



---

**УЧЕБНЫЙ МОДУЛЬ**  
**Модуль «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»**

**Учебный элемент**  
*«Разработка нефтяных месторождений»*

---



*Объект разработки* — это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, извлечение которых из недр осуществляется при помощи определенной группы скважин или других горнотехнических сооружений. В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения.

Основные особенности объекта разработки — наличие в нем промышленных запасов нефти и определенная, присущая данному объекту группа скважин, при помощи которых он разрабатывается.

# На выделение объектов разработки влияют следующие факторы.

*Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа.* Резко отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщине, а также неоднородности пласты во многих случаях нецелесообразно разрабатывать как один объект, поскольку они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки и, следовательно, по способам эксплуатации скважин, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции.

*Физико-химические свойства нефти и газа.* Пласты с существенно различной вязкостью нефти бывает нецелесообразно объединять в один объект, так как их можно разрабатывать с применением различной технологии извлечения нефти из недр с различными схемами расположения и плотностью сетки скважин.

*Фазовое состояние углеводородов и режим пластов.* Различные пласты, залегающие сравнительно недалеко друг от друга по вертикали и имеющие сходные геолого-физические свойства, в ряде случаев бывает нецелесообразно объединять в один объект в результате различного фазового состояния пластовых углеводородов и режима пластов. Так, если в одном пласте имеется значительная газовая шапка, а другой разрабатывается при естественном упруговодонапорном режиме, то объединение их в один объект может оказаться нецелесообразным, так как для их разработки потребуются различные схемы расположения и числа скважин, а также различная технология извлечения нефти и газа.

*Условия управления процессом разработки нефтяных месторождений.* Чем больше пластов и пропластков включено в один объект, тем технически и технологически труднее осуществлять контроль за перемещением разделов нефти и вытесняющего ее агента (водонефтяных и газонефтяных разделов) в отдельных пластах и пропластках, труднее осуществлять раздельное воздействие на пропластки и извлечение из них нефти и газа, труднее изменять скорости выработки пластов и пропластков.

*Системой разработки* нефтяного месторождения называют совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих

- объекты разработки;
- последовательность и темп их разбуривания и обустройства;
- наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа;
- число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин;
- число резервных скважин, управление разработкой месторождения, охрану недр и окружающей среды.

На практике системы разработки нефтяных месторождений различают по двум наиболее характерным признакам:

- наличие или отсутствию воздействия на пласт с целью извлечения нефти из недр;
  - расположению скважин на месторождении.
- По этим признакам классифицируют системы разработки нефтяных месторождений. Можно указать четыре основных параметра, которыми характеризуют ту или иную систему разработки.

1. Параметр плотности сетки скважин  $S_c$ , равный площади нефтеносности, приходящейся на одну скважину, независимо от того, является скважина добывающей или нагнетательной. Если площадь нефтеносности месторождения равна  $S$ , а число скважин на месторождении  $n$ , то:  $S_c = S/n$ , [м<sup>2</sup>/скв]
2. В ряде случаев используют параметр  $S_{сд}$ , равный площади нефтеносности, приходящейся на одну добывающую скважину.
3. Параметр А. П. Крылова  $N_{KP}$ , равный отношению извлекаемых запасов  $N$  к общему числу скв. на месторождении:  $N_{KP} = N/n$ , [т/скв]
4. Параметр  $\omega$ , равный отношению числа нагнетательных скважин  $n_n$  к числу добывающих скважин  $n_d$ :  $\omega = n_n/n_d$ .
5. Параметр,  $\omega_p$ , равный отношению числа резервных скв., бурящихся дополнительно к основному фонду скважин на месторождении к общему числу скважин. Если число скважин основного фонда на месторождении составляет  $n$ , а число резервных скважин  $n_p$ , то  $\omega_p = n_p/n$ .

1. текущая годовая добыча нефти и жидкости;

2. начальные балансовые запасы (НБЗ):где:

$K$  – пересчётный коэффициент;

$S_n$  – нефтенасыщенность;

$$НБЗ = V_{nl} \cdot m \cdot S_n \cdot K \cdot \rho_n$$

3. начальные извлекаемые запасы (НИЗ):где:

$\eta$  – коэффициент нефтеизвлечения;

$$НИЗ = НБЗ \cdot \eta$$

4. темп отбора:

$$\text{от НИЗ} = \frac{Q_n^2}{НИЗ} \quad \text{от ТИЗ} = \frac{Q_n^2}{ТИЗ}$$

максимальный темп – 4-5%.

5. накопленный отбор нефти и накопленный отбор нефти от НИЗ указывают на стадию разработки месторождения;

6. текущий КИН:

$$КИН_{тек} = \frac{\Sigma Q_n}{НБЗ}$$

7. газовый фактор;

8. компенсация отбора жидкости закачкой:  $K_{\text{омп}} = \frac{\Sigma Q_{\text{ж}}^{\text{пл}}}{\Sigma Q_{\text{зак}}}$

9. водонефтяной фактор,  $\text{ВНФ} = \frac{\Sigma Q_{\text{в}}}{\Sigma Q_{\text{н}}}$

10. текущая обводнённость добываемой продукции;

11. действующий фонд скважин;

12. среднесуточный дебит одной скважины по нефти;  
по жидкости

13. распределение давления и температуры в пласте (в виде карт);

14. давления нагнетания для нагнетательных скважин и забойные давления для добывающих скважин;

15. распределение скважин по способам эксплуатации.



## Ввод месторождения в разработку. Стадии РНМ.

Месторождение вводится в разработку не сразу, а постепенно согласно плану (ковру) бурения. При этом темп ввода месторождения в разработку существенно влияет на ее показатели. Для количественной оценки влияния этого темпа будем считать, что за промежуток времени  $\Delta\tau$  в разработку вводится некоторое число элементов системы  $\Delta n_{\text{э}}$ . Если в элементе извлекаемые запасы нефти равны  $N_{\text{э}}$ , а число скважин  $n_{\text{э}}$ , то параметр А. П. Крылова для одного элемента составит:  $N_{\text{кр}} = N_{\text{э}} / n_{\text{э}}$ .

Обозначим темп или скорость ввода элементов в разработку через  $\omega(\tau)$ . Имеем:

$$\omega(\tau) = \Delta n_{\text{э}} / \Delta\tau.$$

Получим:

$$\Delta N_{\text{э}} = N_{\text{э}} k_{\text{р}} \Delta n_{\text{э}} = N_{\text{э}} k_{\text{р}} \omega(\tau) \Delta\tau.$$

Введем понятие о темпе разработки элемента  $z_{\text{э}}(t)$ , равном отношению текущей добычи нефти из скважин элемента к извлекаемым запасам нефти в данном элементе, так что:

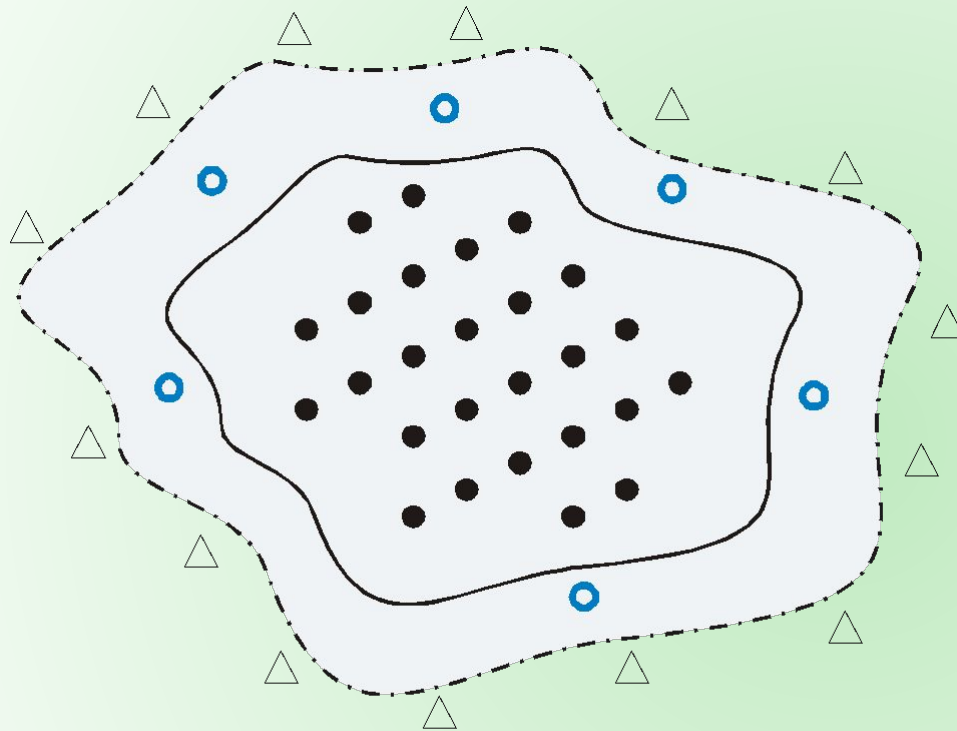
$$Z_{\text{э}}(\tau) = q_{\text{н э}}(\tau) / N_{\text{э}}.$$

Темп разработки элемента изменяется во времени. Если за момент  $\Delta\tau$  к некоторому моменту времени  $t$  в разработку было введено  $\Delta n_{\text{э}}$  элементов, то для добычи нефти из них получаем следующее выражение:

$$\Delta q_{\text{н}} = \Delta N_{\text{э}} z_{\text{э}}(t - \tau) = N_{\text{э}} k_{\text{р}} \omega(\tau) z_{\text{э}}(t - \tau) \Delta\tau$$

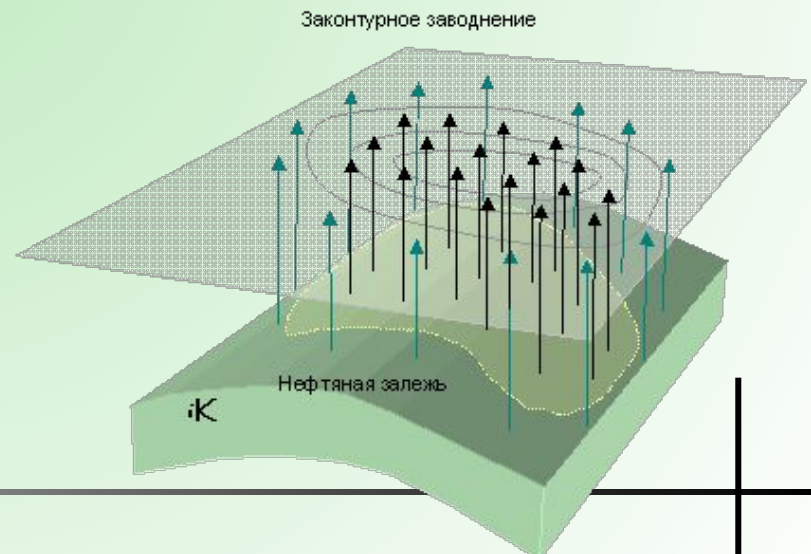
В формуле темп разработки элемента  $z_{\text{э}}$  берется средним за промежуток времени  $t - \tau$ . Добыча нефти из месторождения в целом в момент времени  $t$  определится следующим образом:.

# Законтурное заводнение

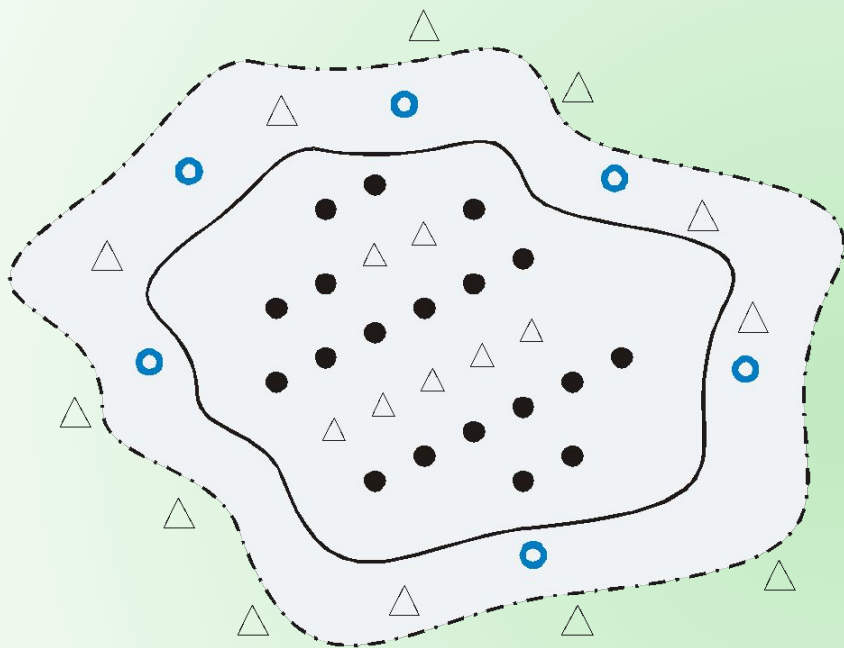


- Внутренний контур нефтеносности
- - - Внешний контур нефтеносности
- ● ● Нефтяная скважина
- Контрольные скважины
- △ Нагнетательные скважины

Линия нагнетательных скважин располагается примерно в 300 - 800 м от контура нефтеносности для создания более равномерного воздействия на него, предупреждения образования языков обводнения и локальных прорывов воды в эксплуатационные скважины



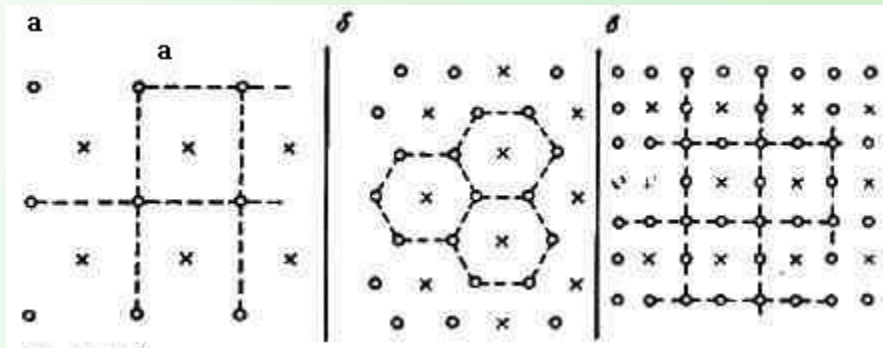
# Приконтурное заводнение



**Разрезание залежи линиями нагнетательных скважин на полосы, кольца, создание центрального разрезающего ряда с несколькими поперечными рядами и в сочетании с приконтурным заводнением**

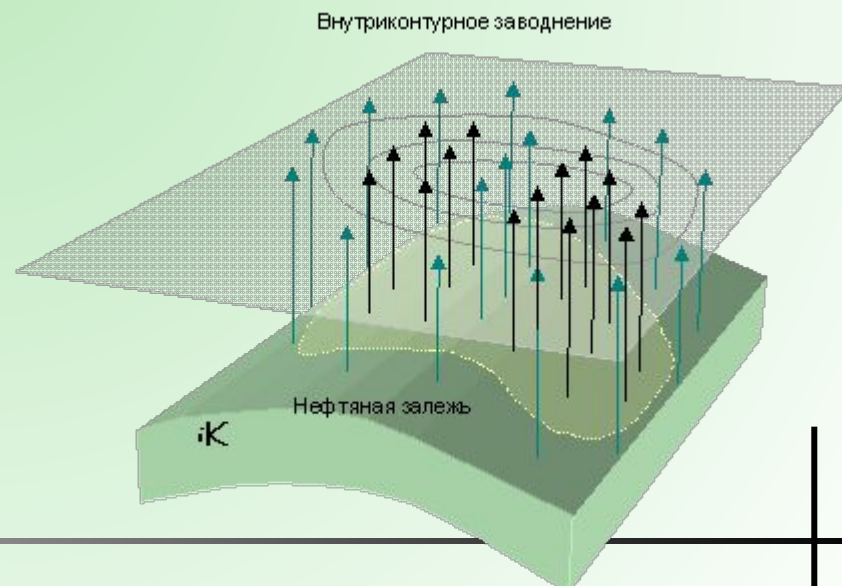
- Внутренний контур нефтеносности
- - - Внешний контур нефтеносности
- ● ● Нефтяная скважина
- Контрольные скважины
- △ Нагнетательные скважины

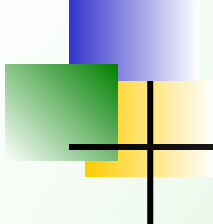
# Внутриконтурное заводнение



*Целесообразно на больших неоконтурных месторождениях, когда по данным разведочных скважин очевидна промышленная нефтеносность в районе их расположения.*

- а) разрезание залежи линейными или круговыми рядами нагнетательных скважин;**
- б) блочная система заводнения;**
- в) очаговое заводнение;**
- г) избирательное заводнение;**
- д) площадное заводнение.**





---

## **Система заводнения с разрезанием залежи на отдельные площади**

**применяется на крупных месторождениях  
платформенного типа с широкими водонефтяными  
зонами**

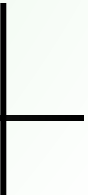
**Эти зоны отрезают от основной части залежи и разрабатывают по самостоятельной системе. На средних и небольших по размеру залежах применяют поперечное разрезание их рядами нагнетательных скважин на блоки (блоковое заводнение). Ширина площадей и блоков выбирается с учетом соотношения вязкостей и прерывистости пластов (литоло-гического замещения) в пределах до 3 – 4 км, внутри размещают нечетное число рядов добывающих скважин (не более 5 – 7).**





---

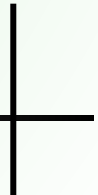
## **Блочные системы разработки нефтяных месторождений:**

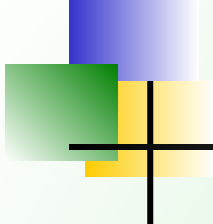
- **однорядная**
  - **трехрядная**
  - **пятирядная**
- 
- 



# СВОДОВОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Если размеры залежи превышают оптимальные, то это заводнение сочетают с **законтурным**.  
подразделяется на:

- **осевое** предусматривает поддержание пластового давления путем расположения нагнетательных скважин вдоль длинной оси структуры.
  - **кольцевое** Кольцевой ряд нагнетательных скважин с радиусом, приблизительно равным 0,4 радиуса залежи, разрезает залежь на центральную и кольцевую площади. (Ромашкинское месторождение ).
  - **центральное** как разновидность кольцевого (вдоль окружности радиусом 200 – 300 м размещают 4 – 6 нагнетательных скважин, а внутри ее имеется одна или несколько добывающих скважин)
- 



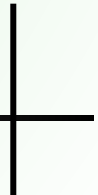
---

## **ОЧАГОВОЕ ЗАВОДНЕНИЕ**

**применяется в качестве дополнительного мероприятия к основной системе заводнения**

**осуществляется на участках залежи, из которых в связи с неоднородным строением пласта, линзовидным характером залегания песчаных тел и другими причинами, запасы нефти не вырабатываются**

---







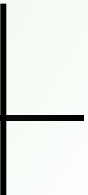
---

# **ИЗБИРАТЕЛЬНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ**

**применяется в случае залежей с резко выраженной неоднородностью пластов.**

**Вначале скважины бурят по равномерной квадратной сетке без деления на эксплуатационные и нагнетательные, а после исследования и некоторого периода разработки из их числа выбирают наиболее эффективные нагнетательные скважины.**

---



# ПЛОЩАДНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

характеризуется рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади ее нефтеносности.

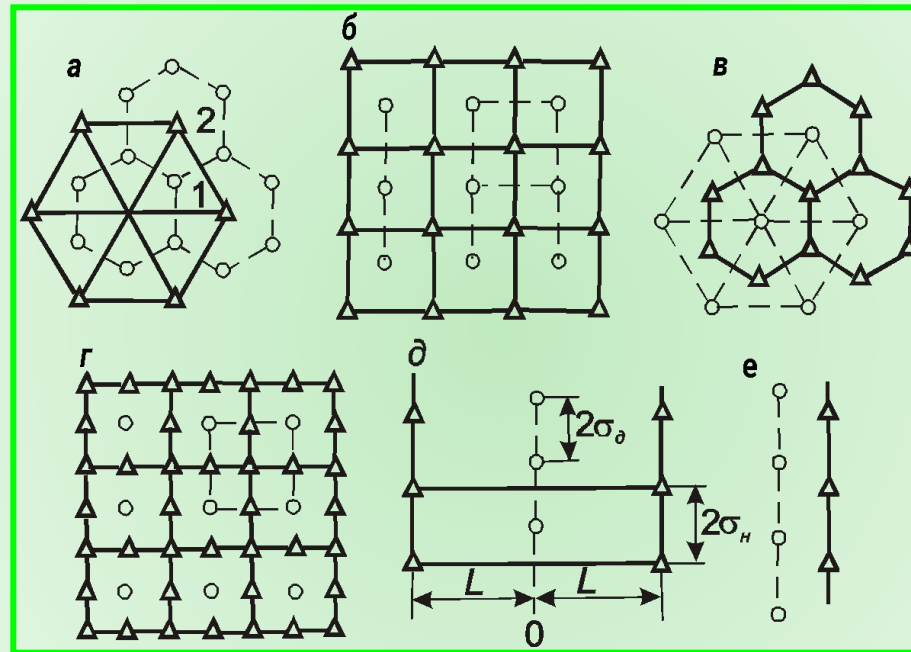
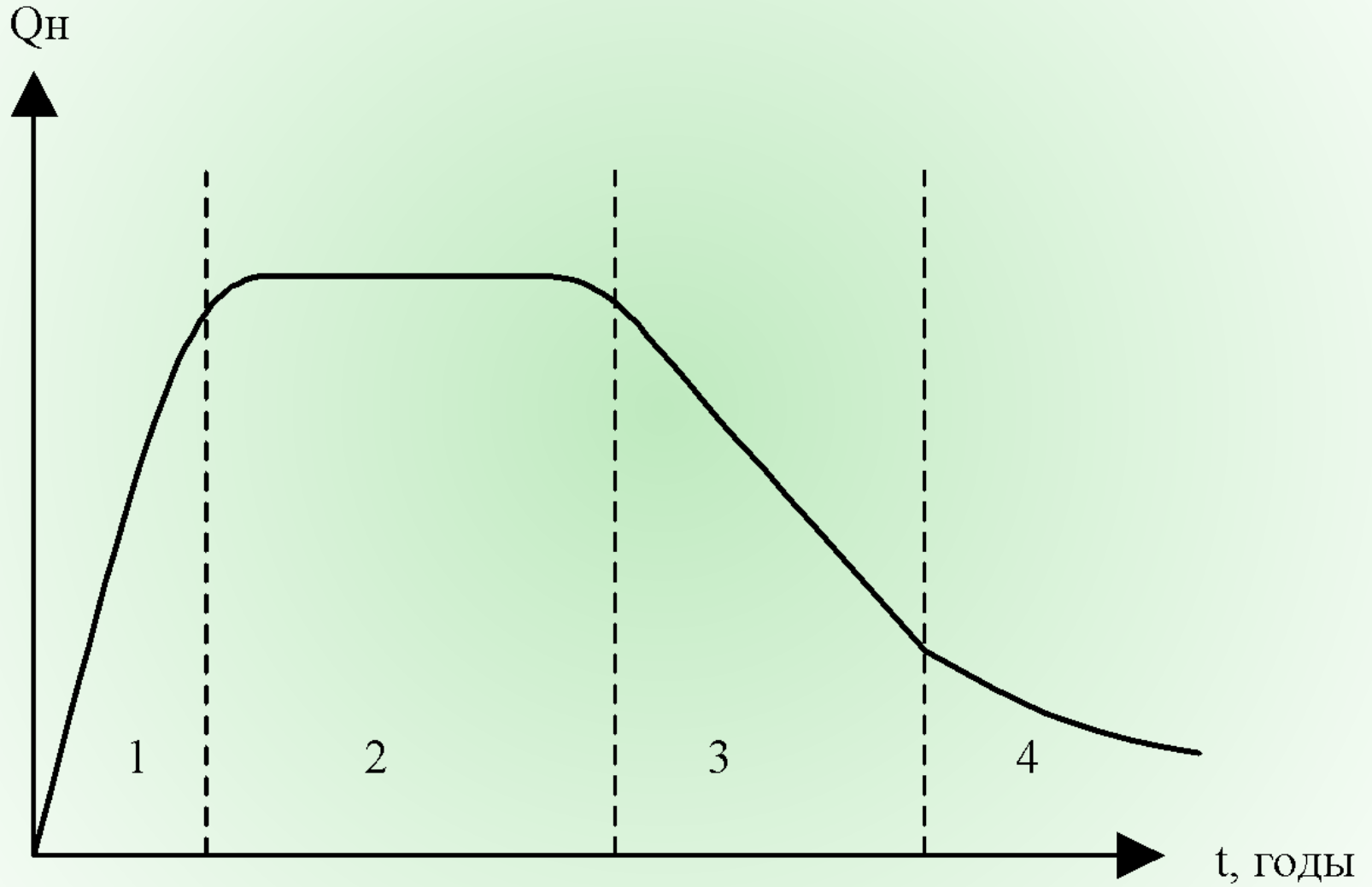
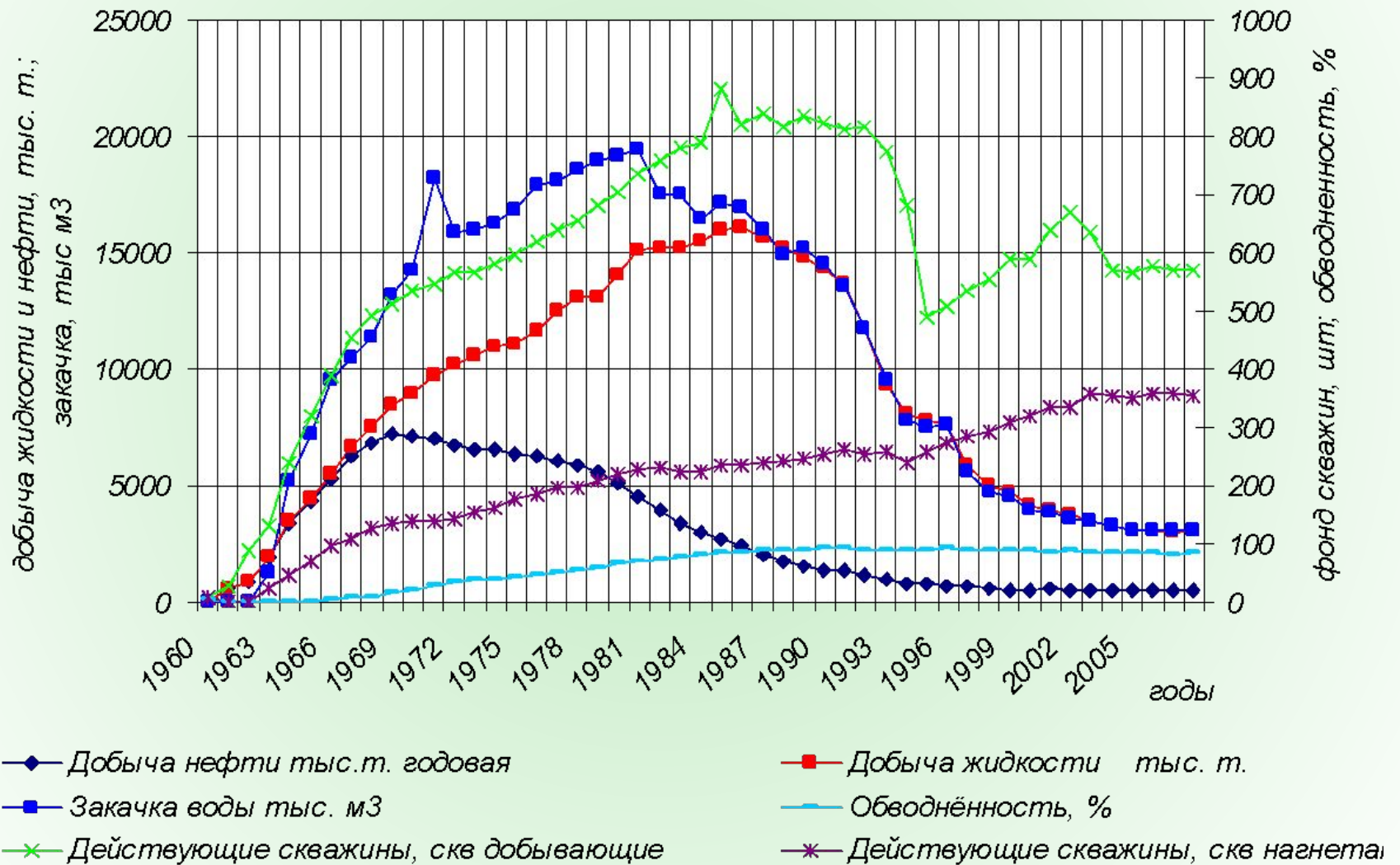


Рис. Площадная четырех-(а), пяти-(б), семи-(в), девятиточечная (г) и линейная (д, е) системы заводнения (с выделенными элементами)

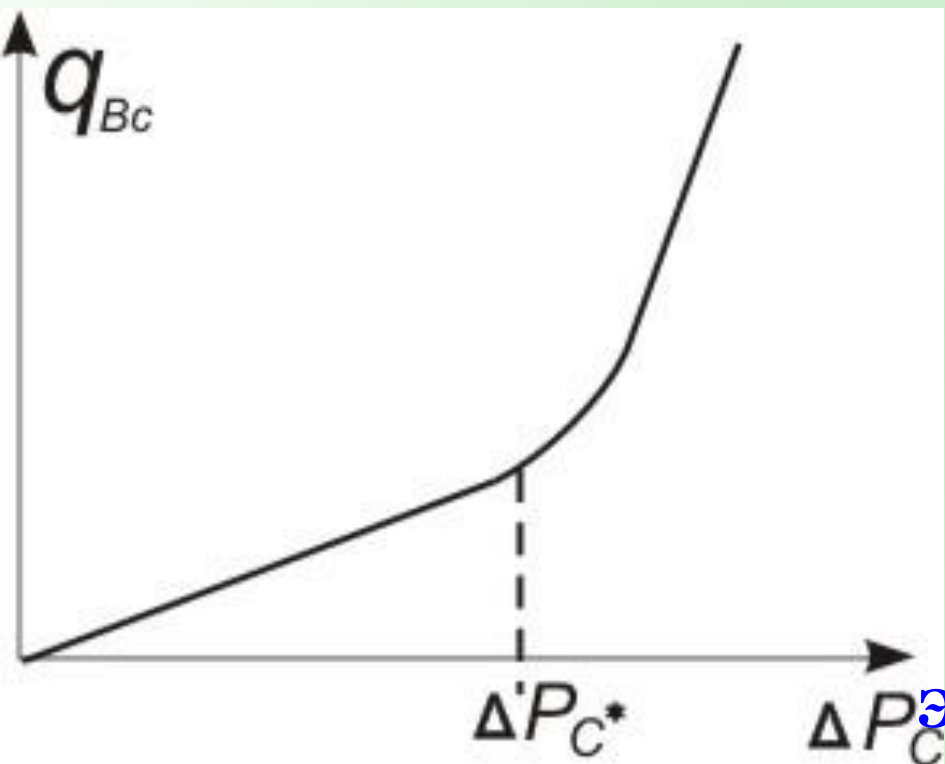
# Стадии разработки



# Фактическая динамика показателей разработки



# Основные характеристики поддержания пластового давления закачкой воды



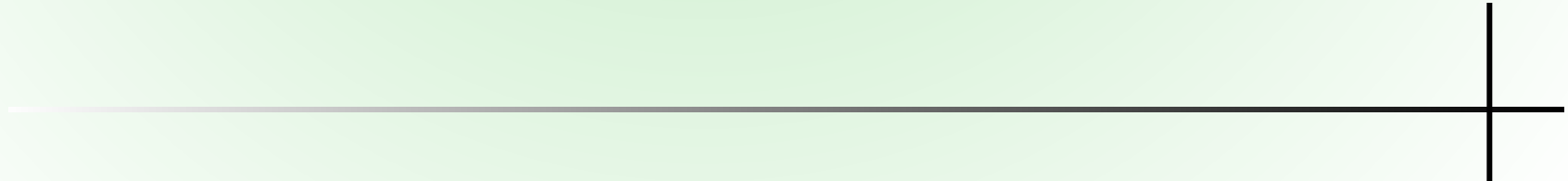
Теория заводнения нефтяных пластов показывает, что расход воды, закачиваемой в нагнетательную скважину, согласно закону Дарси, должен быть пропорциональным перепаду давления. Однако фактически, согласно опытным данным, он нелинейно зависит от перепада давления, причем при незначительных его значениях зависимость близка к линейной, но при некотором перепаде давления, расход начинает резко увеличиваться.

Это происходит по той причине, что при перепаде давления в призабойной зоне скважины раскрываются трещины и эффективная проницаемость пласта в этой зоне резко возрастает.

$$\Delta p_c = p_c - p_k = \Delta p_{c^*}$$



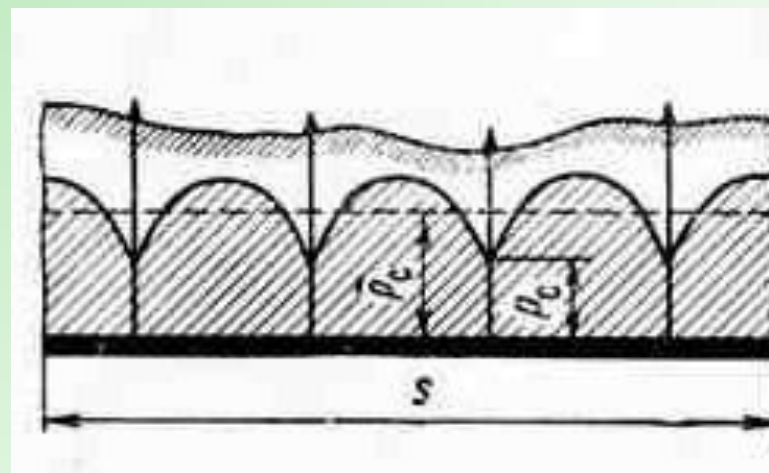
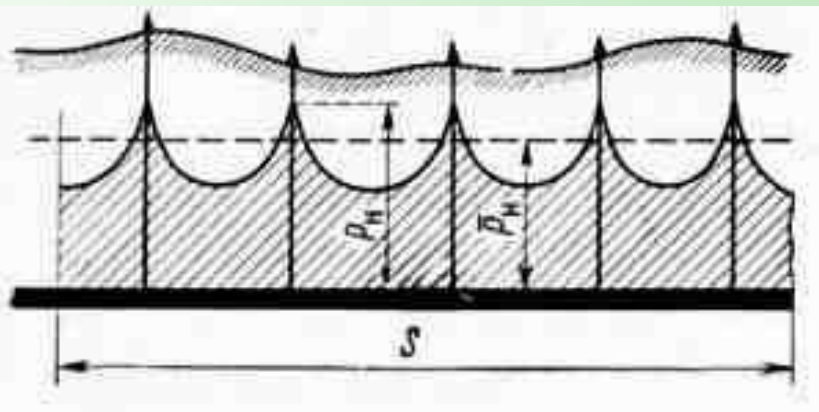
## Требования к качеству воды

- количество взвешенных частиц не должно превышать 5 мг/л для низкопроницаемых и 20 мг/л для высокопроницаемых пластов;
  - давление на устье нагнетательных скважин в процессе наводнения пластов поддерживают обычно на уровне 5 — 10 МПа, а в ряде случаев — 15 — 20 МПа.
- 

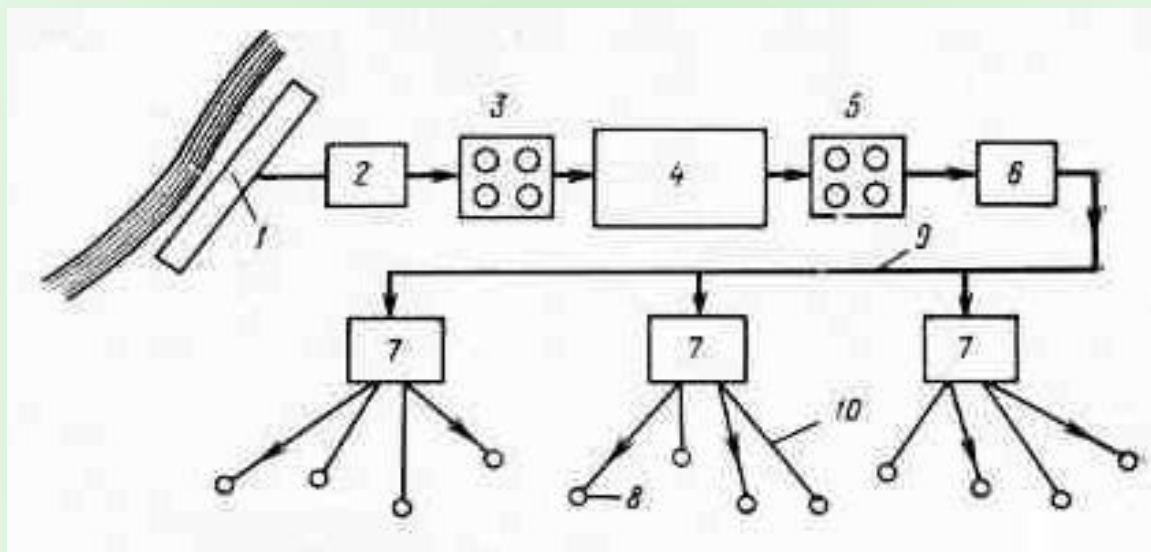
# Изменение давления вдоль линии нагнетания

## Коэффициент текущей компенсации

$$m_m = \frac{Q_{наг} \cdot b_v}{(Q_n \cdot b_n + Q_v \cdot b'_v + Q_{ум})} \cdot k$$



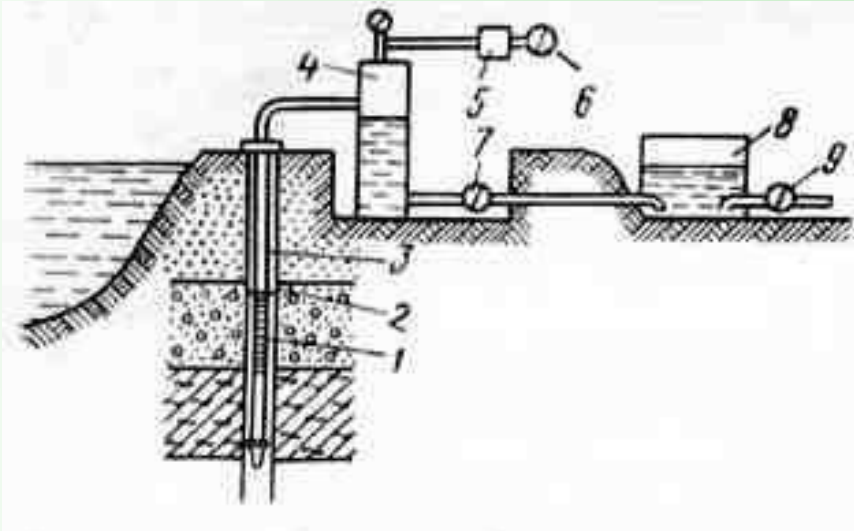
## Типовая схема водоснабжения системы ППД



1 - водозаборные устройства; 2 - станции I подъема; 3 - буферные емкости для грязной воды; 4 - станция водоподготовки; 5 - буферные емкости для чистой воды; 6 - насосная станция II подъема; 7 - кустовые насосные станции (КНС); 8 - нагнетательные скважины; 9 - разводящий водовод; 10 - водовод высокого давления (10 - 20 Мпа)



# Техника поддержания давления закачкой ВОДЫ



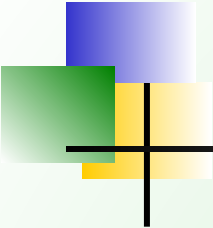
Водозаборы

Насосные станции первого  
подъема

Буферные емкости

Станции второго подъема

Схема сифонного водозабора.



---

# Технология и техника использования глубинных вод

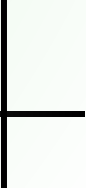
При использовании глубинных вод необходимо различать:

1. Системы с естественным перетоком воды из водоносного пласта в нефтеносный под воздействием естественной репрессии приведенных давлений без применения механических средств для принудительной закачки (дожимных насосов).

2. Системы с принудительным перетоком, в которых необходимая для закачки воды репрессия создается с помощью специальных погружных или поверхностных дожимных насосов.

Обе системы в свою очередь могут подразделяться на системы с нижним перетоком, когда водоносный пласт залегает выше нефтеносного и системы с верхним перетоком, когда водоносный пласт залегает ниже нефтеносного.

---



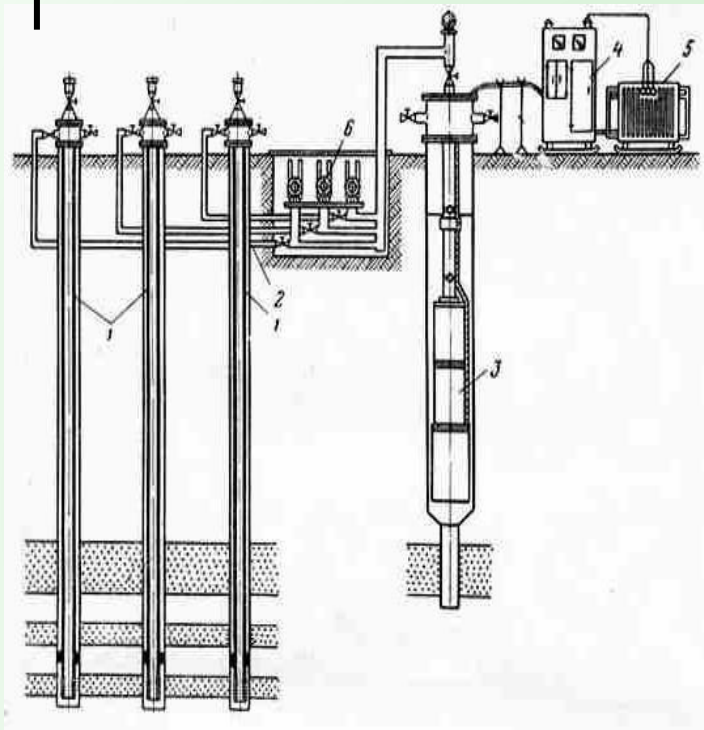


Схема подземной насосной станции для закачки пластовой воды в нагнетательные скважины:

1 - нагнетательные скважины; 2 - водоводы высокого давления; 3 - погружной электронасос водозаборной скважины; 4 - станция управления; 5 - трансформатор; 6 - водораспределительный и замерный узел

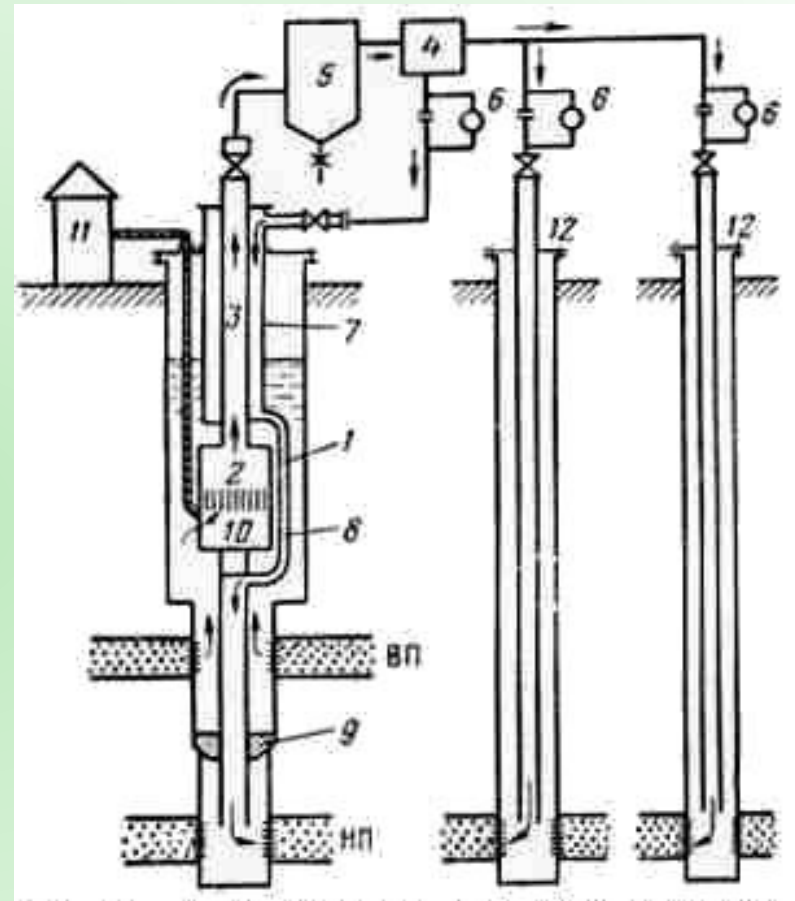


Схема подземной кустовой насосной станции, питающая дополнительно

две нагнетательные скважины, в которой водозаборная скважина совмещена с нагнетательной



# **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**Заводнение - испытанный метод нефтяных месторождений. Оно бывает не всегда успешным и экономически оправданным, однако имеется надежная база для составления проектов разработки месторождений.**

**Цель хорошего инженерного расчета заводнения может быть достигнута только при наличии двух основ:**

- 1. Методов прогнозирования показателей процесса заводнения.**
  - 2. Количественного описания неоднородности пласта.**
- 