористости получены высокие дебиты.

Рис. 9. СЕКУЩИЕ СИЛЬНОЩЕЛОЧЕННЫЕ ТРЕЩИНЫ ОПРЕДЕЛЯЮТ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ИЗВЕСТНЯКОВ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (обр. В-49, скв. 3, глубина 2421,0 м)

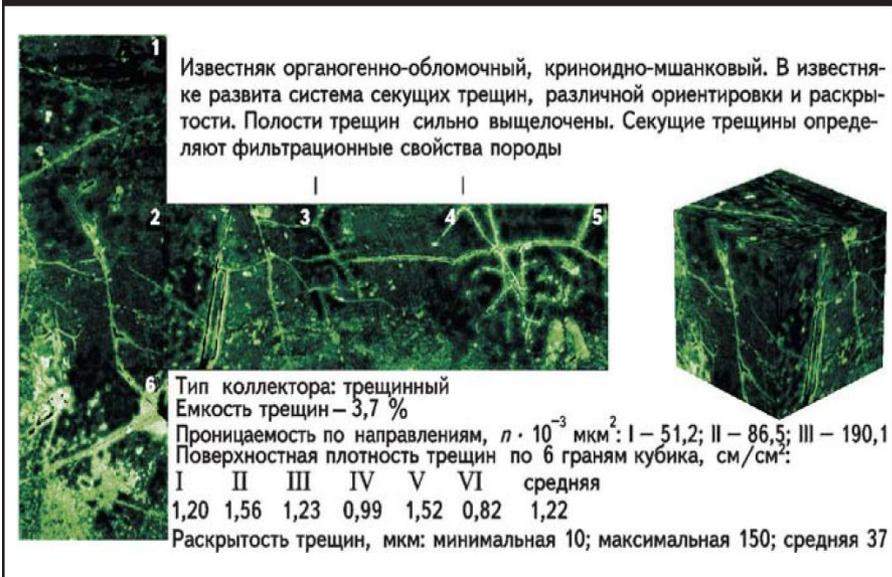
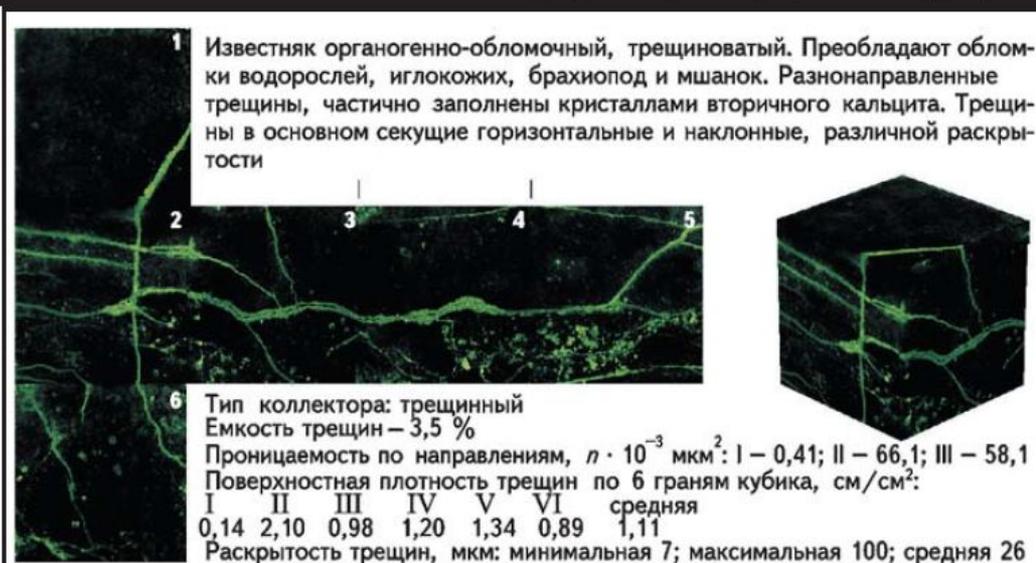


Рис. 10. ПРЕОБЛАДАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННЫХ ТРЕЩИН, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ АНИЗОТРОПИЮ В ИЗВЕСТНЯКАХ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (обр. В-50, скв. 3, глубина 2421,9 м)



Анизотропия – различие свойств по направлениям, термин анизотропия употребим во многих областях геофизики, акустики, гидродинамики, химии и медицины.

В физике пласта и гидродинамике анизотропия связана в первую очередь с различностью фильтрационно-емкостных свойств коллектора - проницаемостью.

Характерной особенностью карбонатных коллекторов является анизотропия проницаемости, обусловленная трещиноватостью.

«....высокая проницаемость при относительно низкой пористости служат косвенным подтверждением развития трещин»

(Из статьи Геология нефти и газа 4.2012 «Оценка коллекторских свойств карбонатных пород Приразломного нефтяного месторождения» А.Е.

Рыжов и др.)
«... одной из особенностей залежи Приразломного месторождения является развитие вертикальной трещиноватости; несмотря на небольшую мощность плотных прослоев, они имеют большое значение для разработки» Н.П. Лебединеца анализируя геолого-промысловые данные Приразломного м-ия

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ - АНИЗОТРОПИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Анизотропия количественно оценивается тензором проницаемости – матрица.

Обычно пользуются главной диагональю тензора проницаемости – k_x , k_y , k_z .

Следует отметить, что в терригенном коллекторе проницаемость по Z обычно в 10 и более раз ниже, чем по направлениям X и Y.

В карбонатном коллекторе проницаемость по Z может быть равна и даже выше чем по X и Y.

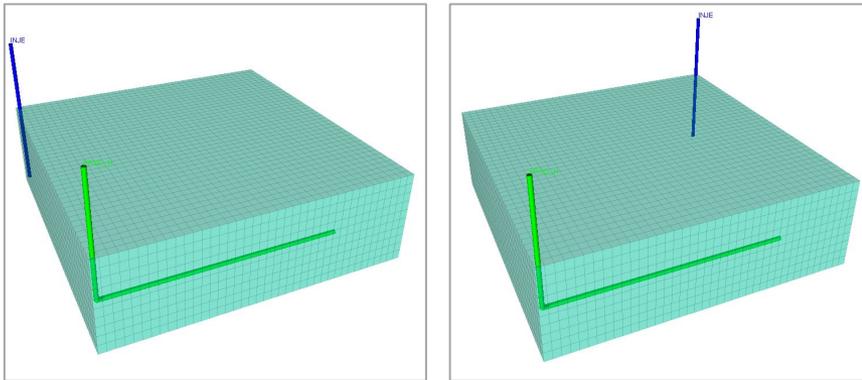
Для эквивалентной поровой модели **учет анизотропии по направлениям X и Y производится на основе эффективной проницаемости:**

$$k_{эф} = \sqrt{k_x \cdot k_y},$$

В случае использования модели двойной пористости/проницаемости формула для определения эффективной проницаемости **выключает проницаемости матрицы и трещин и является более сложной.**

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ ПОРОВО-ТРЕЩИННОГО ТИПА

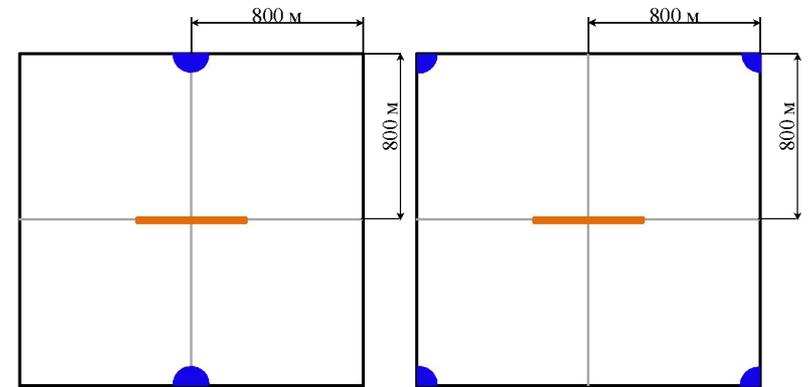
1. Рассмотрено две системы размещения скважин: линейное и шахматное. В качестве ограничений на скважинах заданы забойные давления - минимальное забойное давление добывающих скважин равно давлению насыщения пластовой нефти газом, максимальное забойное давление нагнетательных скважин равно 31 МПа, дебиты скважин по жидкости в соответствии с проектными документами (2000 м³/сут в пластовых условиях). Приемистость нагнетательных скважин ограничивалась, исходя из условия полной компенсации отборов закачкой.



Общий вид элементов симметрии при гидродинамическом моделировании

а) линейное расположение

б) шахматное расположение



Условные обозначения:

— - добывающая горизонтальная скважина;
■ - нагнетательная вертикальная скважина.

Схематическое изображение элементов симметрии

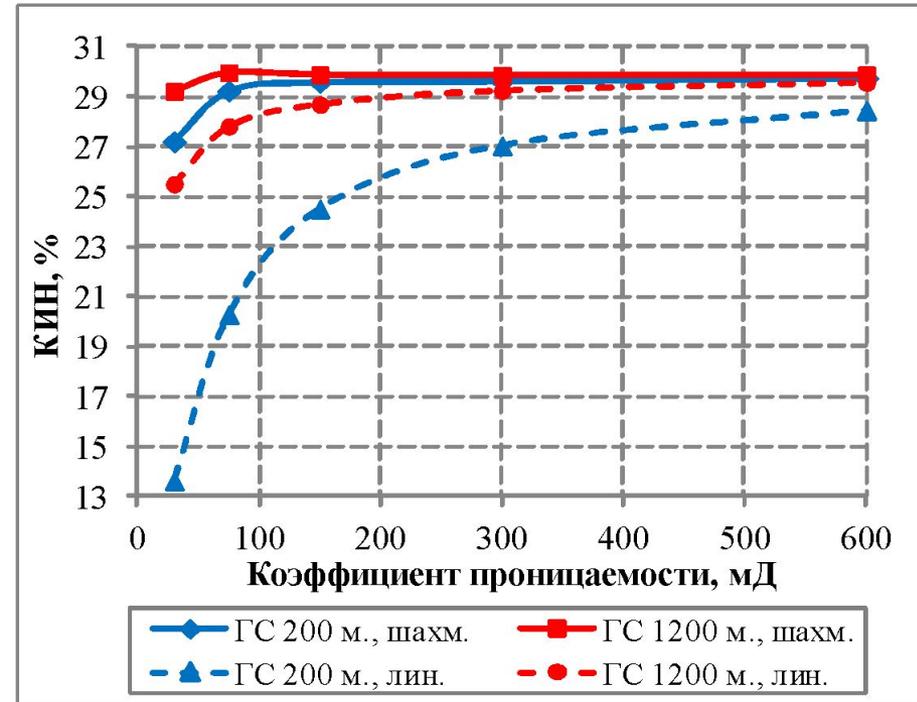
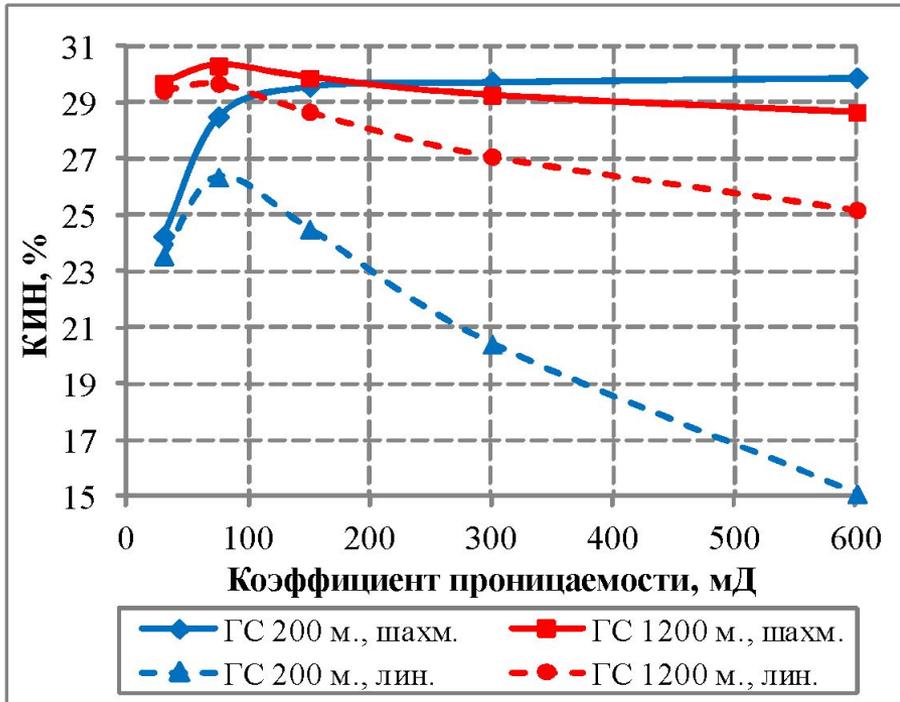
а) линейное расположение б) шахматное расположение

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ ПОРОВО-ТРЕЩИННОГО ТИПА. АНИЗОТРОПИЯ

ПРОИЦАЕМОСТИ Направлением исследования элементов симметрии (шахматное и линейное расположение скважин) проведено исследование влияния площадной анизотропии проницаемости на эффективность разработки. Длины горизонтального участка 200 и 1200 м.

Направления исследований:

- при постоянной проницаемости K_x (150 мД) варьировалась проницаемость K_y (от 30 до 600 мД);
- при постоянной проницаемости K_y (150 мД) варьировалась проницаемость K_x (от 30 до 600 мД).

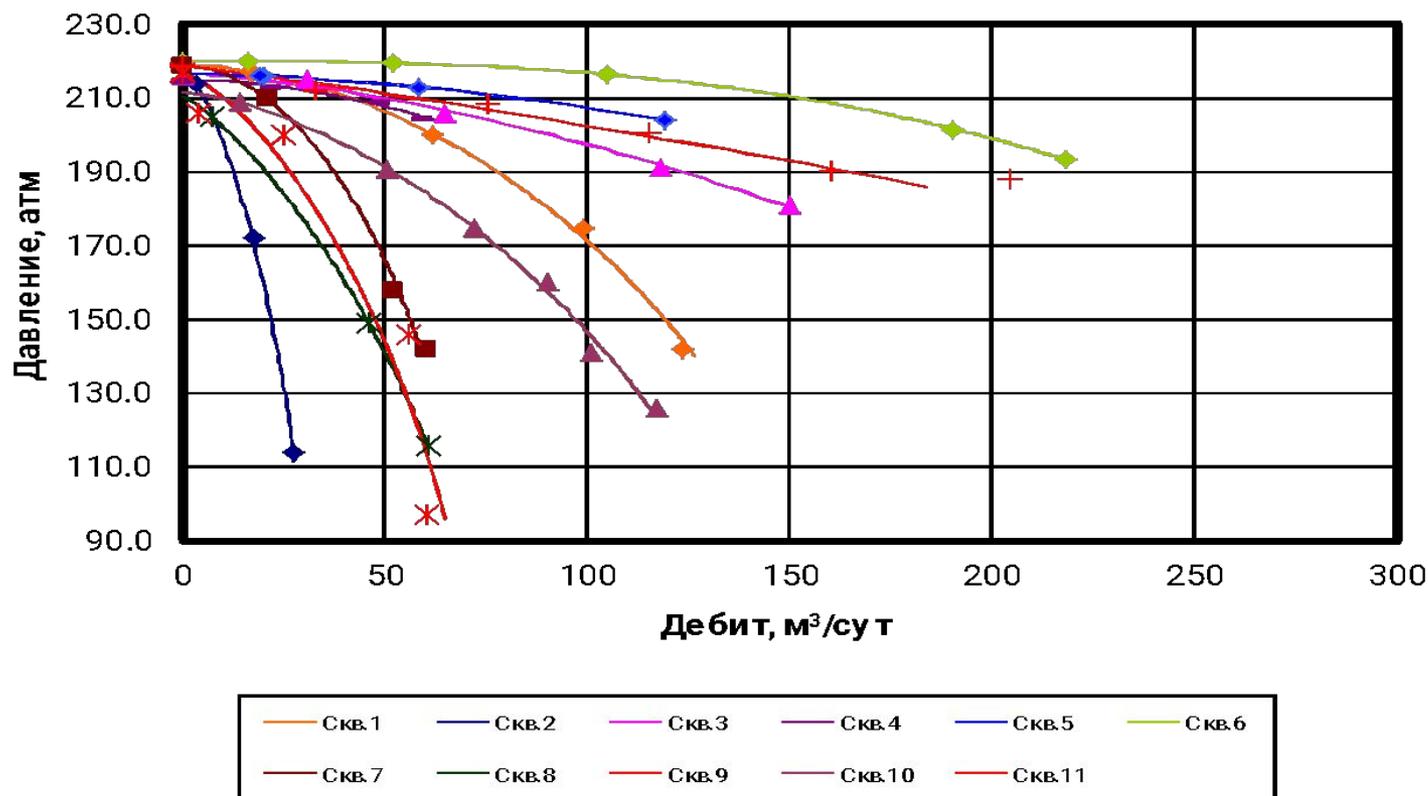


Коэффициенты извлечения нефти для вариантов с фиксированной проницаемостью K_x и варьированной K_y в поровой модели коллектора

Коэффициенты извлечения нефти для вариантов с фиксированной проницаемостью K_y и варьированной K_x в поровой модели коллектора

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ - ДЕФОРМАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ (ГИСТЕРЕЗИС ПРОНИЦАЕМОСТИ)

Индикаторные диаграммы.



- Коэффициент снижения проницаемости может быть получен при воспроизведении испытаний скважин ($\alpha \sim 0,07-0,3$ 1/МПа)
- При протекании деф. процессов снижается не только проницаемость, но и пористость все это нужно учитывать. Однако, относительное снижение пористости при расчетах на симуляторе следует задавать не более 5%, чтобы не допустить ложного увеличения КИН (капиллярно-защемленные фазы)

Обработка индикаторных линий с учетом техногенных процессов

Индикаторные линии определяются отклонениями от закона Дарси вследствие:

1. Зависимости проницаемости от эффективного давления с ростом депрессии до ($P_{пл}-P_{нас}$).
2. Инерционными составляющими.

В первом случае индикаторная линия имеет значимый линейный участок, а искривление к оси дебитов начинается с некоторой депрессии.

Во втором случае искривление наблюдается сразу и индикаторная линия имеет вид параболы.

Обычно оба механизма отклонения от закона Дарси сочетаются.

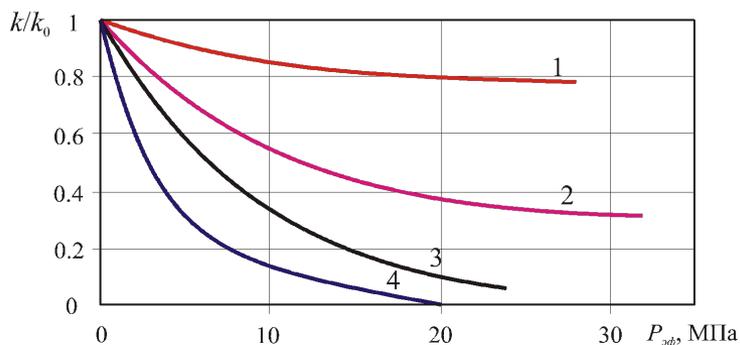
$$\frac{q}{K_{пр}} + B \cdot q^2 = \frac{1 - e^{-\alpha \Delta P}}{\alpha} P_{заб}^{крит}$$

где α – коэффициент снижения проницаемости при увеличении эффективного давления, $1/\text{МПа}$. Обычно α определяется по данным геофизических исследований керна материала.

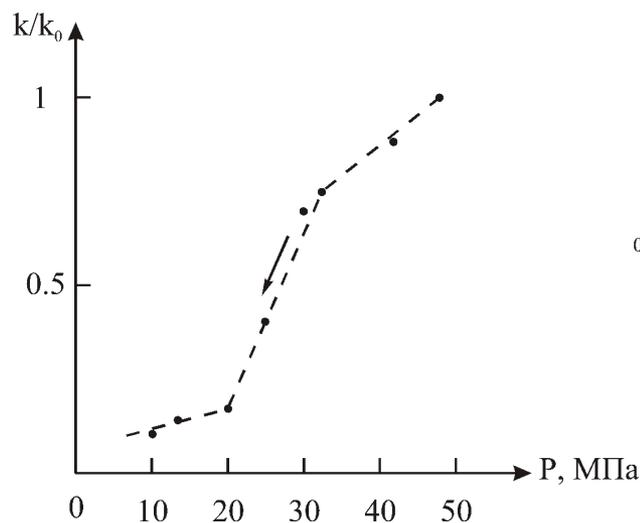
B – коэффициент, зависящий от ФЕС и физических свойств системы, и определяется только по результатам ГДИС как параметр модели притока.

$K_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважины, определяется при низких депрессиях. Если есть фактическая индикаторная, то касательная к ней из начала координат определит $K_{пр}$.

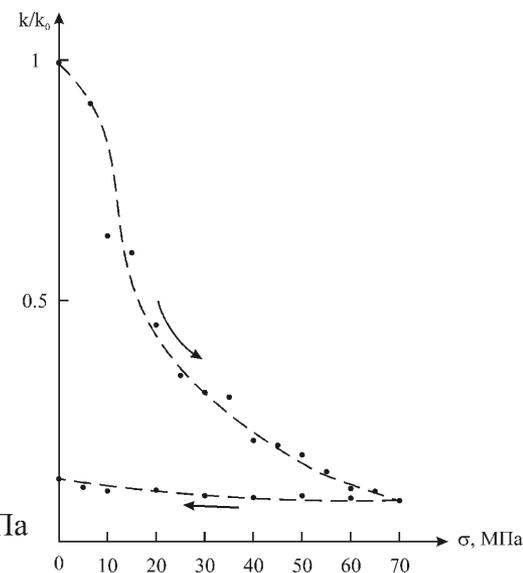
Лабораторные исследования на образцах керна



Результаты опытов относительного изменения проницаемости от эффективного давления: 1, 2 – чистые песчаники; 3, 4 – глинистые песчаники



Зависимость k/k_0 от внутрипорового давления для образца пород-коллектора



Зависимость k/k_0 от эффективного давления

Аппроксимация зависимости проницаемости от эфф. давления

$$k = k_0 \exp \left[\frac{\alpha_0}{\eta} (1 - \exp(\eta(p_0 - p))) \right] \quad (1)$$

где k_0 – проницаемость системы при начальном пластовом давлении;
 α_0 – коэффициент изменения проницаемости, 1/МПа;
 η – коэффициент необратимого изменения проницаемости, 1/МПа.

Механизмы нефтеизвлечения при стационарном заводнении (как в неоднородных коллекторах при стационарном заводнении) – противоточная

капиллярная пропитка .

1. Внедрение воды в матрицу за счет гидродинамических градиентов.
2. Внедрение воды в матрицу за счет капиллярной пропитки.
3. Переток нефти в трещины за счет гидродинамических градиентов и капиллярных сил. Капиллярные силы способствуют удержанию внедрившейся воды в матрице.

При гидродинамических расчетах обосновывается темп разработки **за заданный период времени**. При увеличении темпов разработки эффективность разработки снижается.

Физико-химические свойства пластовых флюидов

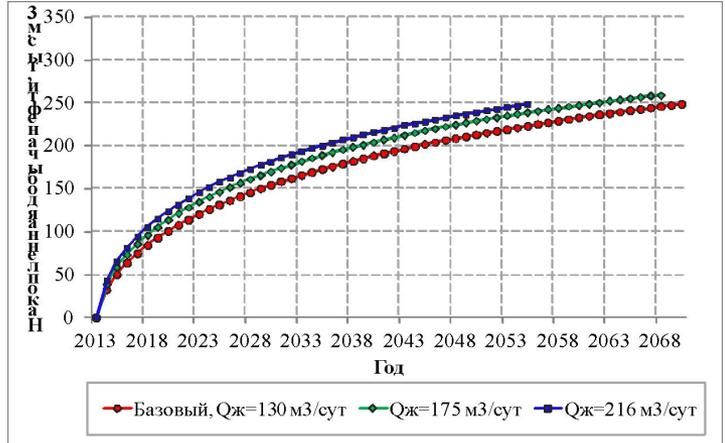
Геолого-промысловая характеристика залежи

№ п/п	Показатели	Значение
1	Плотность пластовой нефти, кг/м ³	855
2	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	934
3	Вязкость пластовой нефти, мПа с	5.6
4	Газонасыщенность пластовой нефти, м ³ / м ³	45
5	Объемный коэффициент пластовой нефти	1.15
6	Плотность газа относительная (по воздуху)	0.83
7	Вязкость газа в пластовых условиях, мПа*с	0.03
8	Плотность пластовой воды, кг/м ³	1044
9	Вязкость пластовой воды, мПа*с	0.55
10	Сжимаемость воды при пластовых условиях, 1/МПа	0.0004
11	Объемный коэффициент воды	1.01

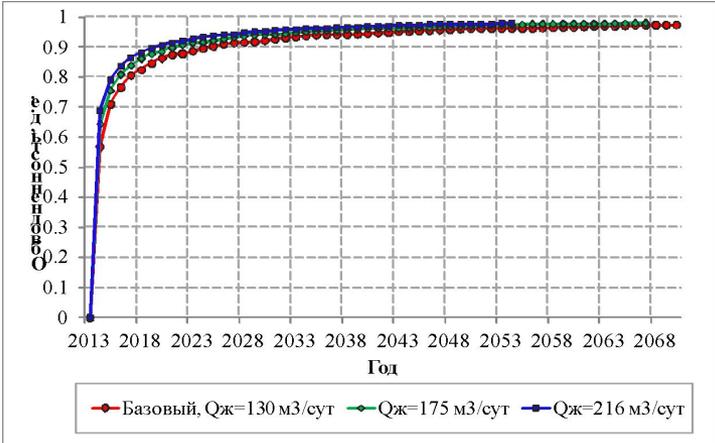
№ п/п	Показатели	Значение
1	Пластовое давление, МПа	25
2	Пластовая температура, °С	60
3	Давление насыщения нефти газом, МПа	11
4	Абсолютная отметка ГНК (газонефтяной контакт), м	нет
5	Абсолютная отметка ВНК (водонефтяной контакт), м	-2550
6	Сжимаемость коллектора матрицы, 1/МПа	0.00056
7	Коэффициент песчанистости, д. ед.	1
8	Коэффициент пористости матрицы, д.ед.	0.15
9	Проницаемость матрицы, 10 ⁻³ мкм ²	5
10	Коэффициент анизотропии матрицы (kx/kz)	0.1
11	Сжимаемость трещин, 1/МПа	0.01
12	Коэффициент пустотности трещины, д. ед.	0.01
13	Проницаемость трещины, 10 ⁻³ мкм ²	200
14	Размеры блоков матрицы Lx, Ly, Lz, м	10, 10, 10 20, 20, 20 30, 30, 30

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

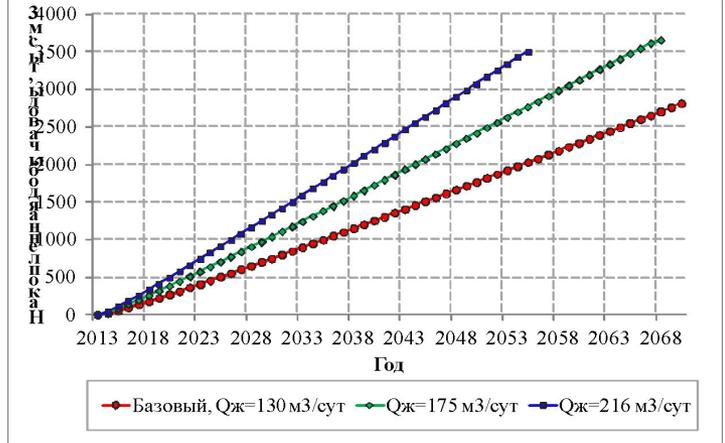
1. Влияния темпов разработки порово-трещинного коллектора с низкопроницаемой матрицей



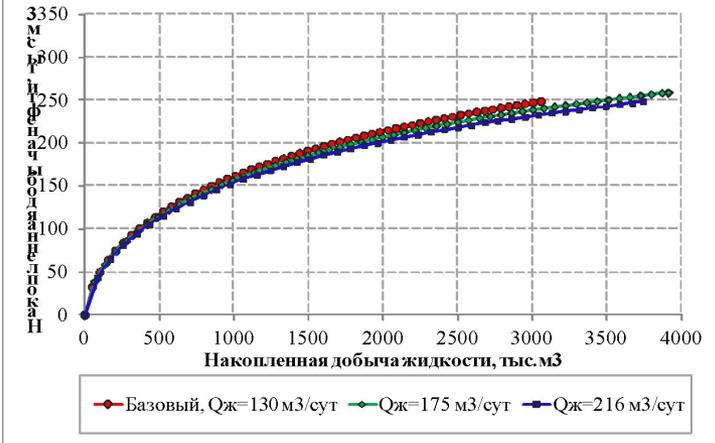
Динамика накопленной добычи нефти при стационарном заводнении для различных темпов разработки



Динамика обводненности продукции при стационарном заводнении для различных темпов разработки



Динамика накопленной добычи воды при стационарном заводнении для различных темпов разработки



Характеристики вытеснения «Накопленная добыча нефти – накопленная добыча жидкости» при стационарном заводнении для различных темпов разработки

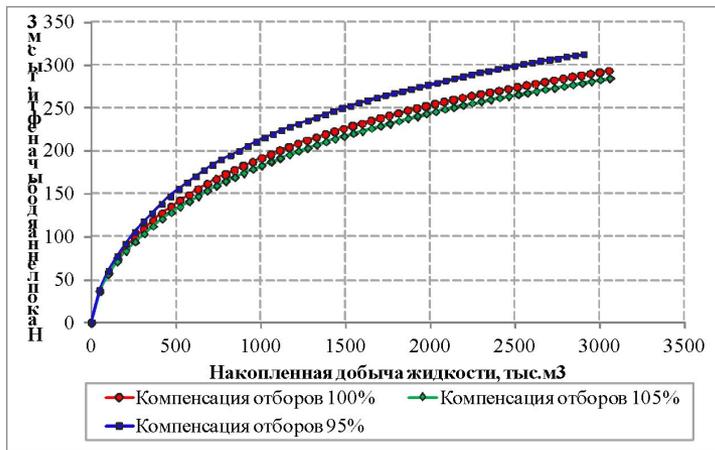
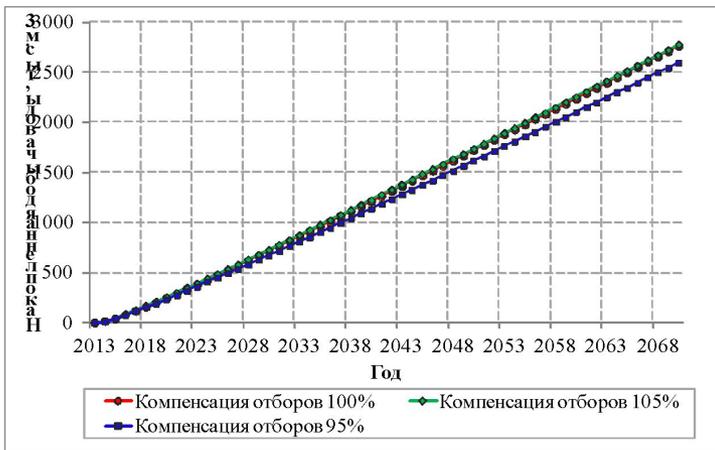
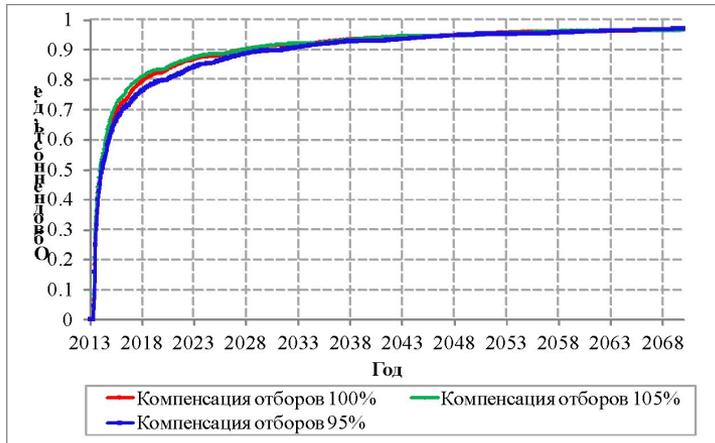
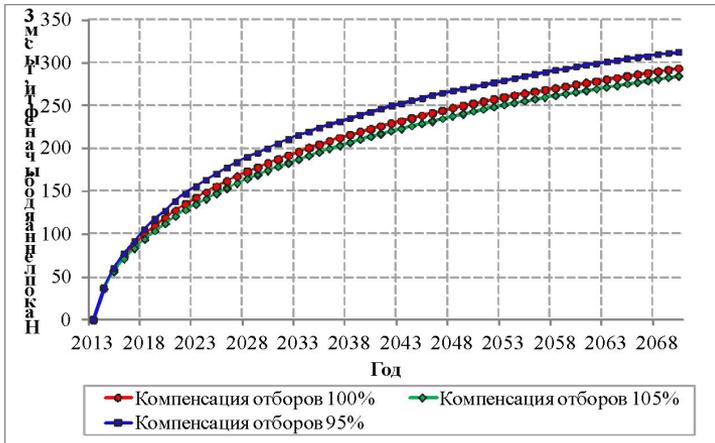
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Сравнение основных показателей разработки по вариантам заводнения с различными темпами разработки

Вариант	КИН за 20 лет, д.е.	КИН за 40 лет, д.е.	КИН за 60 лет, д.е.	КИН на конец разработки, д.е.	ВНФ за 20 лет, м3/м3	ВНФ за 40 лет, м3/м3	ВНФ за 60 лет, м3/м3	ВНФ на конец разработки, м3/м3	Закачка за 20 лет, тыс. м3	Закачка за 40 лет, тыс. м3	Закачка за 60 лет, тыс. м3	Закачка на конец разработки, тыс. м3	Срок разработки, года
Компенсация отборов (130 м3/сут)	20.67	27.30	31.47	34.08	5.40	8.76	11.74	14.24	1085	2170	3255	4219	78
Компенсация отборов (175 м3/сут)	22.64	29.26	32.24	32.24	6.82	11.17	14.11	14.11	1447	2893	3958	3958	55
Компенсация отборов (216 м3/сут)	24.07	30.49	30.91	30.91	8.22	13.63	14.08	14.08	1808	3617	3788	3788	42

*Дебиты, накопленные показатели приведены для ¼ вертикальной скважины

2. Влияние степени компенсации на эффективность



ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Сравнение основных показателей разработки по вариантам заводнения

Вариант	КИН за 20 лет, д.е.	КИН за 40 лет, д.е.	КИН за 60 лет, д.е.	КИН на конец разработки, д.е.	ВНФ за 20 лет, м3/м3	ВНФ за 40 лет, м3/м3	ВНФ за 60 лет, м3/м3	ВНФ на конец разработки, м3/м3	Закачка за 20 лет, тыс. м3	Закачка за 40 лет, тыс. м3	Закачка за 60 лет, тыс. м3	Закачка на конец разработки, тыс. м3	Срок разработки, года
Неполная компенсация отборов закачкой	26.82	34.85	39.50	42.33	3.74	6.29	8.64	10.68	1026	2051	3076	3990	78
Полная компенсация отборов закачкой	24.47	32.36	37.16	40.95	4.38	7.21	9.77	12.79	1085	2170	3255	4580	84
Перекомпенсация отборов закачкой	23.34	31.24	36.09	40.65	4.66	7.53	10.11	13.76	1097	2180	3271	4874	90

НЕСТАЦИОНАРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

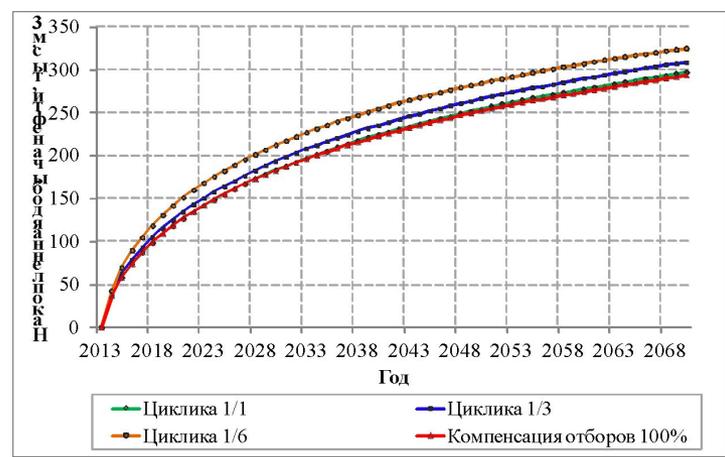
1. В полувеличии закачки происходит принудительное внедрение воды в матрицу. Этому способствует и капиллярная пропитка, но ее доля небольшая, т.к. гидродинамические градиенты в вертикальном направлении значительно больше, чем при стационарном заводнении.

В полувеличии закачки также происходит увеличение упругоэластичности системы – сжатие пласта.

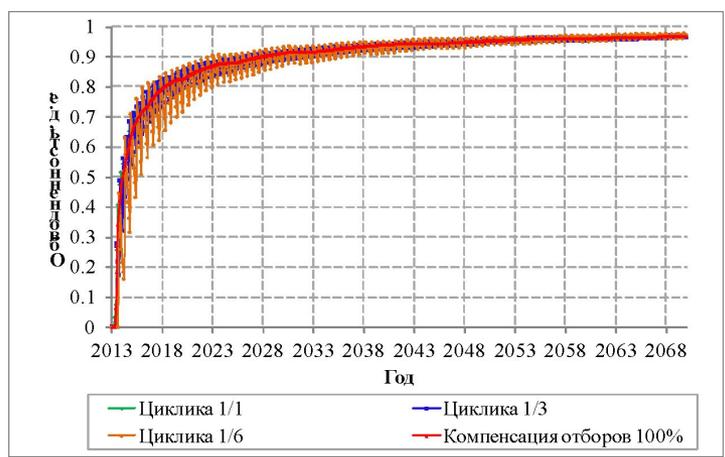
2. В полувеличии падения давления происходит переток нефти и воды в трещины за счет гидродинамических градиентов и упругого расширения системы. Капиллярная пропитка способствует удержанию воды в матрице.

3. Наибольшая эффективность циклического заводнения имеет место при продолжительных асимметричных циклах с большим полупериодом падения пластового давления.

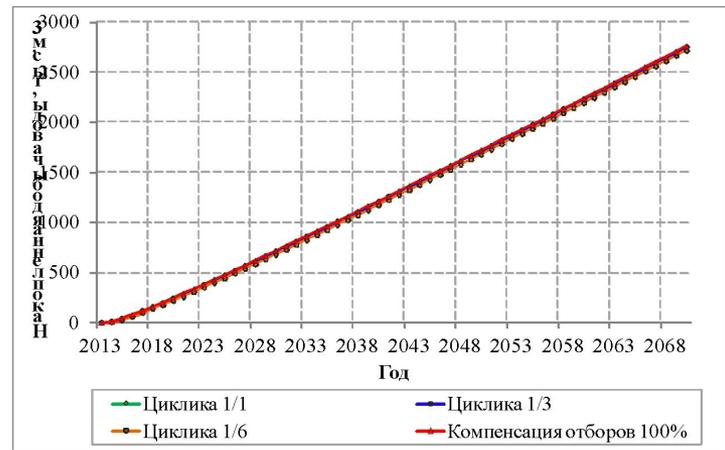
3. Обоснование продолжительности полуцикла падения пластового давления при полуцикле закачки 1 месяц



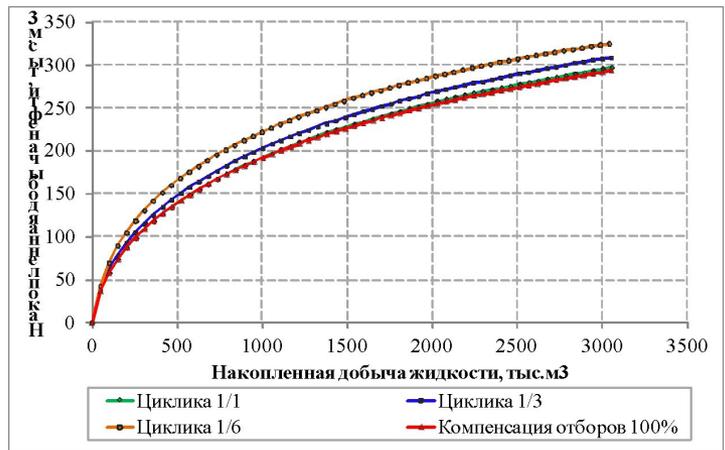
Динамика накопленной добычи нефти при циклическом и стационарном заводнении



Динамика обводненности продукции при циклическом и стационарном заводнении



Динамика накопленной добычи воды при циклическом и стационарном заводнении



Характеристики вытеснения «Накопленная добыча нефти – накопленная добыча жидкости» при циклическом и стационарном заводнении

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

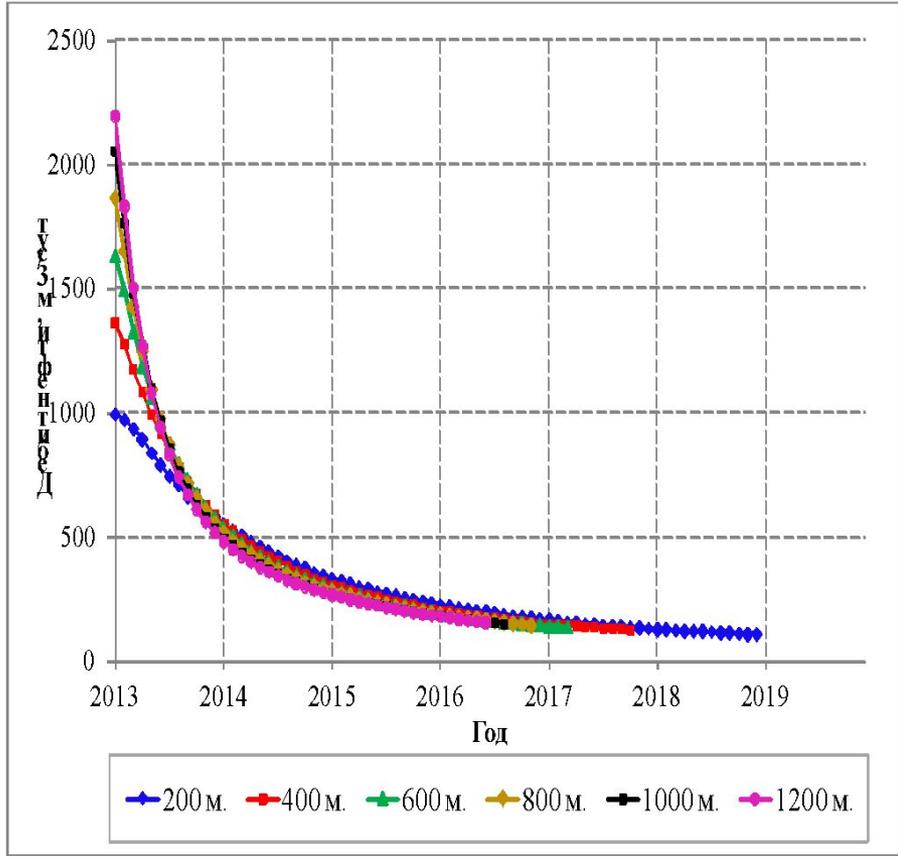
Сравнение основных показателей разработки по вариантам циклического заводнения

Вариант	КИН за 20 лет, д.е.	КИН за 40 лет, д.е.	КИН за 60 лет, д.е.	КИН на конец разработки, д.е.	ВНФ за 20 лет, м3/м3	ВНФ за 40 лет, м3/м3	ВНФ за 60 лет, м3/м3	ВНФ на конец разработки, м3/м3	Закачка за 20 лет, тыс. м3	Закачка за 40 лет, тыс. м3	Закачка за 60 лет, тыс. м3	Закачка на конец разработки, тыс. м3	Срок разработки, года
Полная компенсация отборов закачкой	24.47	32.36	37.16	40.95	4.38	7.21	9.77	12.79	1084	2169	3254	4579.52	84
Циклическое заводнение 1/1	24.51	32.70	37.67	41.52	4.38	7.14	9.63	12.57	1090	2177	3263	4576.86	84
Циклическое заводнение 1/3	25.86	34.14	39.10	41.82	4.09	6.78	9.23	11.20	1079	2165	3250	4137.77	76
Циклическое заводнение 1/6	28.23	36.36	41.04	41.80	3.64	6.28	8.71	9.21	1081	2156	3231	3449.11	64

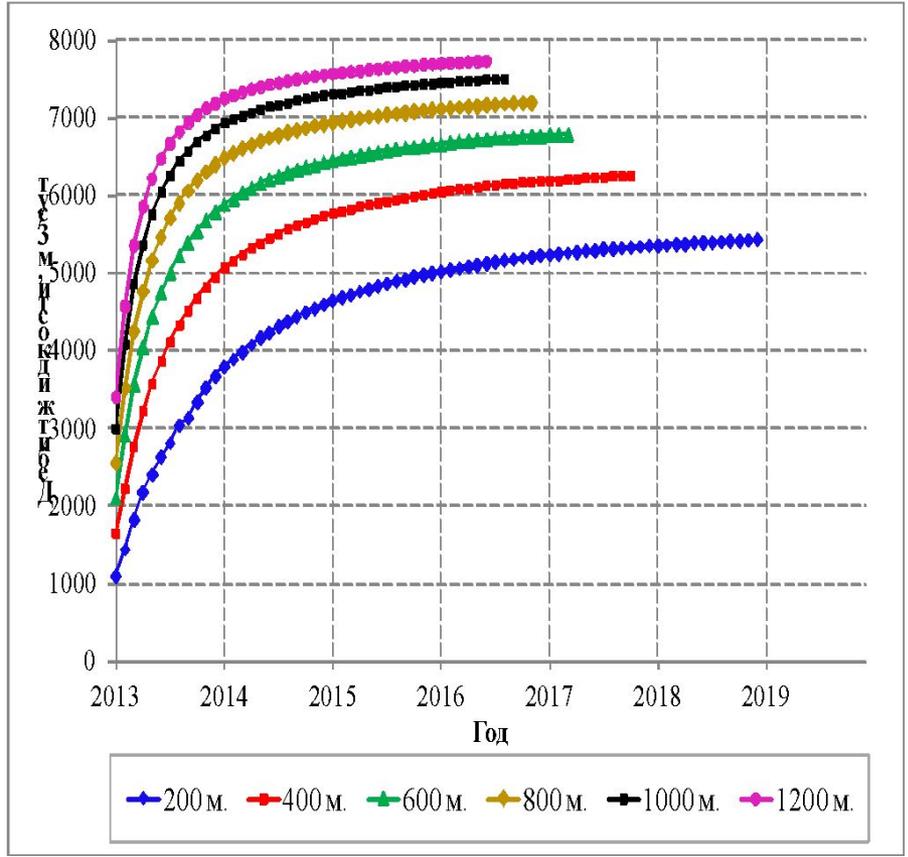
ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ ПОРОВО-ТРЕЩИННОГО ТИПА. СТАЦИОНАРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Эффективности различных длин ГС при шахматном расположении скважин без ограничения на максимальный дебит по жидкости.

Целью исследования является изучение потенциальных добывных возможностей горизонтальных скважин. В качестве ограничений заданы только забойные. С ростом темпов отбора снижается извлечение нефти, так как при больших гидродинамических градиентах капиллярная пропитка не реализуется.



Динамика дебитов нефти для вариантов с шахматным расположением скважин без ограничения на дебит жидкости



Динамика дебитов жидкости для вариантов с шахматным расположением скважин без ограничения на дебит жидкости

Необходимо выделить цветом, плакаты которые они должны знать.