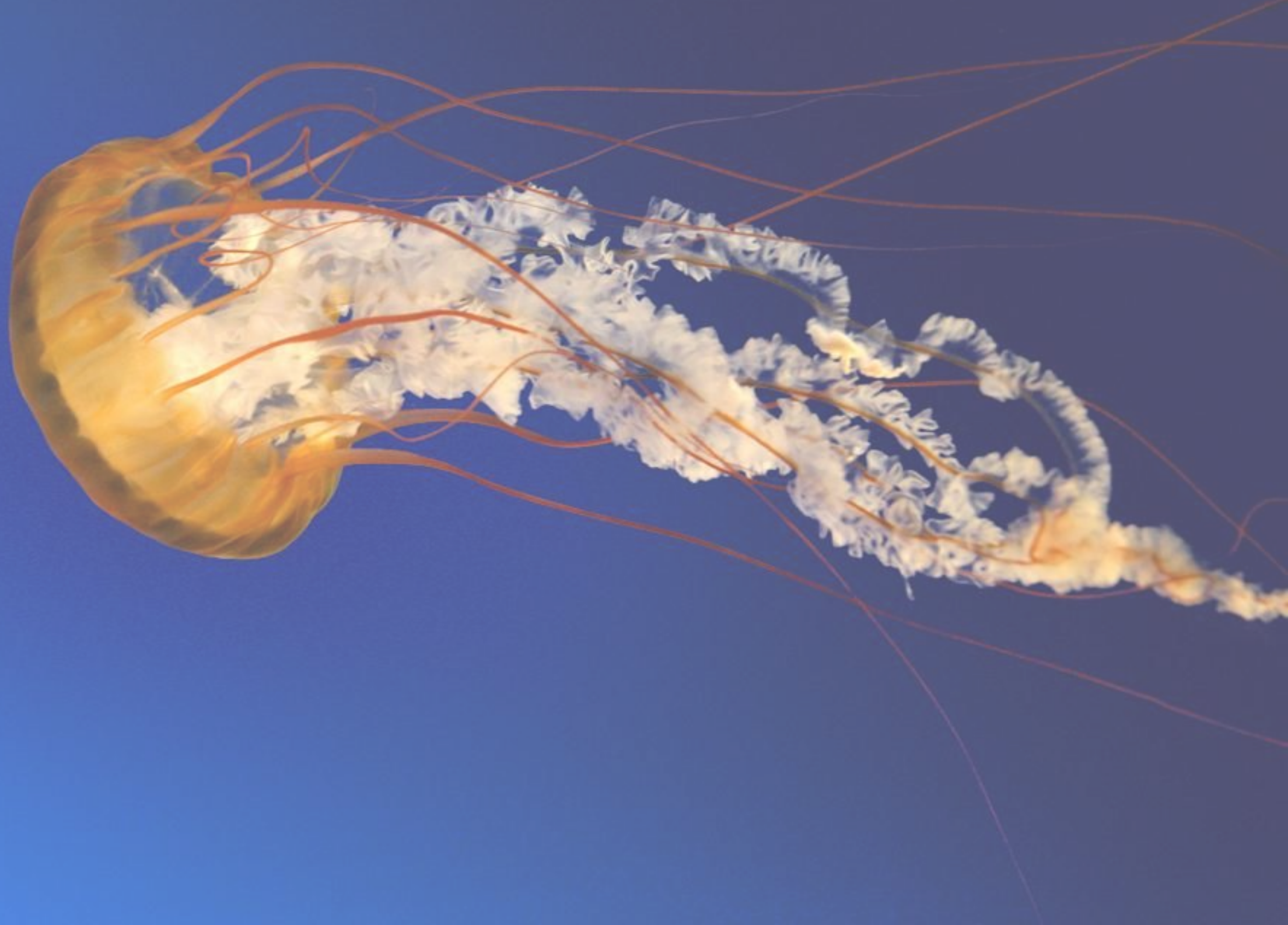


# Вытеснение нефти водой



**Цель:** Рассмотреть виды и модели заводнения нефтяных залежей, вопросы вытеснения нефти водой из однородного и трещиновато-пористого пласта.

**Задачи:**

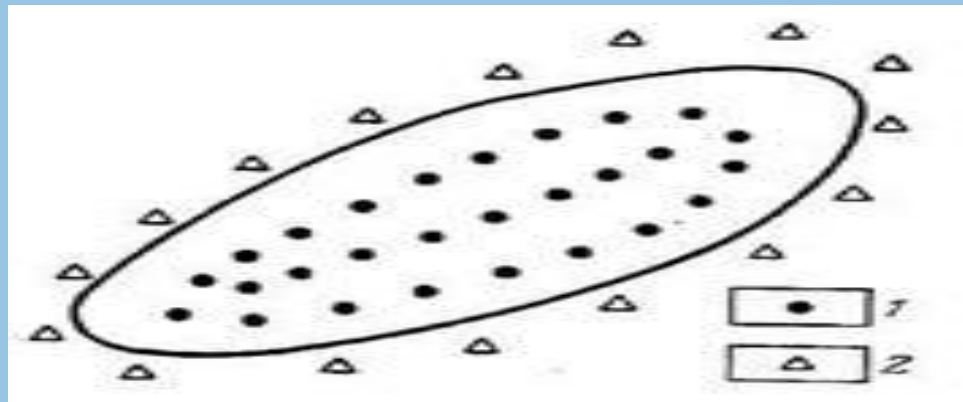
1. Рассмотреть критерии применимости вытеснения нефти водой
2. Рассмотреть виды заводнения нефтяных залежей
3. Рассмотреть модели заводнения нефтяных залежей
4. Изучить вопросы вытеснения нефти водой из слоисто-неоднородного пласта при поршневой модели
5. Изучить вопросы вытеснения нефти водой из трещиновато-пористого пласта при непоршневой модели

# 1. Критерии применимости вытеснения нефти водой

Показатели	Благоприятное свойство	Неблагоприятное свойство
Глубина	Не ограничена	Не ограничена
Толщина пласта, м	3-25 и более	Менее 2
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Более 0,1-0,15	Менее 0,025
Тип коллектора	Крупнопоровый, порово-каверновый	Трещинный
Смачиваемость пород	Гидрофильность	Гидрофобность
Пластовое давление	Гидростатическое	Аномально высокое и низкое
Нефтенасыщенность, %	Более 70%	Менее 50%
Температура, °С	Более 50	Менее 50
Вязкость нефти, мПа·с	Менее 5	Более 25
Система заводнения	Боковая, рядная, площадная	Законтурная, осевая
Плотность сетки, га/скв	16-24	Более 65-80
Давление нагнетания, МПа	10-20	Выше горного на забое
Режим нагнетания	Циклический, изменение направления потоков	Стабильный
Пластовое давление в зоне отбора	Равно давлению насыщения газом или 20-25%	Сильное разгазирование нефти в пласте

## 2. Виды заводнения нефтяных залежей

### 1. Законтурное заводнение



#### Применимость:

1. при хорошей гидродинамической связи нефтеносного пласта с областью размещения нагнетательных скважин;
2. при сравнительно малых размерах залежи нефти, когда отношение площади залежи к периметру контура нефтеносности составляет 1,5-1,75 км. При больших значениях создаваемое давление в законтурной части практически не оказывает влияние на пластовое давление в центре залежи, в результате там наблюдается быстрое падение пластового давления;
3. при однородном пласте с хорошими коллекторскими свойствами как по толщине пласта, так и по площади.

## Недостатки законтурного заводнения

1. Повышенный расход энергии (дополнительные затраты мощностей насосных установок) на извлечение нефти, так как нагнетаемой воде приходится преодолевать фильтрационное сопротивление зоны пласта между контуром нефтеносности и линией нагнетательных скважин;
2. Замедленное воздействие на залежь из-за удаленности линии нагнетания;
3. Повышенный расход воды вследствие ее оттока во внешнюю область пласта за пределы линии нагнетания.

## **2. Приконтурное заводнение**

### **Применимость**

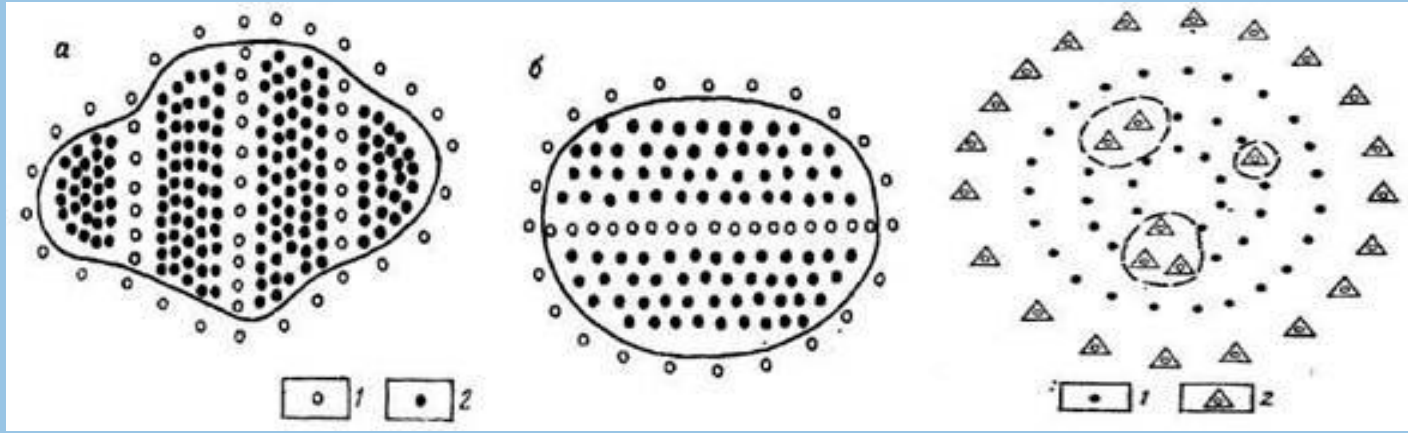
1. при ухудшенной гидродинамической связи пласта с внешней областью;
2. для интенсификации процесса эксплуатации, так как фильтрационные сопротивления между линиями нагнетания и отбора уменьшаются за счет их сближения.

### **Преимущество**

С энергетической точки зрения приконтурное заводнение более экономично, хотя при хорошей гидропроводности внешней области потери нагнетаемой воды неизбежны.

### 3. Внутриконтурное заводнение

Применяют в основном при разработке нефтяных залежей с очень большими площадными размерами.



**Схемы внутриконтурного заводнения:**

а) с разрезанием залежи; б) осевое в) очаговое

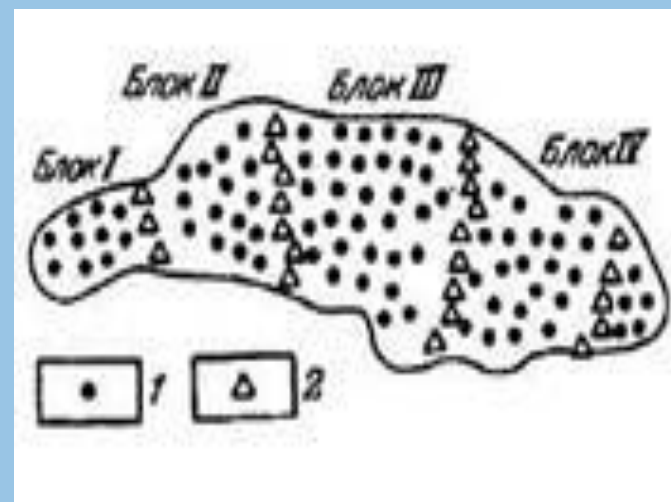
**Преимущество системы внутриконтурного заводнения** - возможность начинать разработку с любой площади и, в частности, вводить в разработку в первую очередь площади с лучшими геолого-эксплуатационными характеристиками, наибольшей плотностью запасов с высокими дебитами скважин.



# Блочные системы заводнения

Принципиальное отличие блоковых систем состоит в том, что блоковые системы предполагают отказ от законтурного заводнения

Они находят применение на месторождениях вытянутой формы с расположением рядов водонагнетательных скважин чаще в поперечном направлении.



**Преимущество блоковых систем заключается в следующем:**

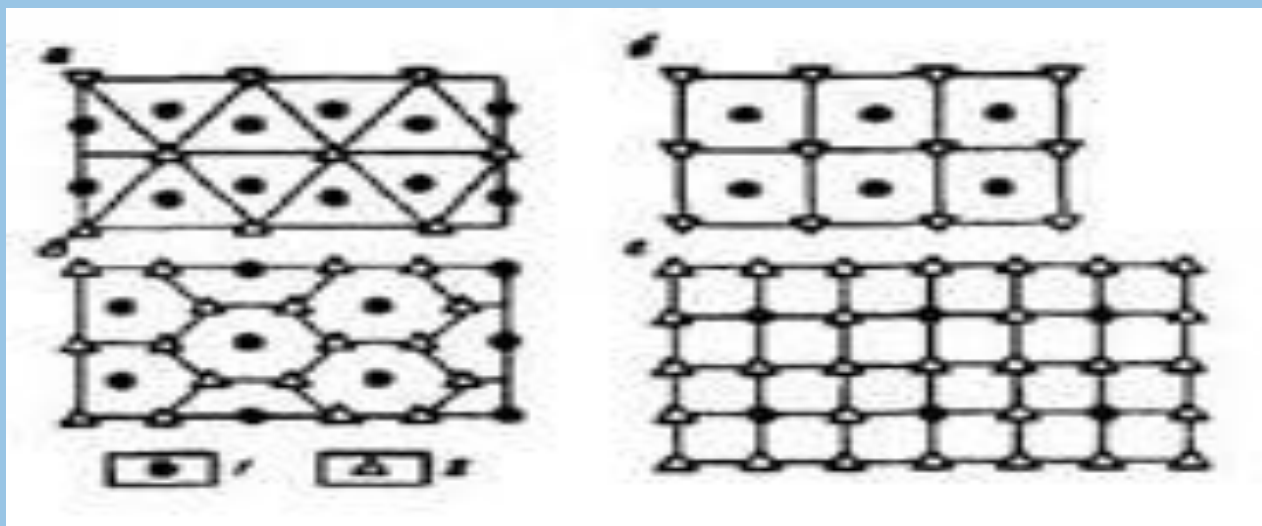
1. Отказ от расположения водонагнетательных скважин в законтурной зоне исключает риск бурения скважин в слабоизученной на стадии разведки месторождения части пласта.
2. Более полно используется проявление естественных сил гидродинамической области законтурной части пласта.
3. Сокращается площадь, подлежащая обустройству объектами ППД.
4. Упрощается обслуживание системы ППД (скважины, КНС и т. д.).
5. Компактное, близкое расположение добывающих и нагнетательных скважин позволяет оперативно решать вопросы регулирования разработки перераспределением закачки воды по рядам и скважинам и отбора жидкости в добывающих скважинах.



## Площадное заводнение

Наиболее интенсивная система воздействия на пласт, обеспечивающая самые высокие темпы разработки месторождений. Применяют при разработке пластов с очень низкой проницаемостью.

При этой системе добывающие и нагнетательные скважины размещаются по правильным схемам **четырёх-, пяти-, семи- и девятиточечным системам.**



**Основные схемы площадного заводнения.**

Большое влияние на эффективность площадного заводнения оказывает однородность пласта и величина запасов нефти, приходящаяся на одну скважину, а также глубина залегания объекта разработки.

# Барьерное заводнение

Применяется при разработке газонефтяных месторождений с большим объемом газовой шапки может ставиться задача одновременного отбора нефти из нефтяной оторочки и газа из газовой шапки.

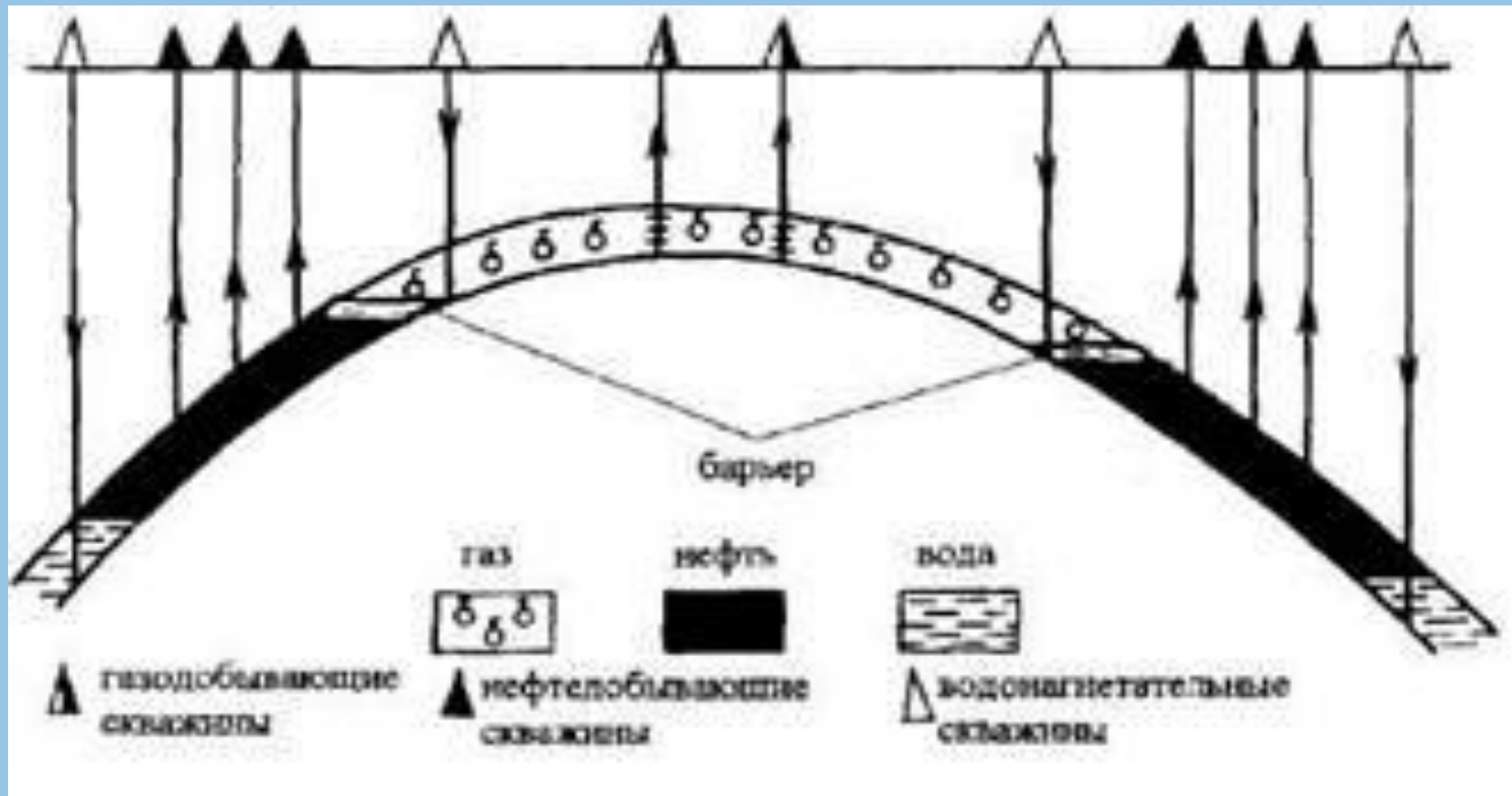
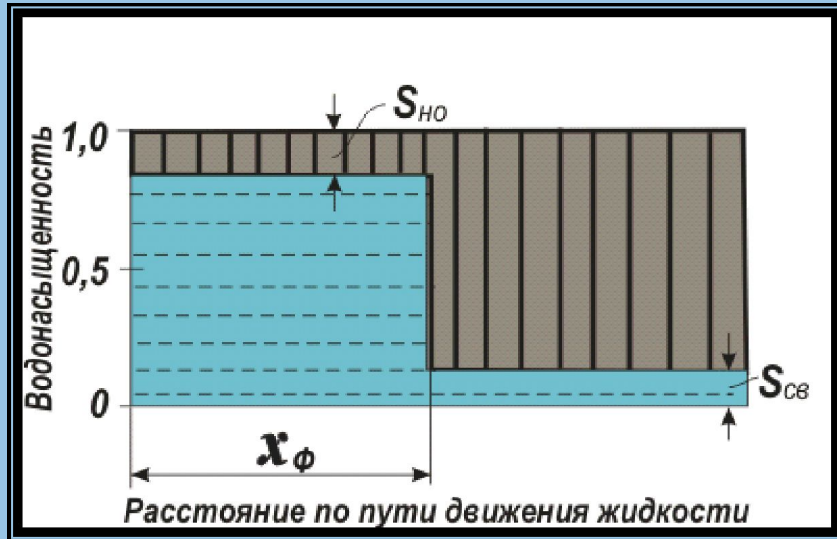


Схема барьерного заводнения

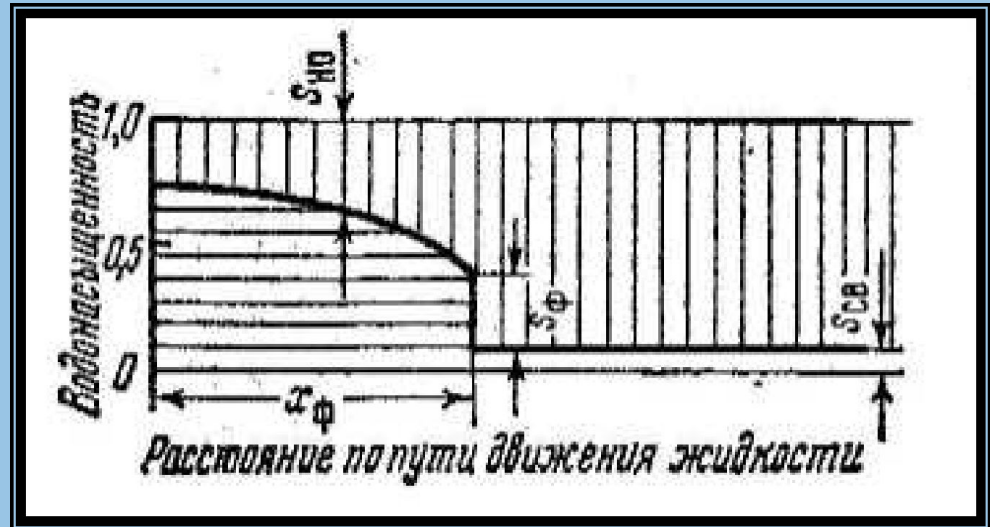
### 3. Модели вытеснения нефти водой

Модель поршневого вытеснения

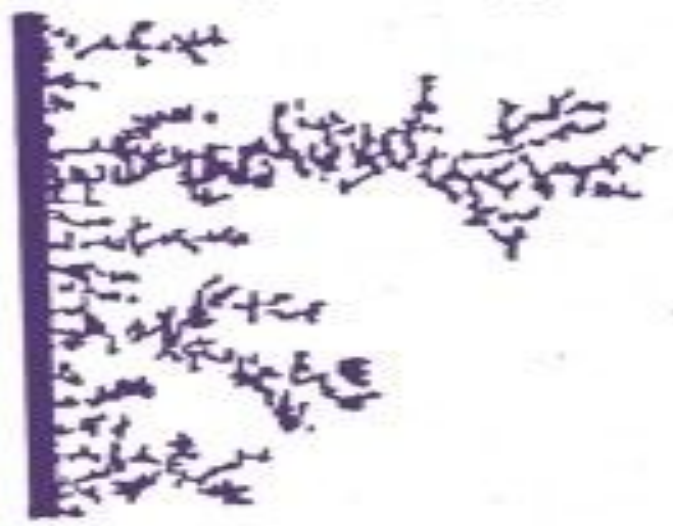
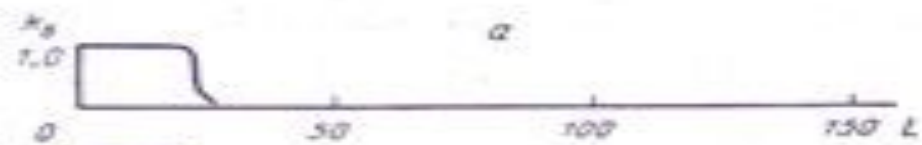


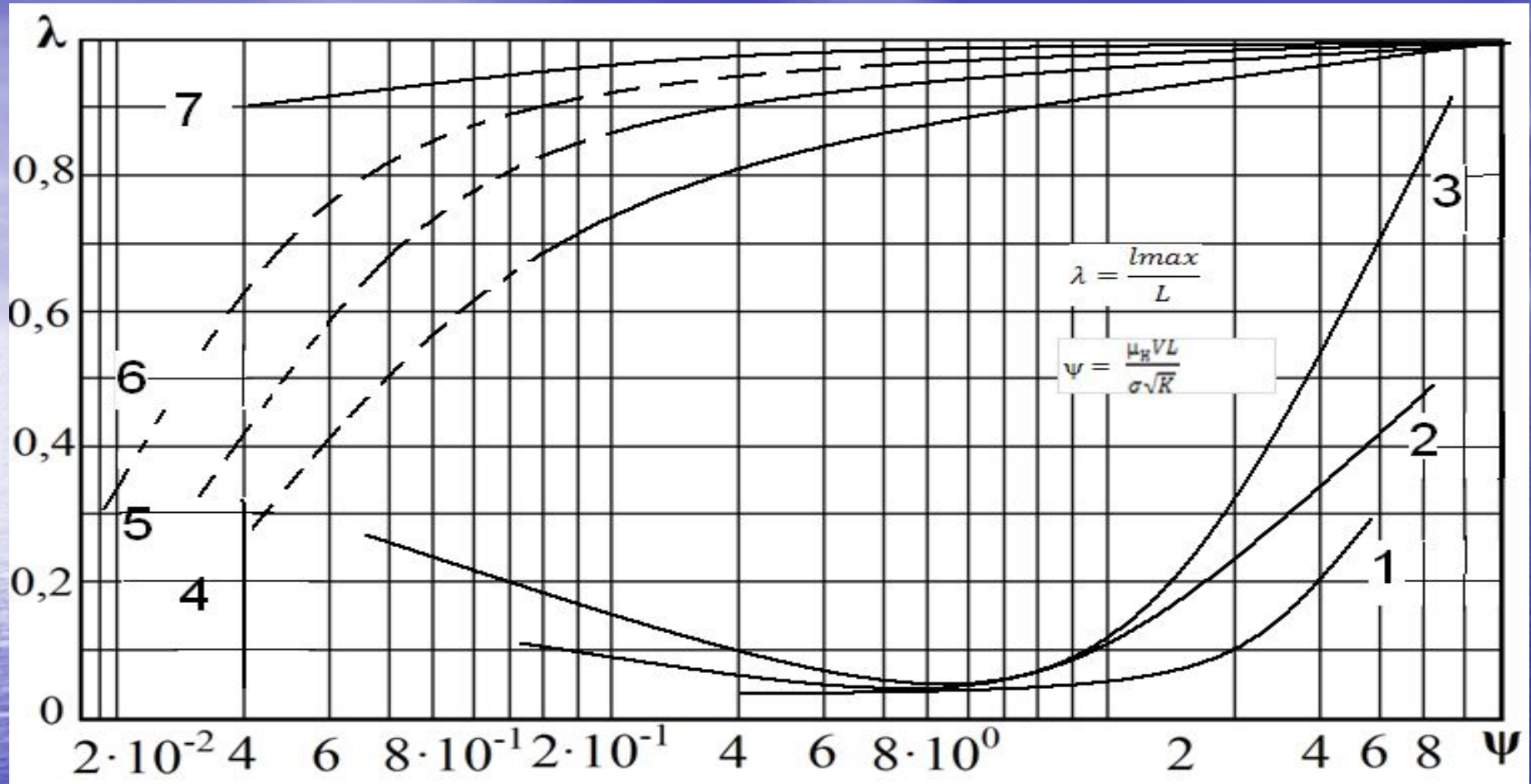
Предполагается движущийся в пласте вертикальный фронт, впереди которого нефтенасыщенность равна начальной. Позади остается промытая зона с остаточной нефтенасыщенностью. Обводнение продукции скважин должно произойти мгновенно в момент подхода фронта вытеснения к забоям добывающих скважин.

Модель непоршневого вытеснения



Перед фронтом вытеснения движется только нефть, позади него — одновременно нефть и вода со скоростями, пропорциональными соответствующим фазовым проницаемостям. По мере продвижения фронта вытеснения скорости изменяются не только в зависимости от насыщенности в пласте, но и во времени. В момент подхода фронта к скважине происходит мгновенное обводнение до **некоторого значения**, соответствующего скачку нефтенасыщенности на фронте, а затем обводненность медленно нарастает.



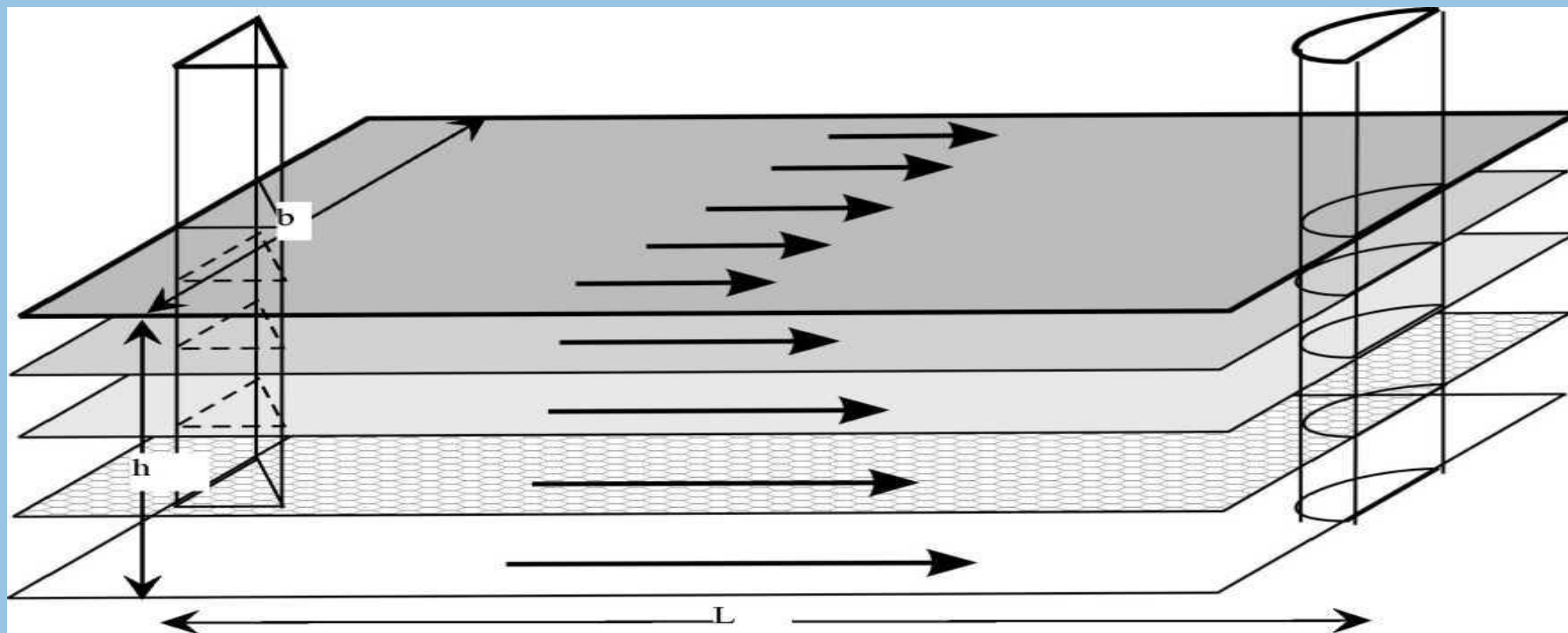


где  $l_{max}$  – максимальная длина языков неустойчивости;  $L$  – длина модели пласта,  $\mu_n$  – вязкость нефти,  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе нефть – вытесняющая жидкость,  $V$  – скорость фильтрации,  $k$  – проницаемость.

**Зависимость критерия устойчивости  $\lambda$  от безразмерной скорости вытеснения  $\Psi \mu_n / \mu_B$ : 1-2; 2-5; 3-10; 4-13; 5-16; 6-19; 7-27**



## 4. Вопросы вытеснения нефти водой из слоисто-неоднородного пласта при поршневой модели



Продуктивный пласт неоднородный. Его можно представить моделью слоистого пласта, состоящего из тонких гидродинамически изолированных пропластков, абсолютная проницаемость которых меняется в соответствии с законом гамма распределения

Плотность гамма распределения при имеет вид:

$$f(k, k_m) = \frac{k \exp\left(-\frac{k}{k_m}\right)}{k_m^2}; \quad 0 \leq k \leq \infty$$

Для нахождения гамма распределения используется интеграл:

$$\int k \cdot f(k, k_m) dk = - \left( 2k_m + \frac{k^2}{k_m} + 2k \right) \exp\left(-\frac{k}{k_m}\right) + const$$



В качестве независимого аргумента задается не время, а абсолютная проницаемость полностью обводившегося пропластка  $k^*$ . По значению  $k^*$  находится время обводнения этого пропластка  $t^*$  и далее остальные параметры.

Примем допущение о том что отношение фазовых вязкостей и проницаемостей нефти и воды равны, т.е.

$$\mu_H / k_H = \mu_B / k_B$$

В этом случае упрощенные выражения для дебита нефти для элемента системы разработки будут иметь вид:

$$q_H = \frac{1}{\mu_H} \int_{k^*}^{k} (k, k_m) u k = \frac{1}{\mu_H L} \left( \frac{2k_m}{k} - \frac{2k_m}{k} + \frac{k}{k_m} + \frac{2k}{k_m} \right) \exp\left(-\frac{k}{k_m}\right)$$

Соответственно и для дебита воды.

## Порядок расчета следующий:

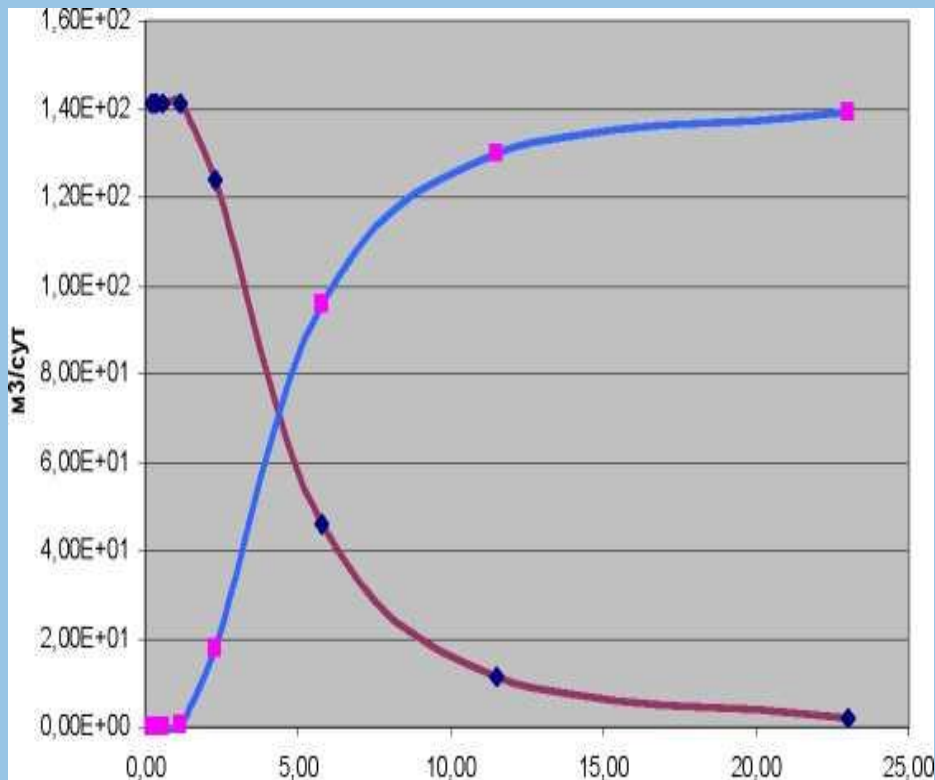
1) Задается проницаемость пропластка (например, в диапазоне от  $k^*=50k_m$  до  $k^*=k_m/2$ ) и определяем время его обводнения  $t_*$  по формуле:

$$t_* = \frac{\dots}{\dots}$$

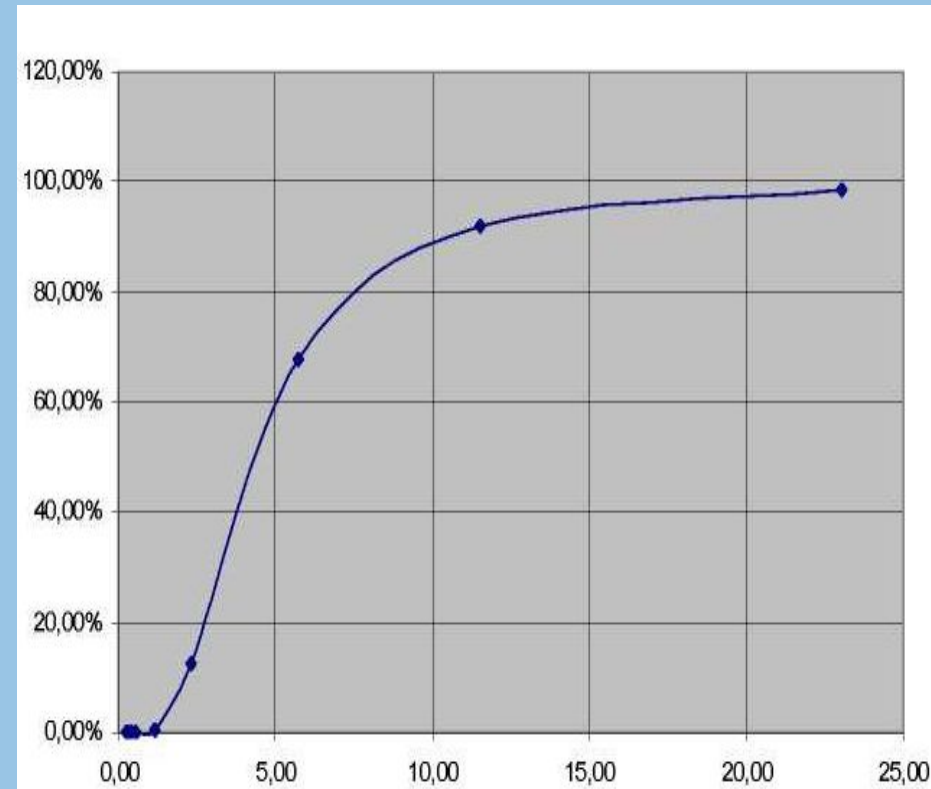
2) По предыдущей формуле вычисляется дебит нефти  $q_H(t^*)$  и дебит воды  $q_B(t^*)$  в момент времени  $t^*$ . Расчеты повторяют аналогичным образом для других значений  $k^*$ . Из расчета следует, что чем больше проницаемость обводнившегося пропластка, тем меньше время его обводнения. Поэтому удобнее задавать  $k^*$  в порядке убывания, тогда время будет возрастать.

## Таблица для проведения расчетов

$k^*/k_m$	к*	t,годы	$q_{н}$ (м <sup>3</sup> /сут)	$q_{в}$ (м <sup>3</sup> /сут)
50				
40				
10				
0.5				



Изменение во времени дебита нефти и  
дебита воды



Изменение во времени обводненности  
продукции скважин

## 5. Вопросы вытеснения нефти водой из трещиновато-пористого пласта при непоршневой модели



Модель трещиновато-пористого пласта

Скорость капиллярной пропитки матрицы блоков в трещиновато-пористом пласте определяется выражением:

$$\varphi(t) = \frac{ae^{-\beta t}}{\sqrt{\beta t}} \quad (1)$$

где  $a$  – экспериментальный коэффициент.

$$\beta = \frac{Ak\sigma \cos \theta}{l^3 \mu_n}, \quad a = ml^3 s_{но} \eta \beta / \pi$$

$$A = A(k_n, k_v, \frac{\mu_n}{\mu_v}, m, \frac{k^{1/2}}{l})$$

где  $k_n, k_v$  – относительные проницаемости для нефти и воды;

$k$  – абсолютная проницаемость;

$\theta$  – угол смачивания пород пласта водой;

$\sigma$  – поверхностное натяжение на границе нефть – вода;

$\mu_n$  – вязкость нефти;

$A$  – экспериментальная функция;

$l$  – длина грани куба породы пласта.

$s_{но}$  – начальная нефтенасыщенность блока породы;

$\eta$  – конечная нефтеотдача блока при его капиллярной пропитке.

Фронт капиллярной пропитки перемещается в пласте со скоростью:

$$v_{\phi} = dx_{\phi}/dt \quad (2)$$

$x_{\phi}$  – координата фронта капиллярной пропитки  $0 \leq x \leq x_{\phi}$

Если в течение времени  $\Delta\lambda$  «вступило» в пропитку некоторое число блоков породы, то расход воды  $\Delta q$ , входящей в эти блоки, составит:

$$\Delta q = \frac{bh\varphi (t-\lambda)\Delta\lambda v_{\phi}}{l^3} \quad (3)$$

Суммируя приращения расходов  $\Delta q$  в формуле и устремляя  $\Delta\lambda$  к нулю, получим:

$$q = \frac{bh}{l} \int_0^t \varphi(t - \lambda) v_{\phi}(\lambda) d\lambda. \quad (4)$$

Подставляя в (4) выражение для скорости пропитки (1) получим:

$$q = bh\beta\eta_* m S_{\text{HO}} \int_0^t \frac{e^{-\beta(t-\tau)}}{\sqrt{\pi\beta(t-\tau)}} v_{\phi}(\tau) d\tau$$

Решение интегрального этого уравнения позволяет записать выражение для скорости движения фронта капиллярной пропитки:

$$v_{\phi}(t) = \frac{dx_{\phi}}{dt} = \frac{q}{bhmS_{\text{HO}}} \left[ \frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi\beta t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta t}) \right]$$

И для определения его положения (координаты)

$$x_{\phi}(t) = \frac{q}{bhmS_{\text{HO}}} \int_0^t \left[ \frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi\beta t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta t}) \right] dt.$$

Эти формулы позволяют определить длительность безводной разработки пласта



**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!**