
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:

- наличию 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: $S_c = S/n$, [м²/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 ω , равный отношению числа нагнетательных скважин n_n к числу добывающих скважин n_d : $\omega = n_n/n_d$.
5. Параметр, ω_r , 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_r , то $\omega_r = n_r/n$.

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:

η – коэффициент нефтеизвлечения;

$$НИЗ = НБЗ \cdot \eta$$

4. темп отбора:

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

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, $BH\Phi = \frac{\Sigma Q_{\text{в}}}{\Sigma Q_{\text{н}}}$

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:

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

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:

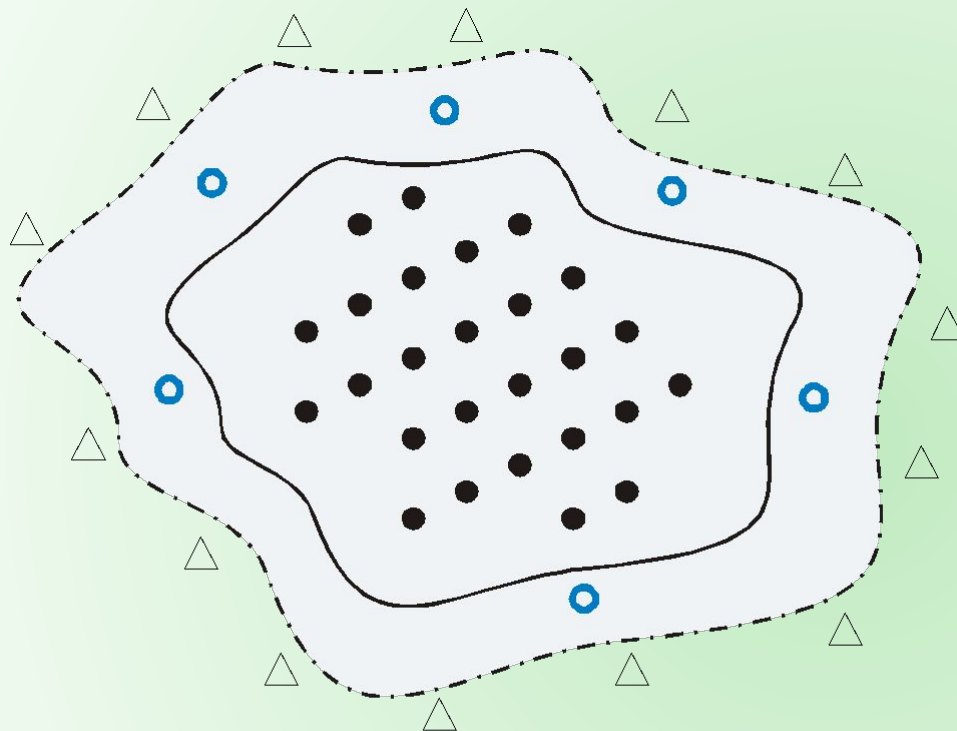
$$Z_{\text{э}}(\tau) = q_{n_{\text{э}}}(\tau) / N_{\text{э}}.$$

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:

$$\Delta q_n = \Delta N_{\text{э}} z_{\text{э}}(t - \tau) = N_{\text{э}} n_{\text{кр}} \omega(\tau) z_{\text{э}}(t - \tau) \Delta\tau$$

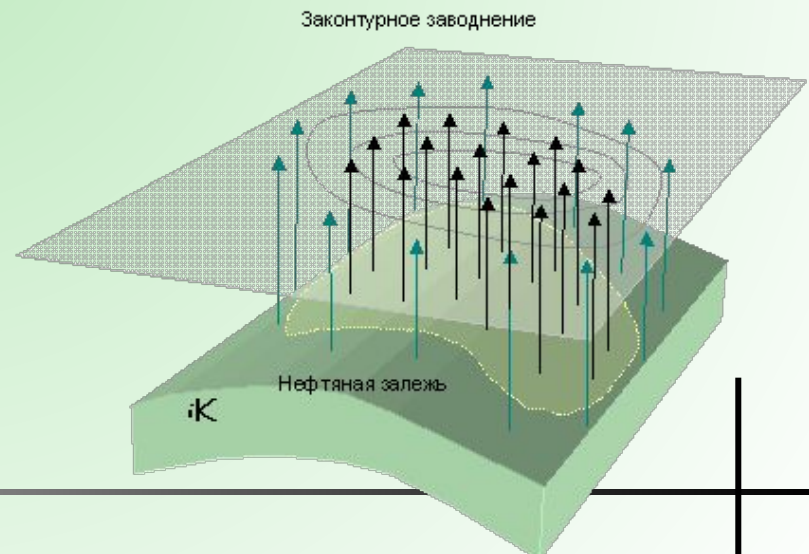
В формуле темп разработки элемента $z_{\text{э}}$ берется средним за промежуток времени $t - \tau$. Добыча нефти из месторождения в целом в момент времени t определится следующим образом:.

Законтурное заводнение

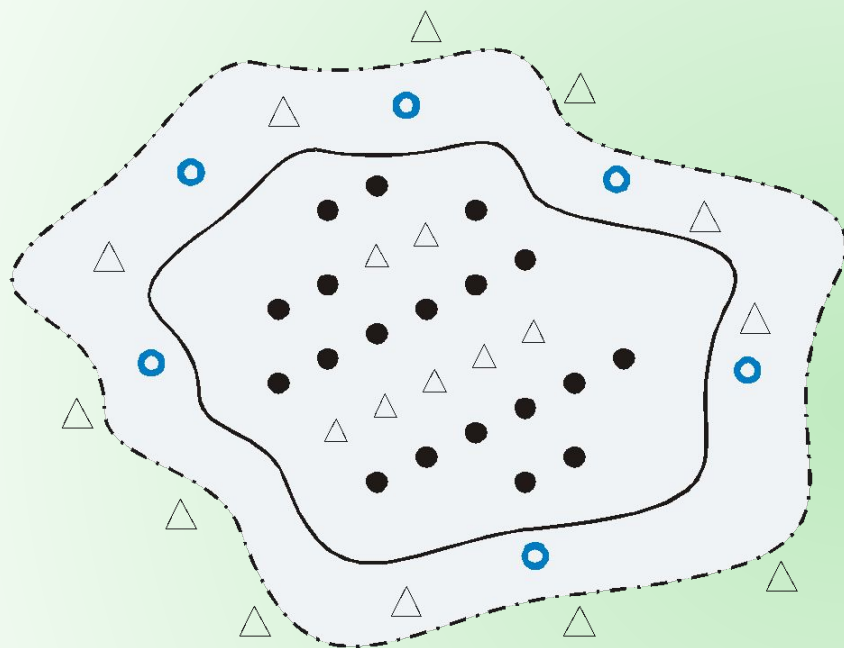


- Внутренний контур нефтеносности
- - - Внешний контур нефтеносности
- ● ● Нефтяная скважина
- Контрольные скважины
- △ Нагнетательные скважины

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



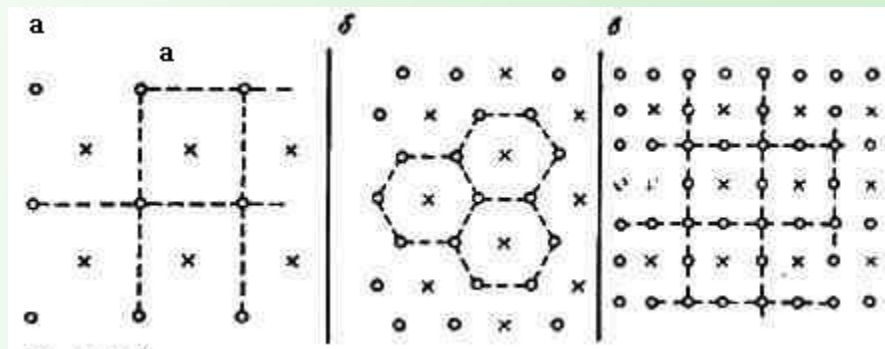
Приконтурное заводнение



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



а) разрезание залежи линейными или круговыми рядами нагнетательных скважин;

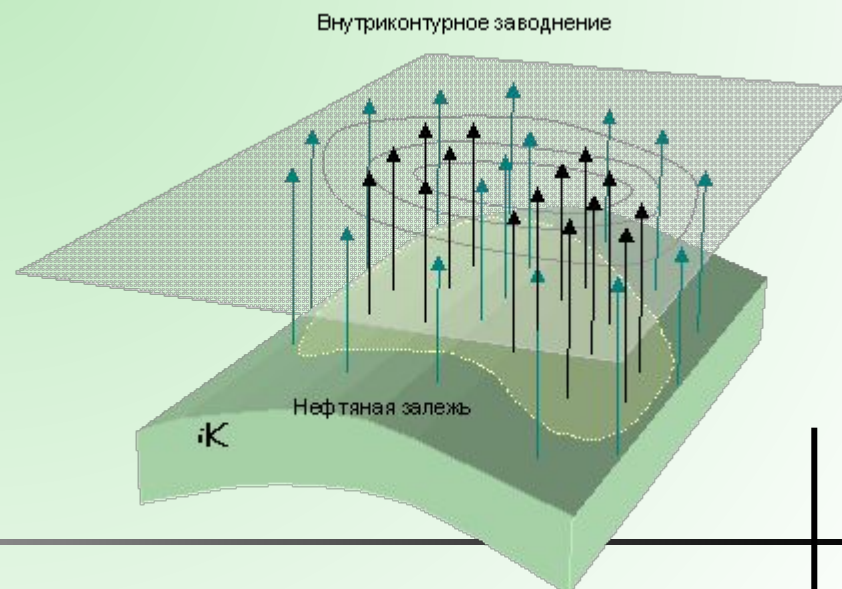
б) блочная система заводнения;

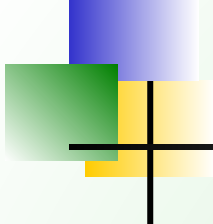
в) очаговое заводнение;

г) избирательное заводнение;

д) площадное заводнение.

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

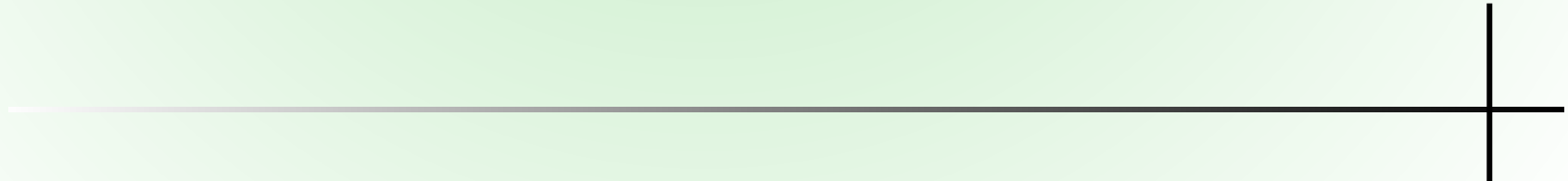


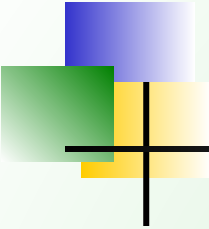


Система заводнения с разрезанием залежи на отдельные площади

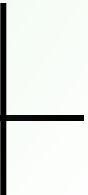
**применяется на крупных месторождениях
платформенного типа с широкими водонефтяными
зонами**

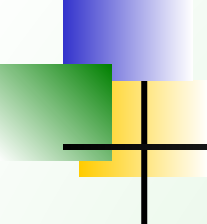
**Эти зоны отрезают от основной части залежи и разрабатывают по
самостоятельной системе. На средних и небольших по размеру залежах
применяют поперечное разрезание их рядами нагнетательных скважин
на блоки (блоковое заводнение). Ширина площадей и блоков
выбирается с учетом соотношения вязкостей и прерывистости 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:

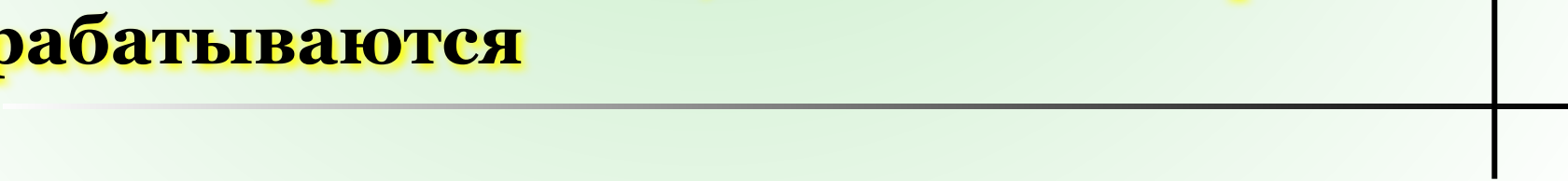
- **осевое** предусматривает поддержание пластового давления путем расположения нагнетательных скважин вдоль длинной оси структуры.
- **кольцевое** Кольцевой ряд нагнетательных скважин с радиусом, приблизительно равным 0,4 радиуса залежи, разрезает залежь на центральную и кольцевую площади. (Ромашкинское 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)

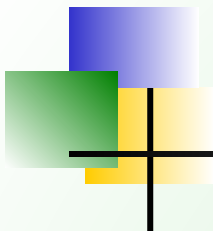


ОЧАГОВОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

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

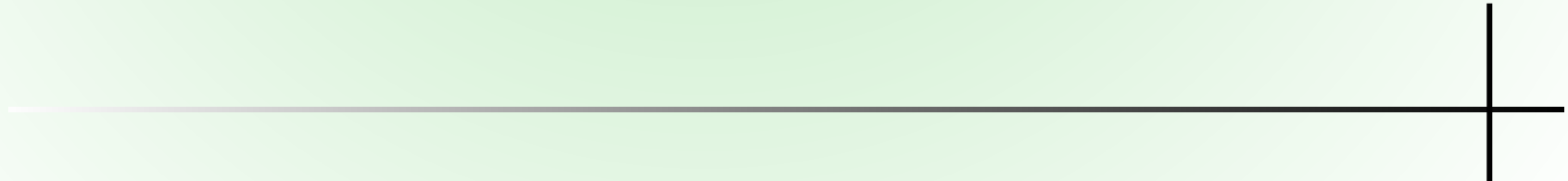




ИЗБИРАТЕЛЬНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

применяется в случае залежей с резко выраженной неоднородностью пластов.

Вначале скважины бурят по равномерной квадратной сетке без разделения 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.

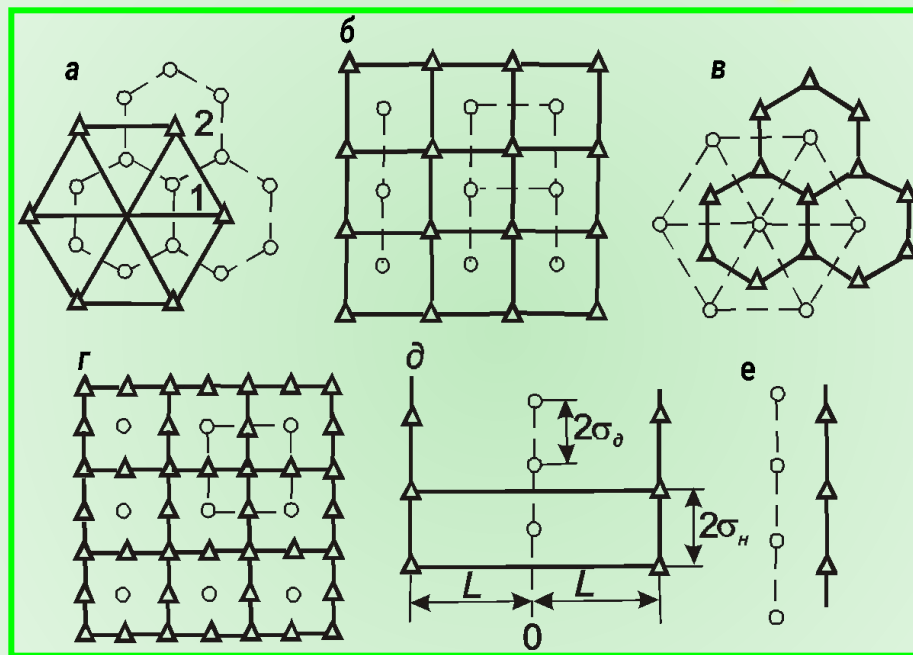
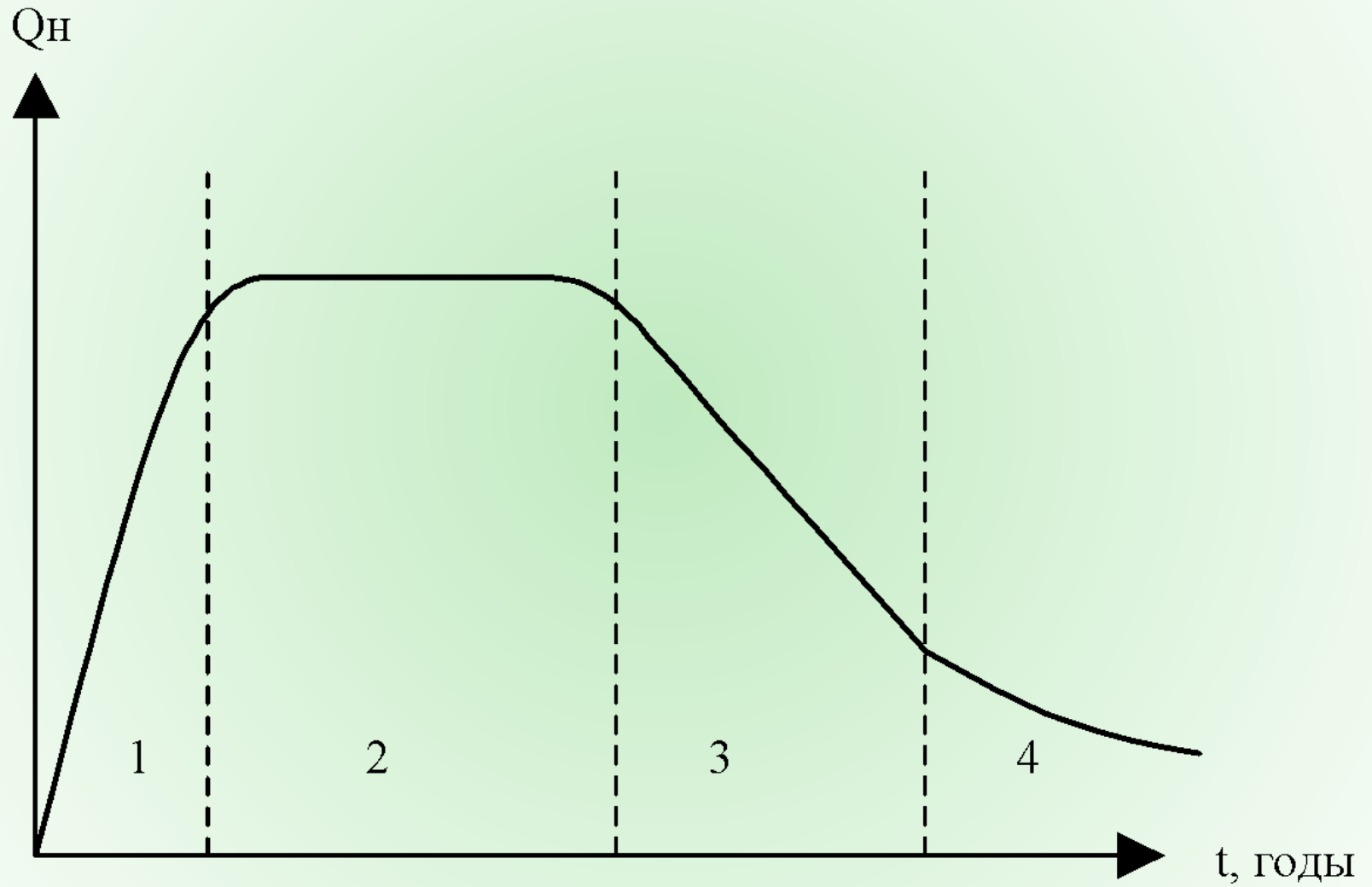
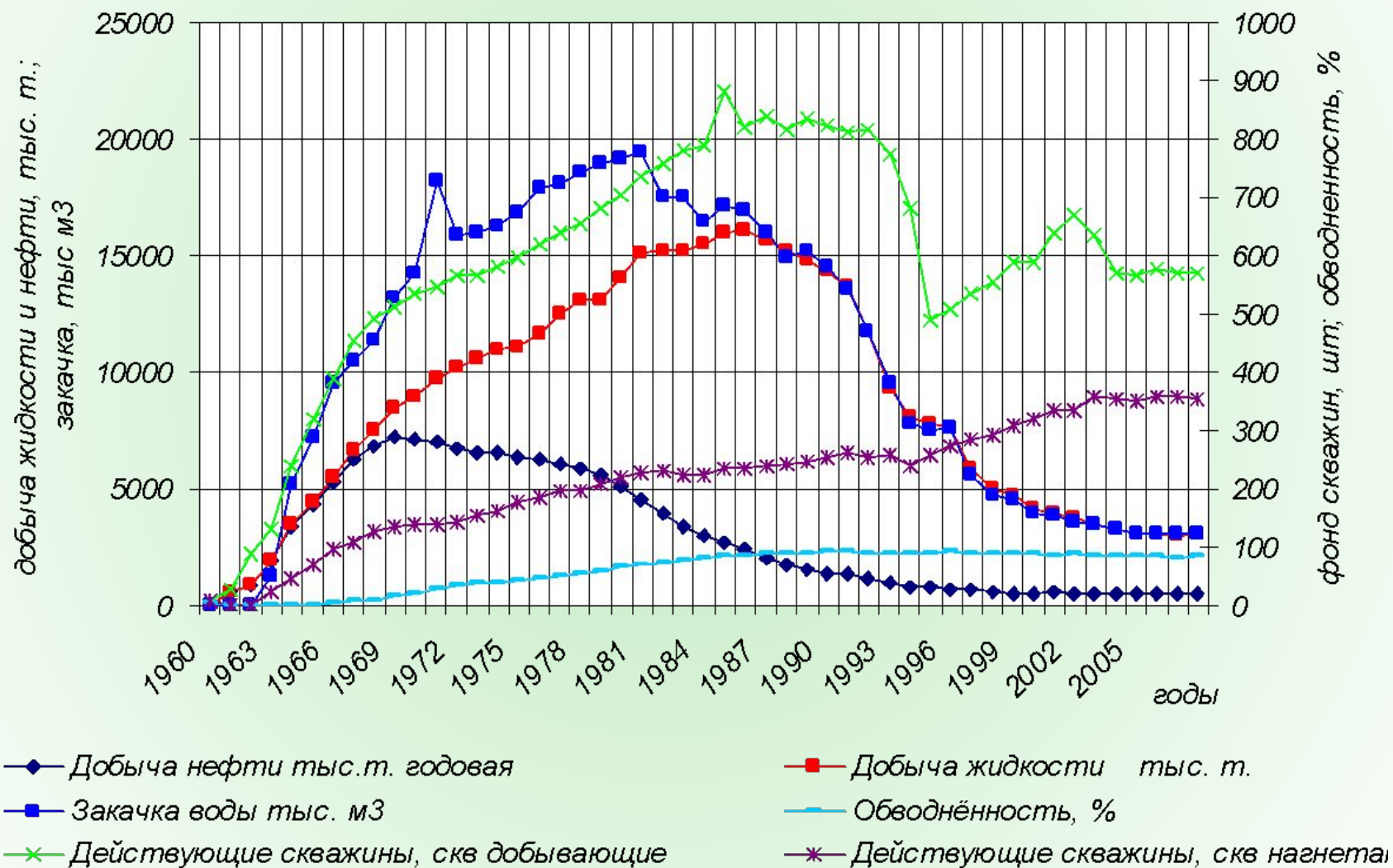


Рис. Площадная четырех-(а), пяти-(б), семи-(в), девятиточечная (г) и линейная (д, е) системы заводнения (с выделенными элементами)

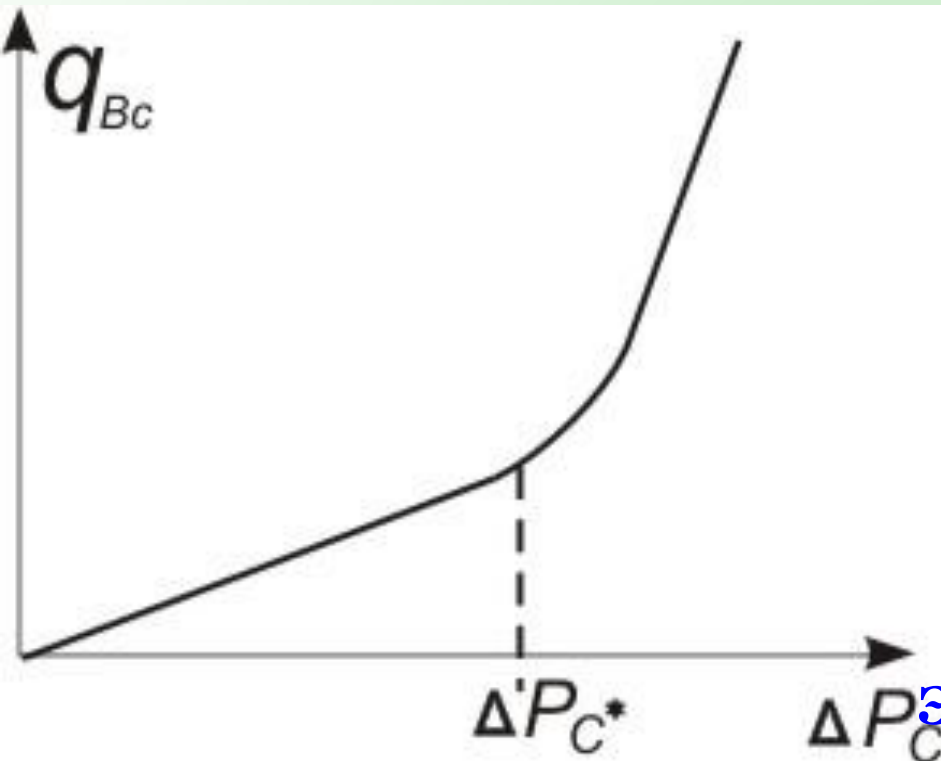
Стадии разработки



Фактическая динамика показателей разработки



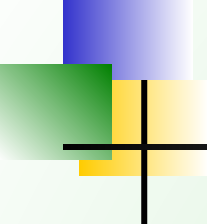
Основные характеристики поддержания пластового давления закачкой воды



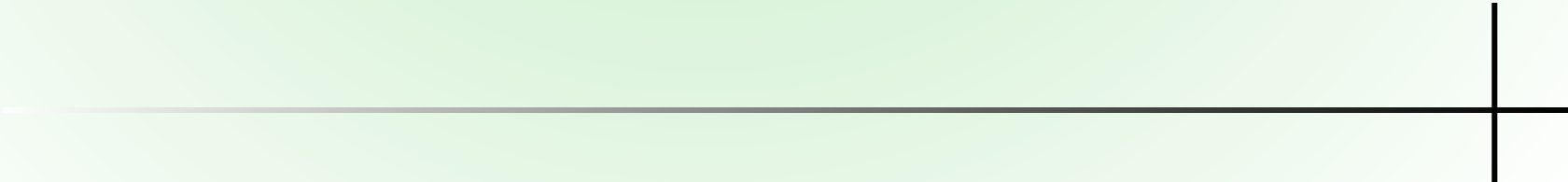
$$\Delta p_c = p_c - p_k = \Delta p_{c*}$$

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.



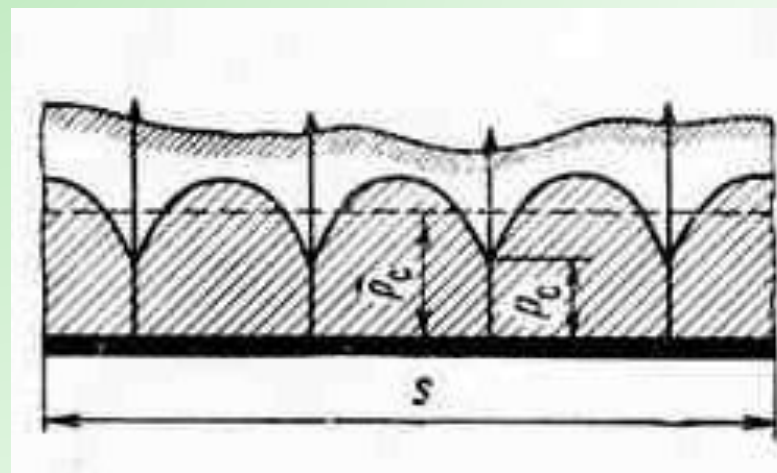
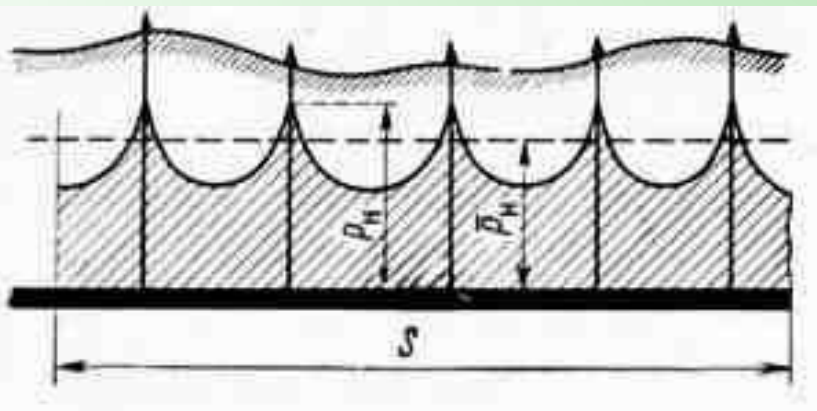
Требования к качеству воды

- 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.
- 

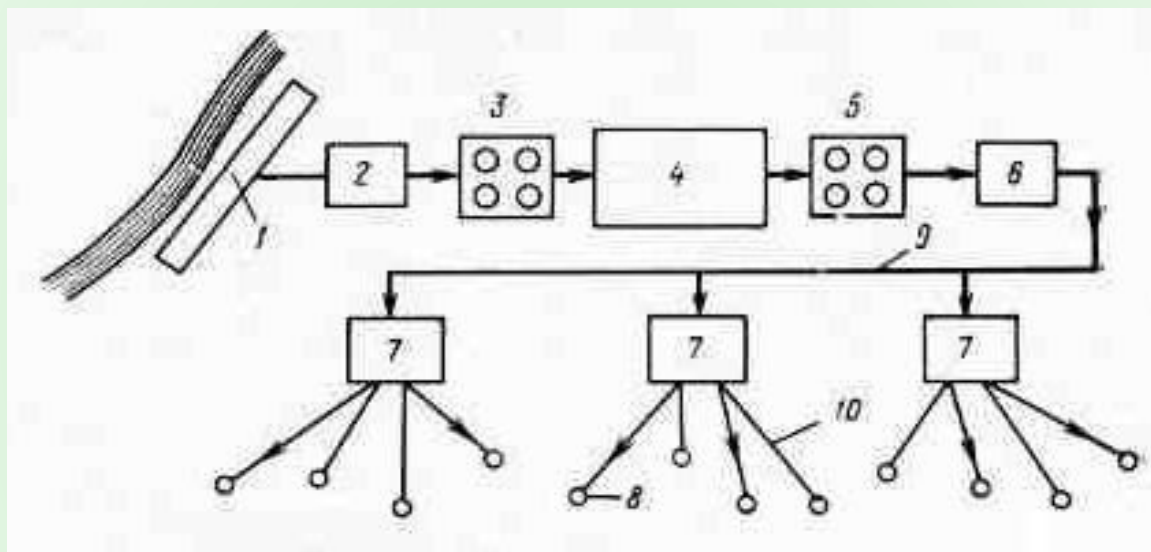
Изменение давления вдоль линии нагнетания

Коэффициент текущей компенсации

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

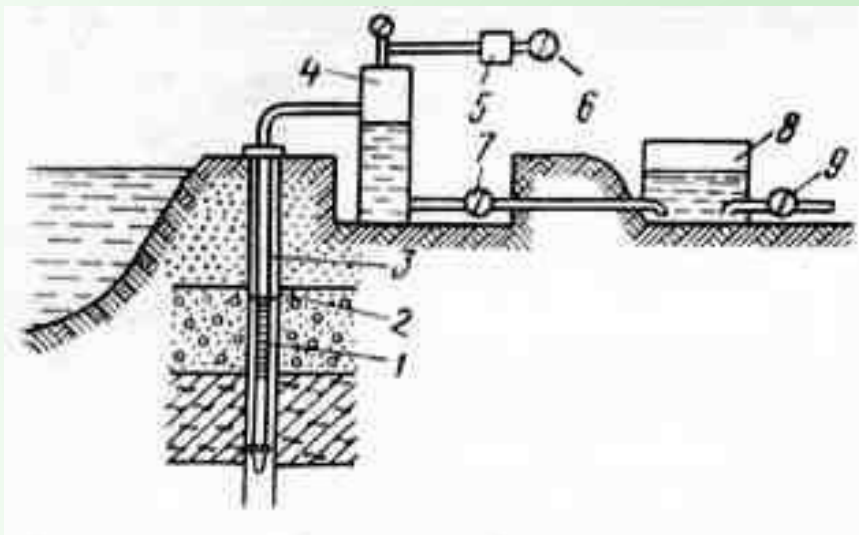


Типовая схема водоснабжения системы ППД



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



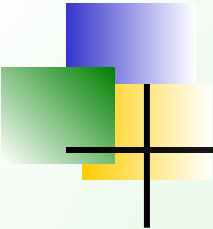
Водозаборы

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.

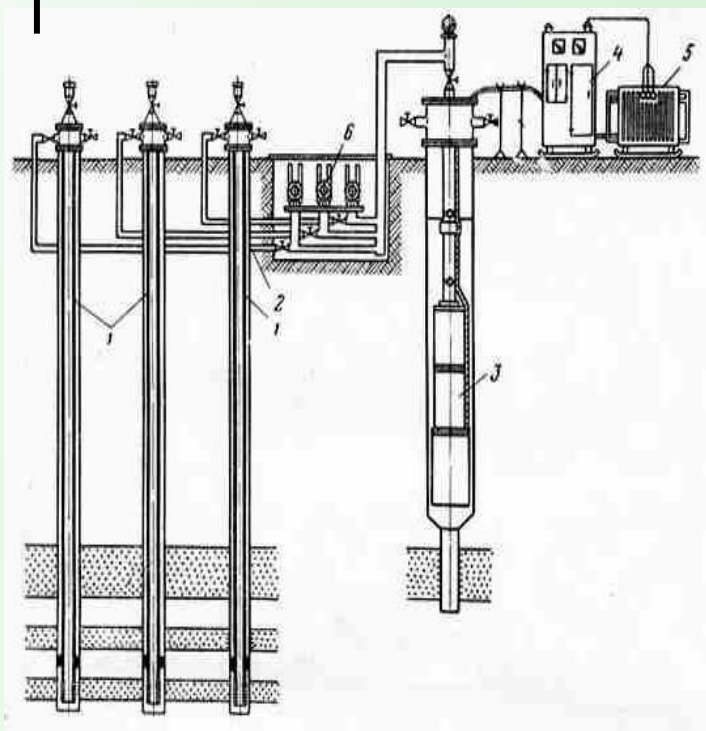


Схема подземной насосной станции для закачки пластовой воды в нагнетательные скважины:

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

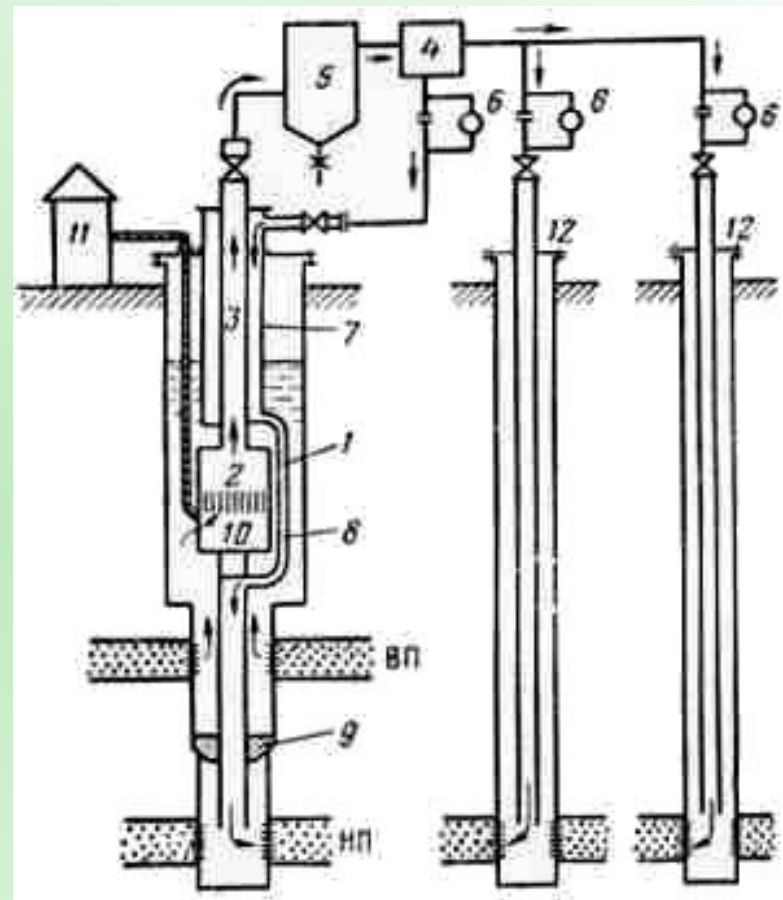
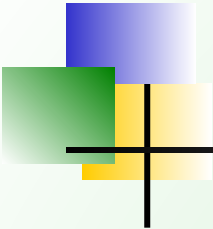


Схема подземной кустовой насосной станции, питающая дополнительно

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.**
- 