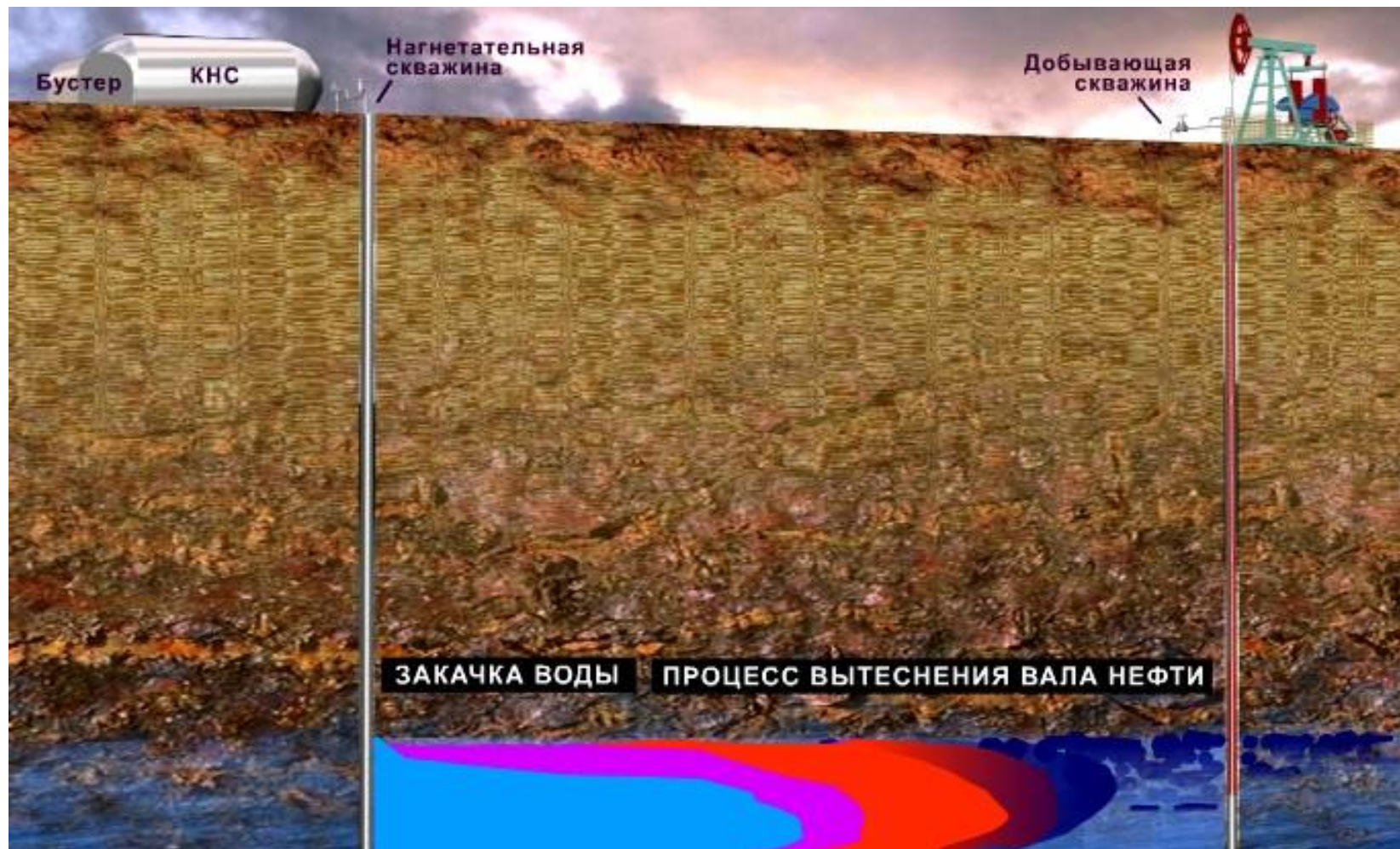




## История развития заводнения

- 1846 год – пробурена первая нефтяная(разведочная) скважина, Биби-Айбатское месторождение вблизи Баку
- 1864 год – пробурена первая эксплуатационная скважина в долине реки Кудако на Кубани (рождение нефтяной промышленности России.)
- 1880 год – первое упоминание о возможности вытеснения нефти водой в пластовых условиях.
- 1940-50-е годы – широкое распространение заводнения на нефтяных месторождениях по всему миру, появление ряда новых систем заводнения.
- 1946 год – первое применение законтурного заводнения в СССР на Туймазинском месторождении.
- 1954 год – внедрение внутриконтурного заводнения на девонской залежи Ромашкинского месторождения.
- 1957 год – применение очагового заводнения на участке Леонидовского нефтяного месторождения

# Принцип заводнения



# Основные коэф-ы характеризующие заводнение

- Коэффициент дренирования залежей ( $\eta_{др}$ ),
- Коэффициент охвата пластов заводнением ( $\eta_{охв}$ ),
- Коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды ( $\eta_{выт}$ ).

*Коэффициент дренирования залежей* определяет долю их общего нефтенасыщенного объема, в котором обеспечена фильтрация жидкостей данной системой скважин ( $V_{дрен}$ ), и выражается отношением:

$$\eta_{др} = \frac{V_{дрен}}{V_{зав}}$$

*Коэффициент охвата пластов заводнением* определяет долю объема дренируемого нефтенасыщенного пласта, охваченного (занятого) водой и выражается отношением

$$\eta_{охв} = \frac{V_{зав}}{V_{дрен}}$$

*Коэффициент вытеснения нефти водой* из пористой среды определяет степень замещения нефти водой в пористой среде и выражается отношением

$$\eta_{выт} = \frac{1 - \sigma_{св} - \sigma_{н.ост}}{1 - \sigma_{св}}$$

# Факторы эффективности заводнения

На показатели эффективности заводнения влияют следующие факторы:

## 1) на коэффициент дренирования залежей –

- Расчлененность, прерывистость (монолитность), сбросы пластов.
- Условия залегания нефти, газа и воды в пластах.
- Размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания пластов.
- Состояние призабойных зон пластов, как следствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации.

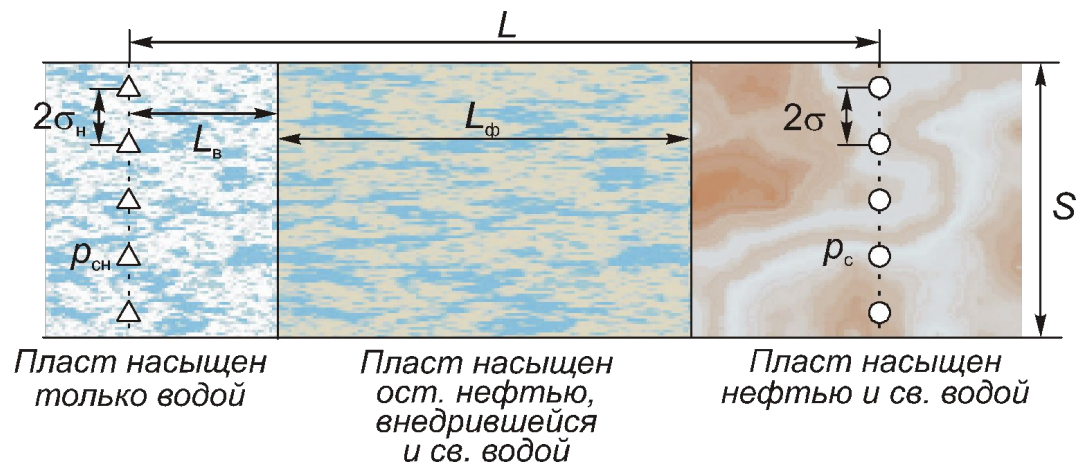
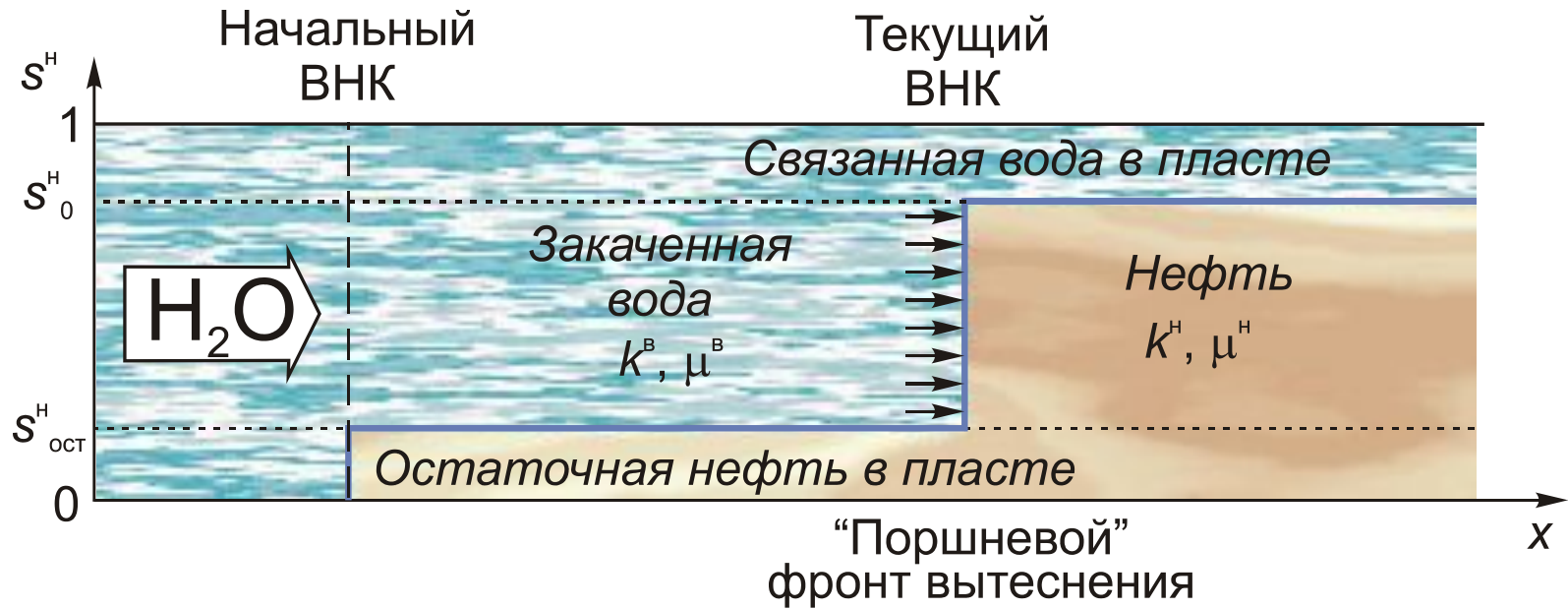
## 2) на коэффициент охвата пластов заводнением –

- Макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств).
- Трещиноватость, кавернозность (тип коллектора).
- Соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего агента.

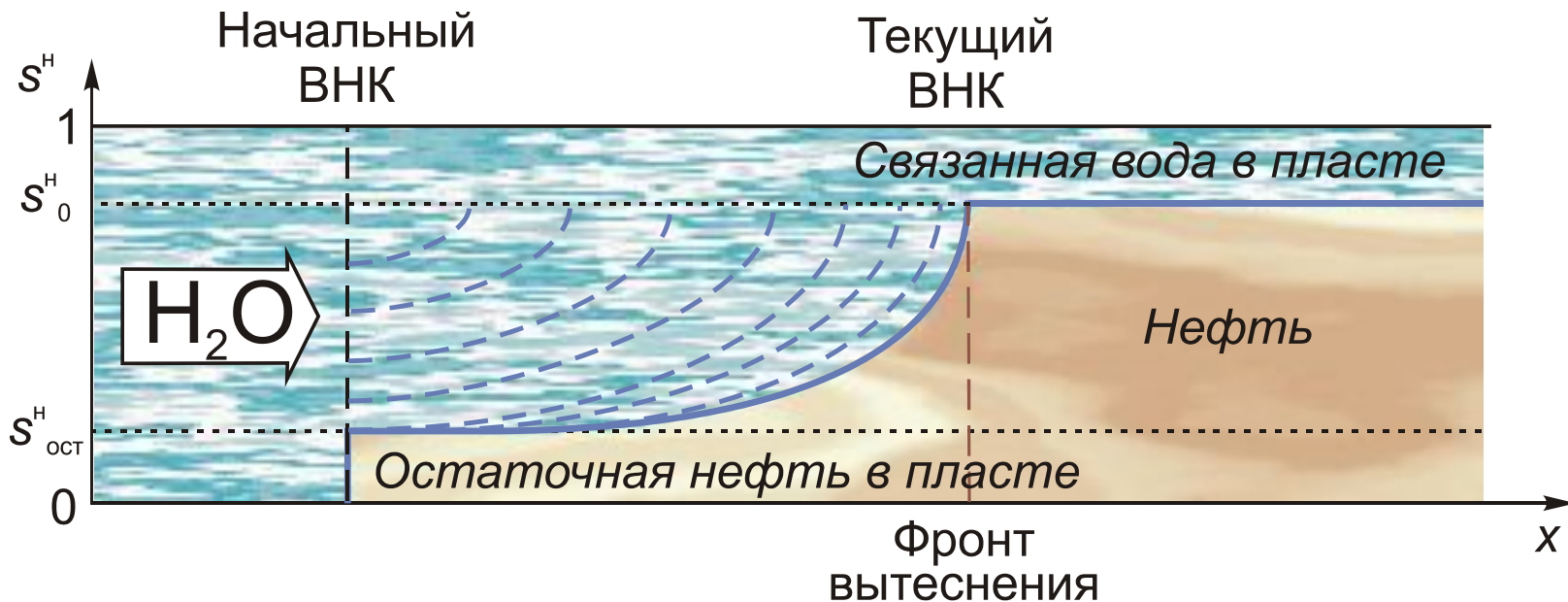
## 3) на коэффициент вытеснения нефти водой –

- Микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов (средняя проницаемость).
- Смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды.
- Межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой.

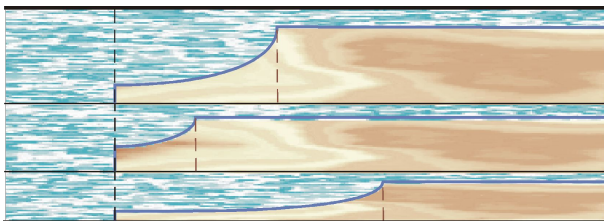
# Поршневое вытеснение нефти водой



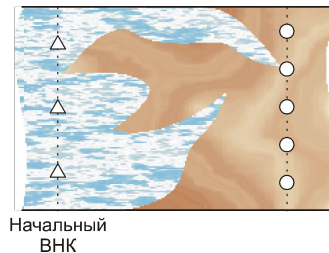
# Непоршневое вытеснение нефти водой



Послойная неоднородность



Зональная неоднородность



# Системы разработки месторождения с использованием заводнения

- Системы разработки залежей классифицируют в зависимости от размещения скважин и вида энергии, используемой для перемещения нефти
- Размещение скважин: *равномерное, неравномерное*.
- Системы разработки с размещением скважин по равномерной сетке различают: по форме сетки; по плотности сетки; по темпу ввода скважин в работу; по порядку ввода скважин в работу относительно друг друга и структурных элементов залежи.
- *Плотность сетки скважин* - отношение площади нефтеносности к числу добывающих скважин.
- По темпу ввода скважин в работу можно выделить *одновременную* (еще называют «сплошная») и *замедленную системы разработки залежей* (сгущающаяся и ползучая).
- По виду используемой энергии: *естественная, искусственная*.



## Виды заводнения

### •Законтурное

Применяется на небольших (до 5 км) залежах. Закачка воды осуществляется в ряд нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности (100-1000м).

### •Приконтурное

Применяется на небольших залежах при существенно сниженной проницаемости пласта в законтурной области или при затруднении связи законтурной воды с нефтенасыщенной частью пласта (например, при выпадении окислившихся тяжелых фракций нефти в области ВНК). Закачка воды осуществляется непосредственно в область водонефтяного контакта.

### •Внутриконтурное

Применяется на крупных залежах для исключения экранирования и консервации центральной части залежи. Разделяется на блоковое (рядное), площадное, избирательное, очаговое.

## Схема законтурного заводнения

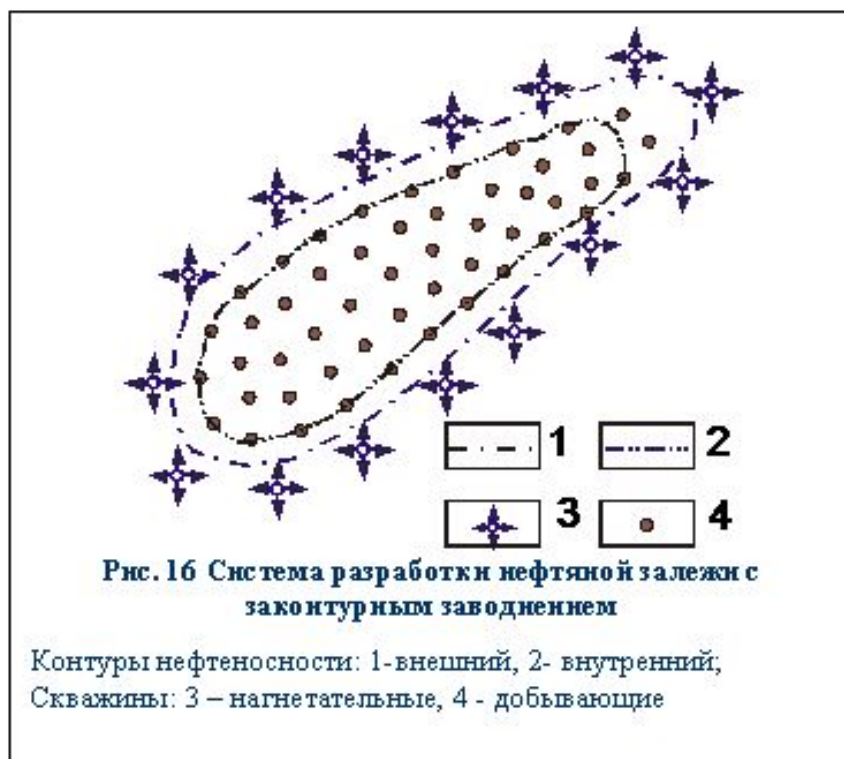


Схема достаточно эффективна при небольшой ширине залежей (до 5—6 км), малой относительной вязкости пластовой нефти, высокой проницаемости коллектора (0,4—0,5 мкм<sup>2</sup> и более), сравнительно однородном строении продуктивного пласта, хорошей сообщаемости залежи с законтурной областью.

## Законтурное заводнение

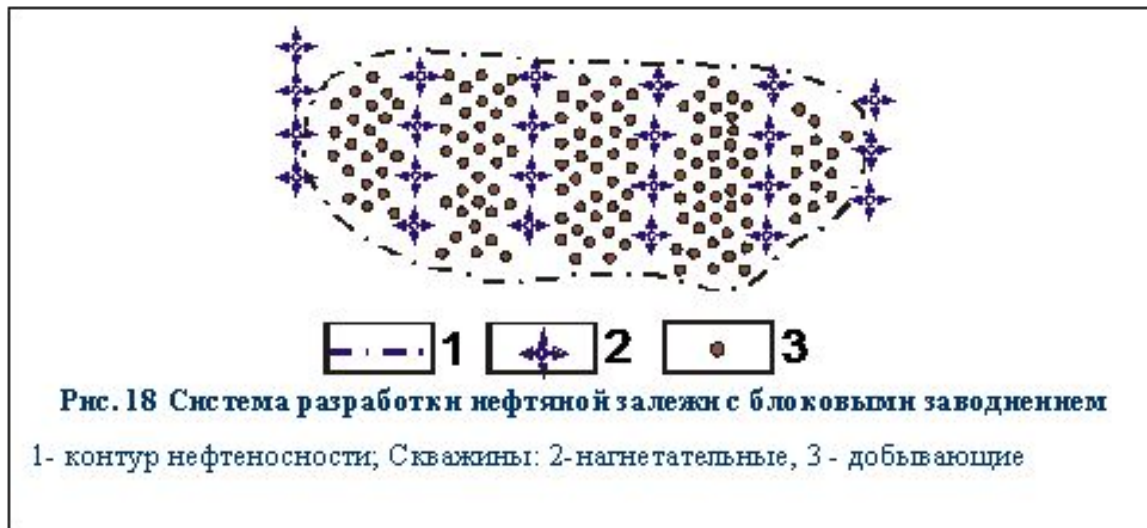
- При законтурном заводнении, воду закачивают в ряд нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100—1000 м. Его применяют на объектах с малорасчлененными по толщине продуктивными пластами, обладающими сравнительно высокой гидропроводностью, при небольшой ширине залежей (до 4—5 км, а при наиболее благоприятном строении пластов и более). Примером может служить Туймазинское месторождение (Башкирия), где начали впервые применять заводнение в СССР (1948 г.). Широкого распространения оно не получило.
- При числе рядов добывающих скважин больше пяти центральная часть месторождения слабо подвергается воздействию законтурным заводнением, пластовое давление здесь падает, и эта часть разрабатывается при режиме растворенного газа, а затем после образования ранее не существовавшей (вторичной) газовой шапки – при газонапорном.

## Схема приконтурного заводнения



При этом виде заводнения нагнетательные скважины располагают на некотором удалении от внешнего контура нефтеносности в пределах водонефтяной зоны залежи. Применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное заводнение, но при значительной ширине водонефтяной зоны, а также при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной.

# Схема блокового заводнения



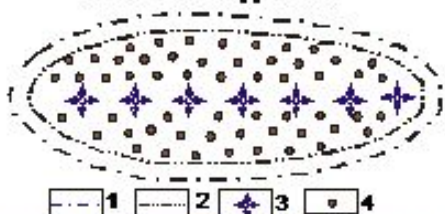
При блоковом заводнении нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления.

# Рядное и блоковое заводнение

- Рядная система разработки применяется на крупных нефтяных месторождениях платформенного типа с широкими водонефтяными зонами. Широкие водонефтяные зоны отрезают от основной части залежи и разрабатывают их по самостоятельным системам. На средних и небольших по размеру залежах применяют поперечное разрезание их рядами нагнетательных скважин на блоки (блоковое заводнение). Ширина площадей и блоков выбирается с учетом соотношения вязкостей и прерывистости пластов (литологического замещения) в пределах до 3—4 км, внутри размещают нечетное число рядов добывающих скважин.
- Практически применяют одно-, трех-, пятирядную схемы расположения скважин, представляющие собой соответственно чередование одного ряда добывающих скважин и ряда нагнетательных скважин, трех рядов добывающих и ряда нагнетательных скважин, пяти рядов добывающих и ряда нагнетательных скважин. Более пяти рядов добывающих скважин обычно не применяют по той же причине, что и при законтурном заводнении

# Схемы сводового заводнения

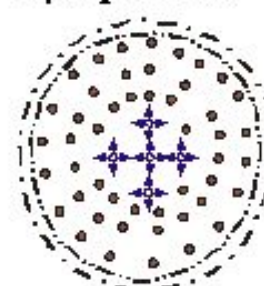
**Осевое заводнение**



**Рис. 20** Разновидность системы со сводовым заводнением

Контуры нефтеносности: 1-внешний, 2- внутренний;  
Скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие;

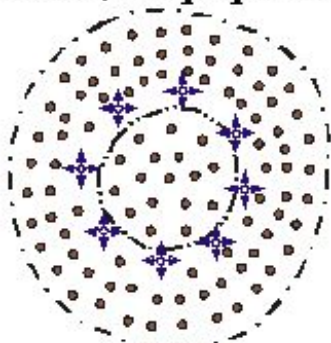
**Центральное**



**Рис. 21** Разновидность системы со сводовым заводнением

Контуры нефтеносности: 1-внешний, 2- внутренний;  
Скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие;

**Кольцевое разрезание**



**Рис. 22** Разновидность системы со сводовым заводнением

Контуры нефтеносности: 1-внешний, 2- внутренний;  
Скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие;

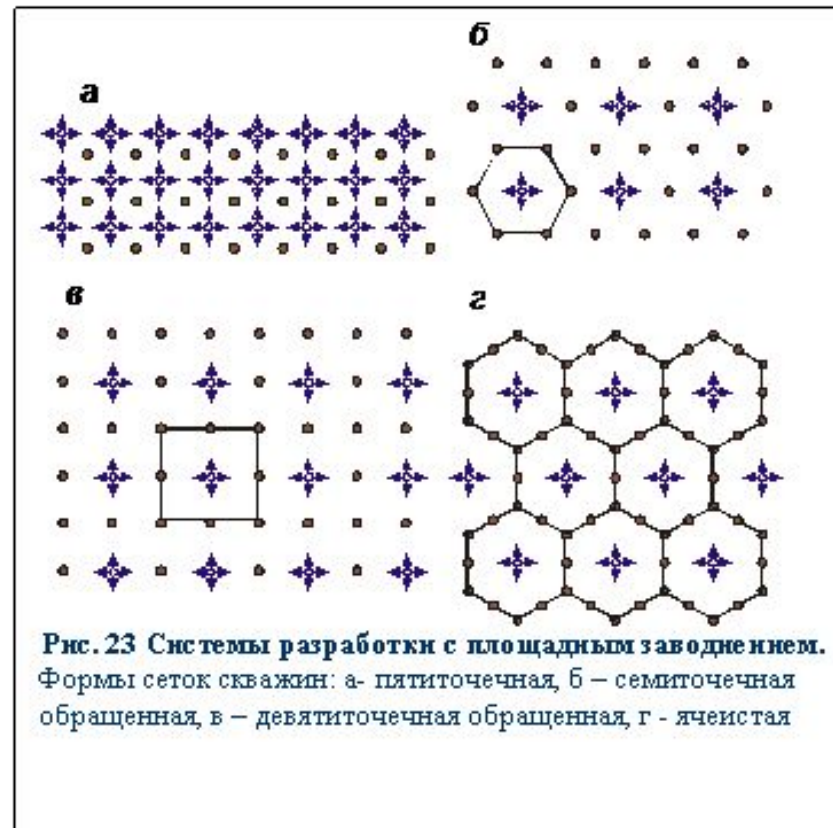
Разновидность сводового заводнения выбирают в зависимости от формы и размера залежи и относительного размера ВНЗ.

## Сводовое заводнение

- При сводовом заводнении ряд нагнетательных скважин размещают на своде структуры или вблизи него. Если размеры залежи превышают оптимальные, это заводнение сочетают с законтурным. Сводовое заводнение подразделяют на:
  - а) осевое (нагнетательные скважины размещают по оси структуры — кумский горизонт Новодмитриевского месторождения в Краснодарском крае, пласты группы А Усть-Балыкского месторождения в Западной Сибири);
  - б) кольцевое (кольцевой ряд нагнетательных скважин с радиусом, приблизительно равным 0,4 радиуса залежи, разрезает залежь на центральную и кольцевую площади — Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения);
  - в) центральное заводнение как разновидность кольцевого (вдоль окружности радиусом 200—300 м размещают 4—6 нагнетательных скважин, а внутри имеется одна или несколько добывающих скважин).



## Схемы площадного заводнения



Разновидность внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности, установленной проектным документом на разработку.

## Площадное заводнение

- Характеризуется рассредоточенной закачкой рабочего агента в залежь по всей площади ее нефтеносности. Площадные системы заводнения по числу скважинно-точек каждого элемента залежи с расположенной в его центре одной добывающей скважиной могут быть четырех-, пяти- семи- и девятиточечной и линейной системами
- Линейная система—это однорядная система блокового заводнения, причем скважины размещают не друг против друга, а в шахматном порядке. Отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1;  $F=2a^2$ ;  $S=a^2$ ;
- Пятиточечная система. Элемент системы представляет собой квадрат, в углах которого находятся добывающие скважины, а в центре – нагнетательная. Для этой системы отношение нагнетательных и добывающих скважин составляет 1:1,  $=1$ .
- Семиточечная система. Элемент системы представляет собой шестиугольник с добывающими скважинами в вершине и нагнетательной в центре. Добывающие скважины расположены в углах шестиугольника, а нагнетательная – в центре. Параметры  $=1/2$ , т.е. на одну нагнетательную скважину приходится две добывающие.
- Девятиточечная система. Соотношение нагнетательных скважин и добывающих составляет 1:3, так что  $=1/3$ . Самая интенсивная из рассмотренных систем с площадным расположением скважин пятиточечная, наименее интенсивная девятиточечная.

## Хар-ки систем площадного заводнения

- 1 – прямолинейная система:  $m=1:1$ ;  $F=2a^2$ ;  $S=a^2$ ;
  - 2 – пятиточечная система:  $m=1:1$ ;  $F=2a^2$ ;  $S=a^2$ ;
  - 3 – девятиточечная система:  $m=1:3$ ;  $F=4a^2$ ;  $S=a^2$ ;
  - 4 – обращенная девятиточечная система:  $m=3:1$ ;  $F=1,33a^2$ ;  $S=a^2$ ;
  - 5 – квадратно-семиоточечная система:  $m=1:2$ ;  $F=3a^2$ ;  $S=a^2$ ;
- И др.

\*  $m$  – отношение нагнетательных скважин к добывающим  
 $F$  – площадь на одну нагнетательную  
 $S$  – площадь на одну скважину в общем

## Анизотропия пласта.

- *Анизотропия, или направленная проницаемость*, может значительно улучшить коэффициент охвата. На рисунке показано, какое влияние оказывает выбор системы заводнения на коэффициент охвата при различных соотношениях проницаемостей по осям X и Y.
- Для демонстрации этого эффекта приведена таблица.

Тип системы	$E_a$ на момент прорыва	Время до прорыва	$E_a$ при ВНФ=10	Закачка в единицах ППН при ВНФ=10
5-ти точ.	52,5	625	88	2,0
Лин-ая рядная	67,5	804	98	1,4

# Материальный баланс

- **Материальный баланс** – простая концепция, подчиняющаяся закону сохранения масс, согласно которому привнесенная масса равна извлеченной плюс то, что накопилось или осталось (в пласте, например).
- $V_{\text{извлечённый}} = \Delta V_{\text{первоначальный}} + V_{\text{привнесённый}}$  – наиболее общий вид ур-я мат. баланса

$$N_p B_0 = NB_{0i} \Delta p C_e + W_e + (W_{inj} - W_p) B_w \quad \text{для давления выше давления насыщения}$$

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] - W_e + B_g W_p}{B_t - B_{ti} + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})} \quad \text{для давления ниже давления насыщения}$$

$$\frac{1}{Q_i} = \frac{1 - f_{wi}}{S_w - S_{wi}} \quad \text{для линейного заводнения пластов при начальной насыщенности подвижной воды}$$

# Некоторые обозначения для ур-й

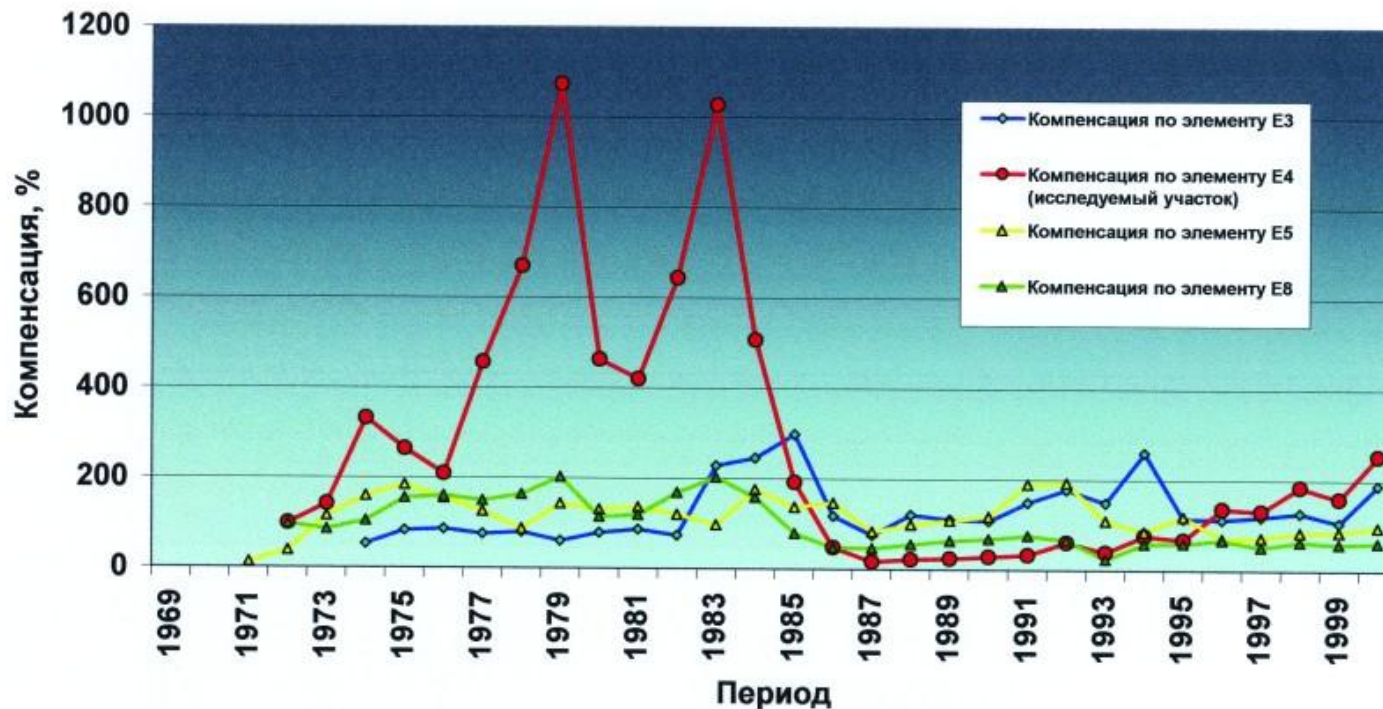
- $B$  – коэффициент объемного расширения
- $B_{obp}$  – коэффициент объемного расширения нефти ниже давления насыщения
- $B_{oi}$  – коэффициент объемного расширения нефти начальный
- $B_{ox}$  – коэффициент объемного расширения нефти в опред-ый момент времени
- $B_w$  – коэффициент объемного расширения воды
- $B_t$  – коэффициент объемного расширения нефти по времени
- $B_{ti}$  – коэффициент объемного расширения нефти по времени, начальный
- $B_g$  – коэффициент объемного расширения газа
- $B_{gi}$  – коэффициент объемного расширения газа начальный
- $C$  – сжимаемость
- $C_t$  – общая сжимаемость
- $C_e$  – эффективная сжимаемость
- $N$  – геологические запасы нефти
- $N_p$  – накопленная добыча
- $R_p$  – накопленное газосодержание
- $R_{soi}$  – начальное содержание растворенного газа в нефти
- $W_e$  – приток воды из-за контура
- $W_{inj}$  – дебит нагнетательной скважины
- $W_p$  – накопленная закачка
- $\Delta P$  – изменение давления от начального пластового (атм)
- $V_o, V_w, V_f$  - объёмы нефти, воды, пор

# Компенсация отбора жидкости. Коэффициент компенсации

- **Компенсация отбора жидкости** – это комплекс мероприятий направленный на поддержание пластовой энергии за счет замещения извлеченного объема углеводородов таким же объемом воды. Если накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды по объекту (участку) меньше 100 %, то для покрытия дефицита закачки воды нормы закачки устанавливают технологическим режимом работы нагнетательных скважин больше нормы текущих отборов жидкости на 30 - 50 % и более, исходя из производительности применяемого для закачки воды оборудования и приемистости действующих нагнетательных скважин.
- Для оценки степени компенсации отборов жидкостей из пласта закачкой вводится понятие коэффициента компенсации.
- Для определения компенсации отбора жидкости в % нужно объем закачки поделить на объем отбора жидкости в пластовых условиях и умножить на 100. (не умножая на 100 получим **коэффициент компенсации**).

# Компенсация отбора жидкости

Для определения компенсации отбора жидкости в % нужно объем закачки поделить на объем отбора жидкости в пластовых условиях и умножить на 100. ( не умножая на 100 получим коэффициент компенсации).



*График изменения компенсации отбора жидкости*