

Тема 2. Основы разработки месторождений. Системы РМ

Лекция 4 **КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЕСТЕСТВЕННОМ РЕЖИМЕ И С ППД**

Система разработки - это совокупность инженерных решений, позволяющих разрабатывать месторождение эффективно и с заданными экономическими показателями

Задачи, решаемые при создании системы разработки:

- 1) выделение эксплуатационных объектов** (искусственно выделенное геологическое образование (пласт, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы и разрабатываемое единой сеткой скважин;
- 2) выбор системы расстановки и плотности сетки скважин;**
- 3) определение режима разработки;**
- 4) выбор метода воздействия на нефтяную залежь;**
- 5) определение режимов работы скважин;**
- 6) проектирование обустройства месторождения;**
- 7) решение вопросов охраны недр и окружающей среды;**
- 8) экономическая оценка выбранных систем разработки по вариантам**

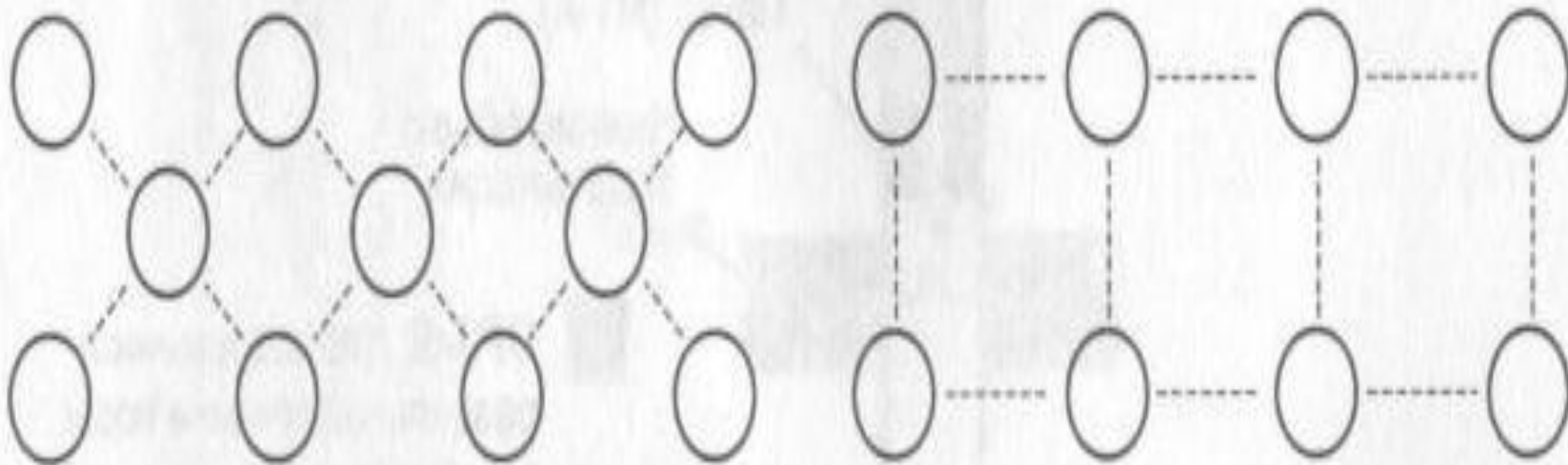
Классификация систем разработки:

1) по наличию или отсутствию воздействия на пласт
(внесение энергии в пласт извне);

2) по системе расстановки скважин

Наличие или отсутствие воздействия на пласт определяется использованием естественных режимов либо организацией искусственного воздействия (например, заводнение или нагнетание газа)

В системах разработки на естественных режимах используются только ДС, а месторождение разбуривается по треугольной либо по квадратной сетке



○ – добывающие скважины

В системах разработки с воздействием на пласт расстановка скважин бывает:
Рядной и площадной

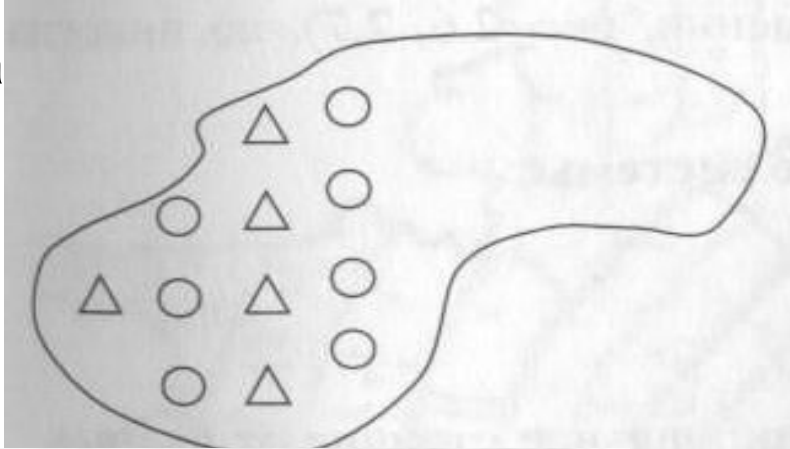
В рядных системах применяют только нечетное число добывающих рядов (1,3,5), центральный ряд называется «стягивающим», для того чтобы запасы нефти не оказались без воздействия между рядами при четном их числе

В площадных системах ДС расставляют по элементам (5,7,9), в центре которых располагают нагнетательную скважину

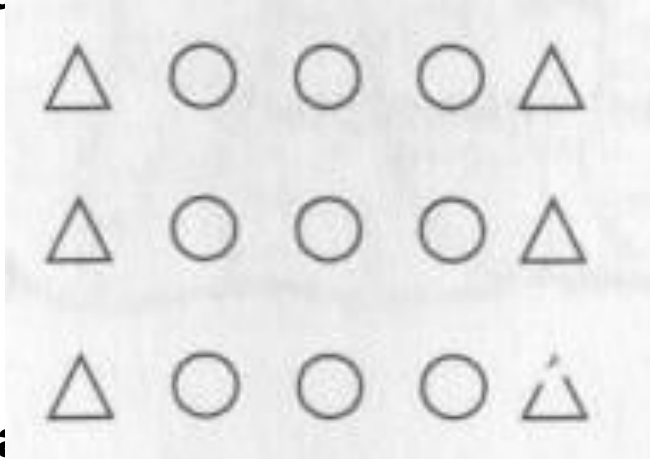
Соотношение D и H скважин в системах РМ характеризуется параметром W :

$$n_{\text{доб}}$$

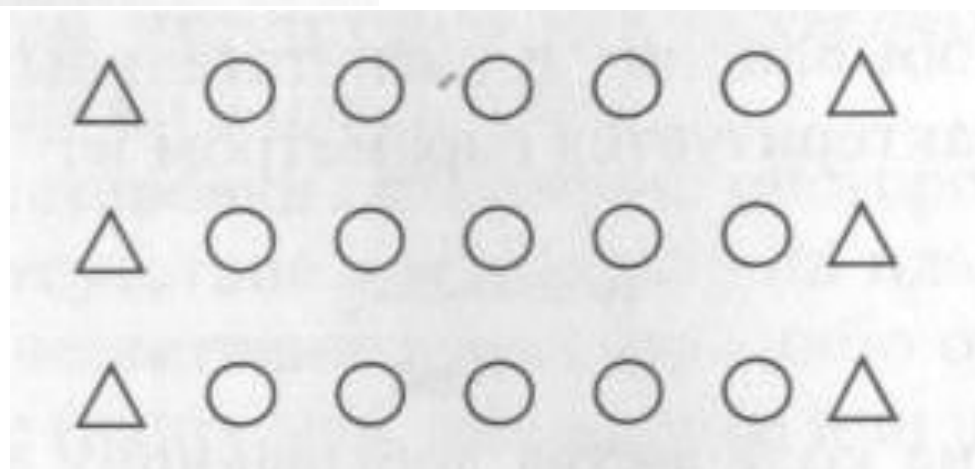
Однорядная система



Трехрядная система

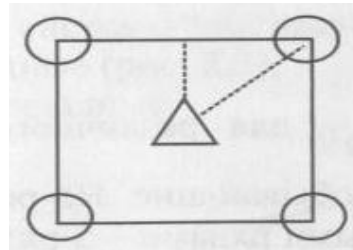


Пятирядная система

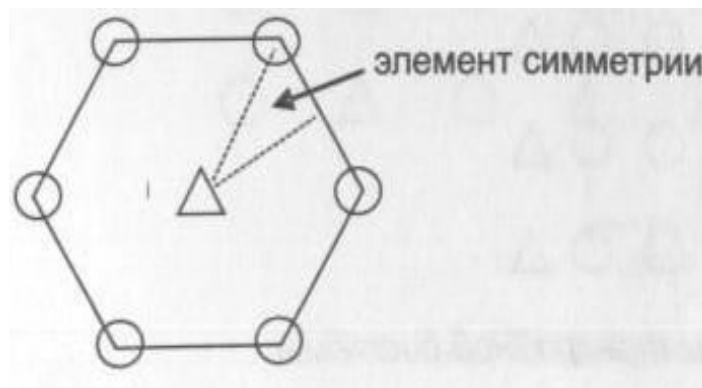


Площадные системы

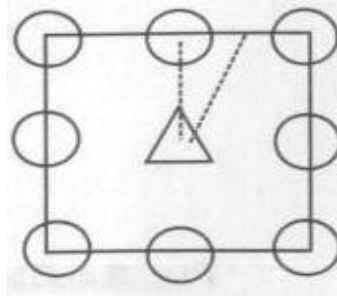
Пятиточечная



Семиточечная



Девятиточечная



Системы разработки по управляемости бывают *жесткие* и *нежесткие*

Рядные системы – нежесткие (при отключении одной или нескольких скважин в ряду не происходит принципиального изменения фильтрационных потоков)

Площадные системы - жесткие

В России большинство месторождений имеют рядную систему, а в США, наоборот, преобладают системы площадные

Площадными системами легче регулировать выработку, анализировать эффективность воздействия на скважины элемента или на весь элемент с применением МУН и ОПЗ

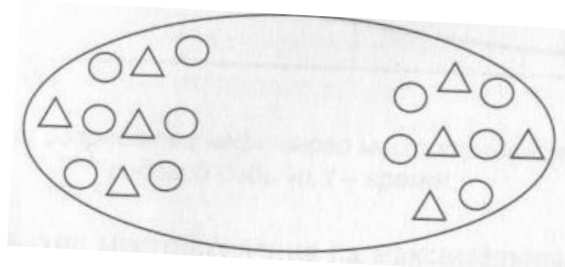
Плотность сетки скважин

- $S_c = \frac{S}{\bar{n}}$ [га/скв.], [м²/скв.], [акр/скв.],

где S - площадь нефтеносности объекта разработки;

\bar{n} - общее количество скважин на объекте, т. е.:

$$\bar{n} = n_{\text{наг}} + n_{\text{доб}}$$



Пример неравномерной сетки скважин

Плотность сетки (система расстановки):

1. Равномерная по площади, т. е. на каждую скважину приходится одна и та же площадь. Нефтяные месторождения неоднородны по геолого-физическим характеристикам, поэтому чаще используют различные величины плотности сетки по площади

2. Равномерная по запасам, т. е. на каждую скважину приходится один и тот же объем извлекаемых запасов. При таком подходе легче обеспечивать одновременность выхода скважин из разработки, а также равнонадежность систем обустройства

Необходимо учитывать различные параметры при выборе величины сетки. Например, чем ниже проводимость пласта для пластовых флюидов, тем плотнее должна быть сетка

• $1 \text{ га} = 10000 \text{ м}^2$. Если сетка равномерная по площади и $S_c = 25 \text{ га/скв.}$, то расстояние между скважинами примерно 500 м.

При проектировании новых скважин на разрабатываемых объектах при сложившихся к началу текущего века экономических условиях принимаются величины остаточных запасов на скважину:

- **Урало-Поволжье - 20-40 тыс. т/скв.;**
- **Западная Сибирь - > 100 тыс. т/скв.;**
- **США- 10-12 тыс. т/скв.**

СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

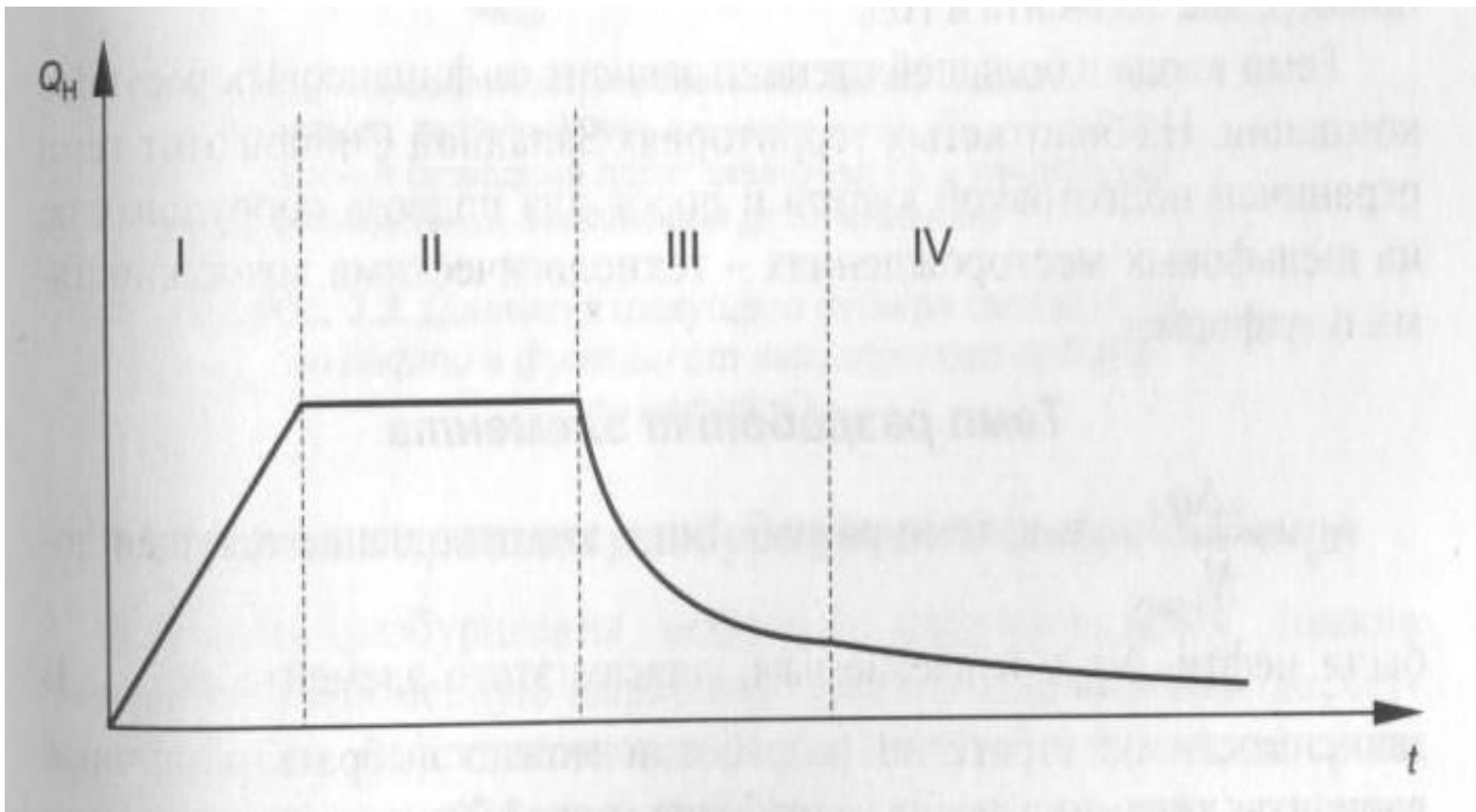
ПЕРВАЯ - стадия ввода в эксплуатацию - происходит интенсивное бурение ОФ скважин, темп разработки непрерывно увеличивается и достигает максимального значения, обустроивается поверхностная инфраструктура: система сбора, подготовки, транспорта, хранения продукции и т. д., требуются самые большие удельные капитальные вложения. Длительность ее зависит от размеров месторождения и темпов бурения скважин, составляющих основной фонд

ТРЕТЬЯ - стадия падающей добычи нефти - резкое падение объемов добычи и рост обводненности продукции. Падение рентабельности добычи. Значительная часть скважин к концу этой стадии выбывает из эксплуатации

ВТОРАЯ - стадия поддержания максимального уровня добычи нефти - характеризуется более или менее стабильными годовыми отборами нефти. Самая эффективная часть периода разработки месторождения. Незначительные удельные затраты, максимальная выручка

В задании на проектирование разработки месторождения часто указывают именно максимальную добычу нефти, год, в котором эта добыча должна быть достигнута, а также продолжительность второй стадии

ЧЕТВЕРТАЯ - завершающая стадия разработки - характеризуется низкими темпами разработки. Наблюдаются высокая обводненность продукции и медленное уменьшение добычи нефти. Рентабельность часто минимальна, требуются налоговые стимулы для продолжения разработки (введение льгот по НДС на выработанные месторождения, стимулирование применения МУН)



Стадии разработки нефтяного месторождения
(Q_n - объемы годовой добычи, t - время)

Принципы и правила разбуривания месторождения

Стратегия разбуривания НМ д. обеспечить равномерную выработку запасов и достижение расчетного КИН к окончанию срока разработки

В соответствии с требованиями охраны недр **не допускается опережающая выработка наиболее продуктивных пластов** («выборочная отработка»)

Для реализации этих требований:

- осуществляются разбуривание и ввод в разработку отдельных ЭО с темпами и последовательностью, обеспечивающими равномерный охват пласта воздействием;
- производятся соответствующее разбуривание и ввод Д и Н скважин при установленном их соотношении в случае обеспечения проектной системы разработки с ППД

Порядок разбуривания

1) На основе детальной 3D геологической модели выбирается схема разбуривания и реализуется запланированная сетка скважин

2) М. разбуривается по редкой сетке, в том числе и в силу экономии капитальных вложений, с последующим её уплотнением по мере детализации его строения и наличия средств, поступающих от реализации добытой нефти (недостаток - большая неравномерность выработки пластов, хотя в ряде случаев может предотвратить принятие неоптимальных решений в силу недостатка информации)

Стратегии разбуривания

Ползущая сетка – М. разбуривается от периферии к центру (при разработке крупных месторождений, при этом последовательно уточняется геологическая модель)

Мгновенное разбуривание -основная проектная сетка скважин бурится за короткий промежуток времени (рекомендуется для мелких месторождений).

Общая (интегральная) формула для определения
объемов добычи из нефтяного месторождения
на любой стадии разработки

$$q_H(t) = N_{кр.э} \int_0^t z_{э}(t - \tau) \cdot \omega(\tau) d\tau$$

$$q_H(t) = \int_0^t q_{H.э.}(t - \tau) \cdot \omega(\tau) d\tau$$

$$N_{кр.э} = \frac{N_{\text{изв.э}}}{n}$$

$$Z_{э} = \frac{\Delta q_H(\tau)}{N_{\text{изв.э}}}$$

$N_{\text{изв.э}}$ - извлекаемые запасы элемента;

n - число скважин элемента; τ - переменная интегрирования;
 t - рассматриваемый период времени разработки

$\dot{\omega}(\tau)$ - темп ввода в разработку

Только на первом этапе разработки есть понятие темпа ввода,
далее проводится только сложение дебитов по элементам

Основные технологические показатели разработки (ТПР)

I группа - основные показатели работы залежи $Z(t) = \frac{q_H(t)}{N_{изв}}$

1. Годовая добыча нефти, тыс. т.

2. Темп отбора от НИЗ, % (д. ед.) $Z(t) = \frac{q_H(t)}{N_{изв}}$ - годовая добыча нефти в зависимости от времени разработки $Q_H(t) = \sum_{i=1}^t q_{iH}$

3. Темп отбора от ТИЗ %

4. Накопленная добыча нефти

5. Коэффициент извлечения нефти (КИН) – д. ед.,%: $КИН = V_{извл} / V_{геол}$

$V_{извл}$ - объем извлекаемых запасов; $V_{геол}$ - объем геологических запасов

6. Текущий коэффициент извлечения нефти $КИН(t) = Q_H(t) / V_{геол}$

7. Годовая добыча жидкости, млн т. всего, в т. ч. механизированным способом

8. Годовая добыча газа, млн м³

9. Накопленная добыча газа, млрд м³

10. Годовая и накопленная закачка рабочего агента, млн. т. жидкости, млн. м³ газа.

11. Обводненность, в % (д. ед.) $W(t) = q_w(t) / q_{ж}(t)$ - отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды (0-1)

12. Компенсация отбора закачкой - отношение закачанного объема воды к объему отобранной жидкости (Оба объема в пластовых условиях) м. варьировать на разных этапах и условиях разработки (Вначале он может быть меньше 100 %, потом быть равным 200-300 %, а затем опять снижаться)

Основные технологические показатели разработки (ТПР)

II группа - показатели, связанные с фондом скважин

- 1) Темп ввода скважин из бурения
- 2) Эксплуатационный фонд
- 3) Действующий фонд
- 4) Количество Д и Н скважин
- 5) Средний дебит скважин по Н, Ж, Г, приемистость НС

Естественные режимы РМ недолговечны

- По мере наращивания отборов жидкостей из пласта ускоряется $\downarrow R_{пл}$ и начинается истощение пластовой энергии
- Это сопровождается $\downarrow H_d$ в скважинах и уменьшением отборов

При организации ППД

- Сложно достигнуть максимального вытеснения нефти из пласта при эффективном контроле и регулировании процесса
- В. и Н. отличаются плотностью, вязкостью, коэффициентом поверхностного натяжения, смачиваемостью (Чем > различие между показателями, тем сложнее идет процесс вытеснения)

Механизм вытеснения нефти из пористой среды не является простым поршневым вытеснением

(процессы в областях, характерные размеры которых различаются на порядки:

Способы П П Д (регулирование Рпл.)

1. Закачкой воды
2. Закачкой газа в повышенные участки залежи
3. Одновременной закачкой воды и газа

Выбор метода ППД определяется рядом причин геологического, технологического, технического или экономического порядка

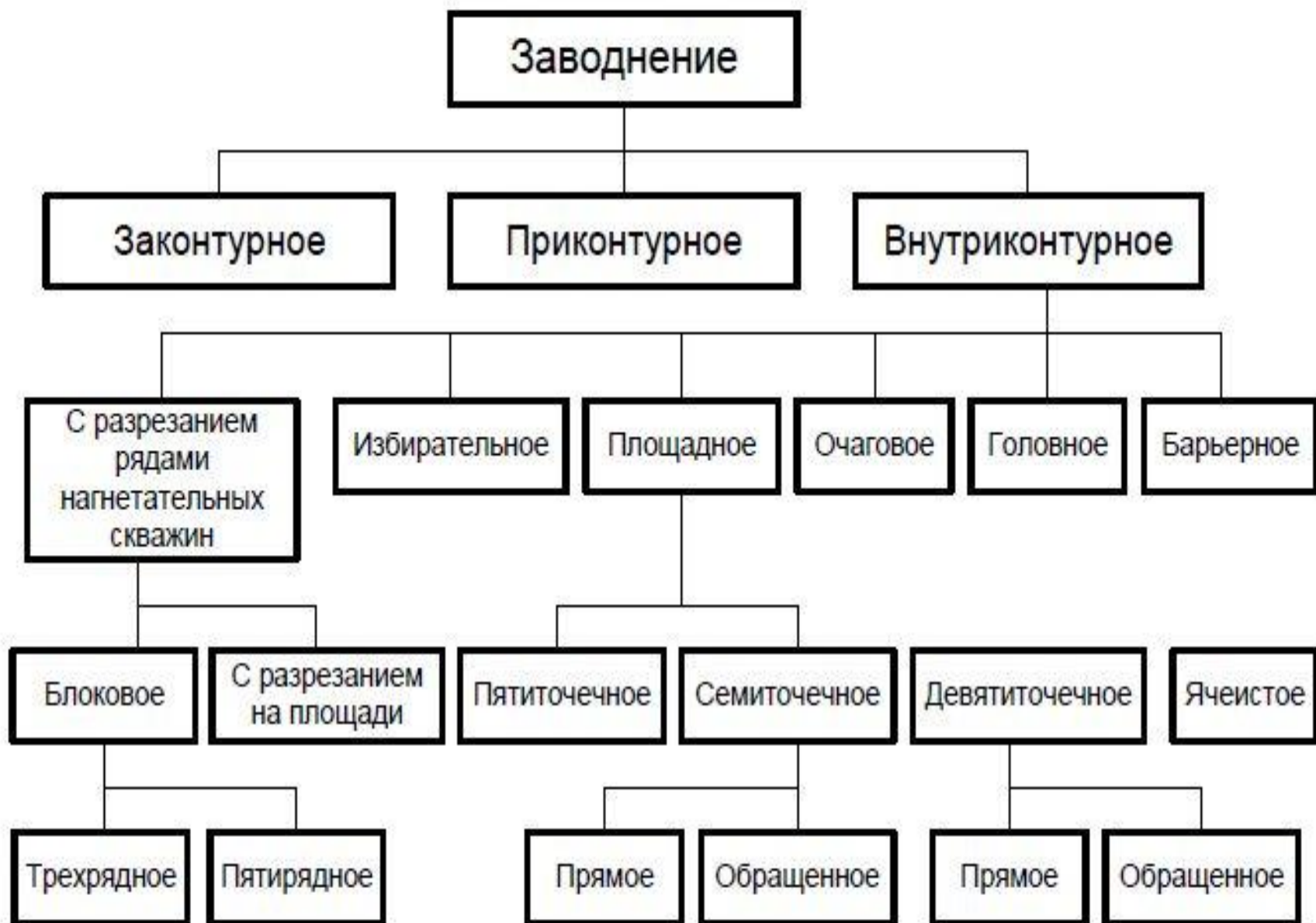
Применение заводнения

Благоприятные факторы

- 1) наличие источников воды для нагнетания
- 2) μ_n до 80 мПа·с;
- 3) однородность пласта по простиранию в межскважинных интервалах;

Осложняющие факторы

- 1) сложнопостроенные коллекторы с зональной неоднородностью;
- 2) Низкие ФЕС пласта;
- 3) μ_n более 80 мПа·с;
- 4) Значительная интерференция скважин;
- 5) наличие обширных ВНЗ и газовой шапки



Выбор вида заводнения определяется

- 1) Типом и размерами залежи и ее ВНЗ**
- 2) вязкостью пластовой нефти**
- 3) типом породы-коллектора и ее проницаемостью**
- 4) степенью неоднородности пластов**
- 5) строением залежи в области ВНК**

Законтурное заводнение

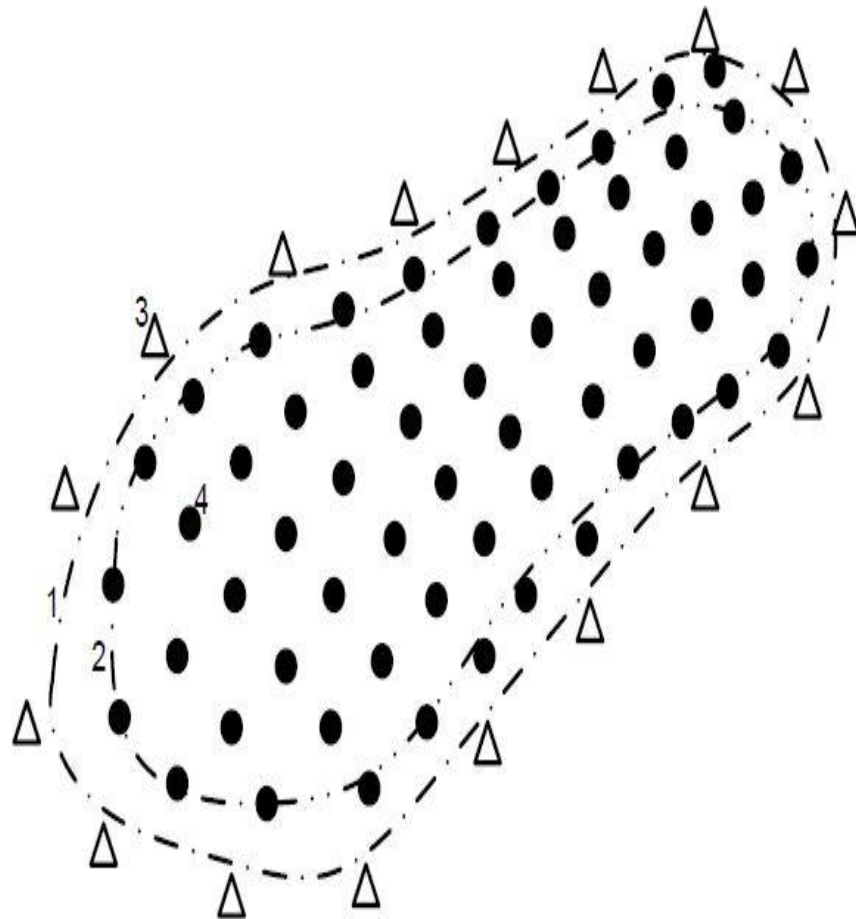
НС бурят в виде ряда на определенном расстоянии (не более 800 м) от внешнего контура нефтеносности для **равномерного воздействия на него и минимизации образования языков обводнения**

Расстояние от ряда НС до первого ряда ДС – 1,5-2,0 км

Условия применения

- 1) Хорошая г/д связь нефтенасыщенной области с рядом НС (нет линз, выклиниваний)
- 2) Пласт однородный, высокопроницаемый (0,4 – 0,5 мкм² и более), а нефть – маловязкая
- 3) $R_{пл} > R_{нас}$;
- 4) Отсутствие газовой шапки;
- 5) Отсутствие тектонических нарушений (сбросов, взбросов и др.);
- 6) Небольшие по размерам залежи нефти (до 5 км по ширине)

Применено при разработке Бавлинского месторождения, Туймазинского месторождения в Башкортостане, пластов Б2+Б3 Стрельненского месторождения в Самарской области, пласта Б1 Жирновского месторождения в Волгоградской области



Контурсы нефтеносности: 1 – внешний, 2 – внутренний, скважины: 3 – нагнетательные, 4 – добывающие.

Недостатки законтурного заводнения

- большие сроки разработки вследствие ограничения числа рядов ДС (не более 3-х)
- низкие дебиты ДС второго и третьего (от контуров) рядов
- Невысокий КПД процесса ($P_{\text{нагн}}$ д.б. достаточным для преодоления фильтрационных сопротивлений между рядами нагнетательных и добывающих скважин);
- Повышенный расход воды за счет оттока ее в область питания;
- Вероятность образования языков и конусов обводнения (из-за неоднородности строения пластов)

Приконтурное заводнение

- Применяется, когда реализация законтурного заводнения невозможна, например, если расстояние от внешнего контура нефтеносности до ряда НС становится существенно большим 800 м эффективность законтурного заводнения неоправданно низкая
- Ряд нагнетательных скважин располагается между внешним и внутренним контуром нефтеносности, ближе к внутреннему контуру нефтеносности

Приконтурное заводнение

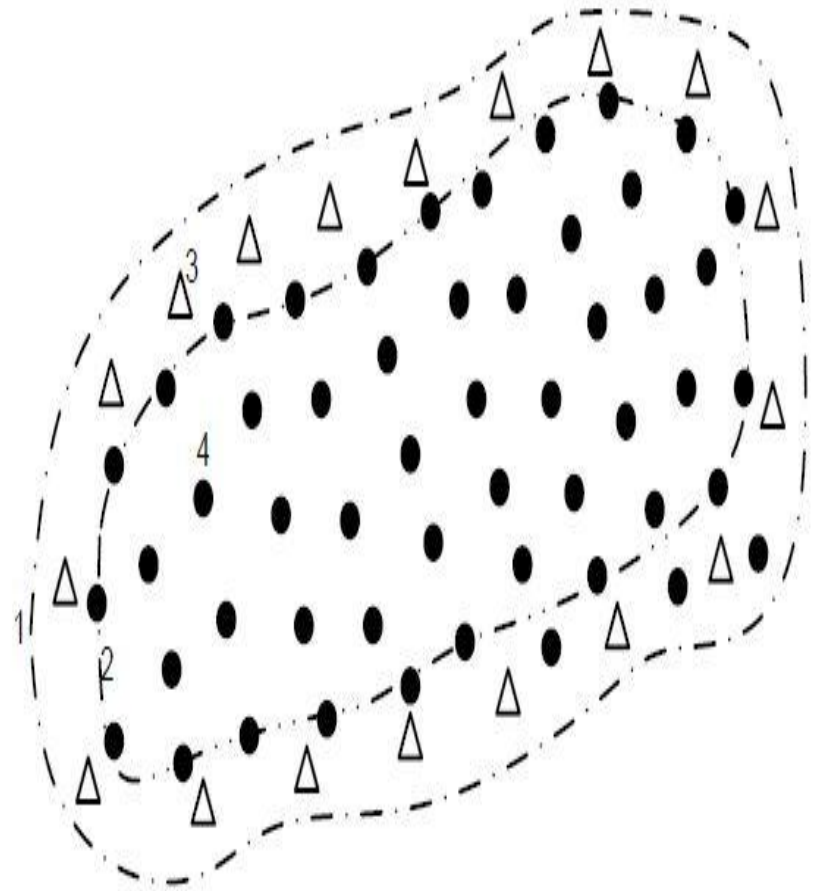
Условия применения

- 1) Низкая г/д связь нефтенасыщенной части залежи с областью питания, в том числе и при тектонических нарушениях области питания (сбросы, взбросы);
- 2) Большие расстояния между внешним и внутренним контуром нефтеносности
- 3) Малые размеры залежи

Достоинство: приближение искусственного контура питания к внутреннему контуру нефтеносности (и ряду ДС) интенсифицирует выработку запасов за счет снижения сопротивления фильтрации

Недостаток: закачка воды ведется не только в водонасыщенную, но и в нефтенасыщенную часть залежи; вода быстрее достигает нефтеносной части, (обводнение начинается раньше, чем при ЗЗ)

Применяется на ряде мелких месторождений РТ. Ограничивающим фактором более широкого его внедрения является «запечатанность» большинства залежей из-за высокой вязкости и окисления нефти в приконтурной зоне



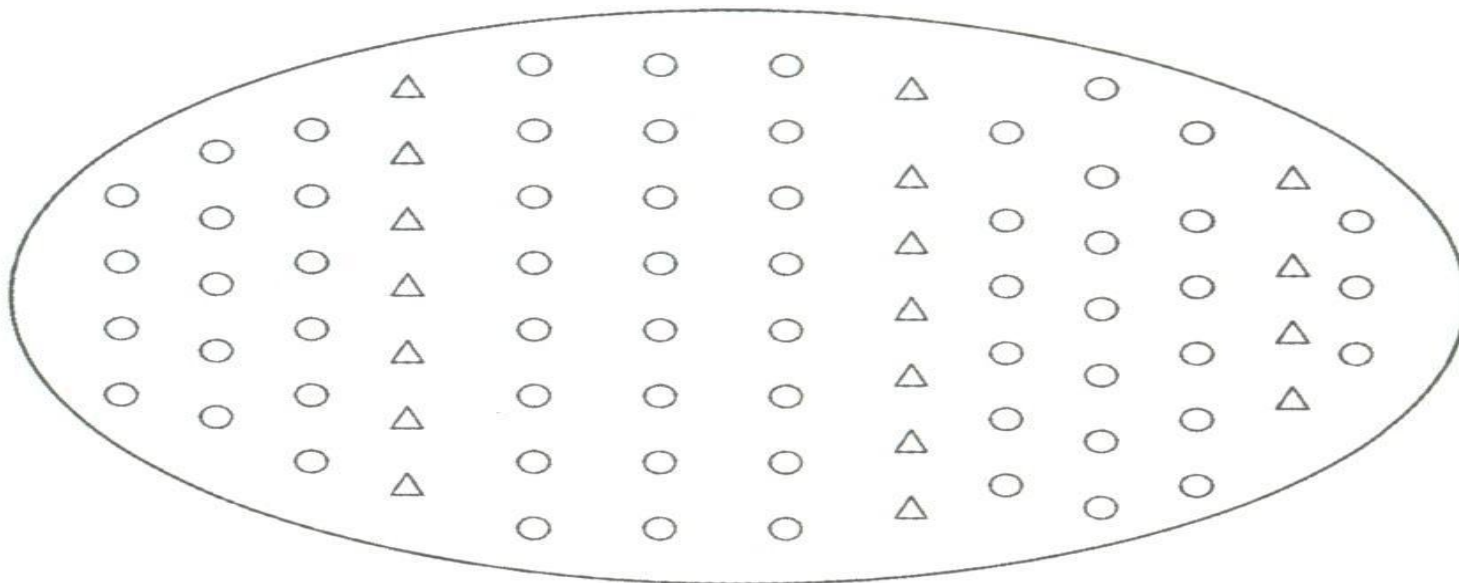
Контур нефтеносности: 1 - внешний, 2 - внутренний; скважины: 3 - нагнетательные, 4 - добывающие.

Внутриконтурное заводнение

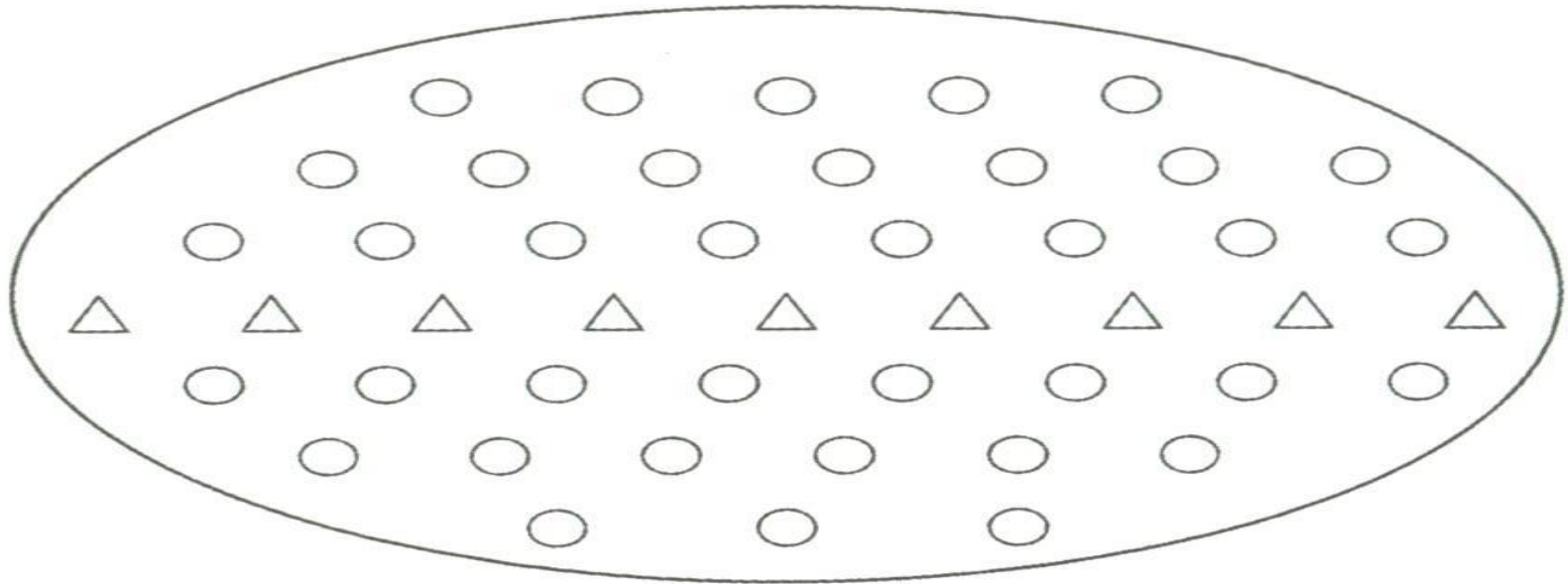
может быть реализовано с
разрезанием и без разрезания на
отдельные площади

НС бурят в зонах с улучшенными
ФЕС

Залежь разрезается на отдельные площади (полосы, кольца) рядами нагнетательных скважин (на больших оконтуренных месторождениях с достаточно хорошо известным геологическим строением)



Осевое заводнение



частный случай разрезания рядами

Применяется для узких, полосообразных месторождений

Ряд разрезает месторождение по оси. Проектные НС на начальной стадии работают как добывающие

Разновидности внутриконтурного заводнения

- Блочное заводнение**
- Избирательное заводнение**
- Очаговое заводнение**
- Площадное заводнение**

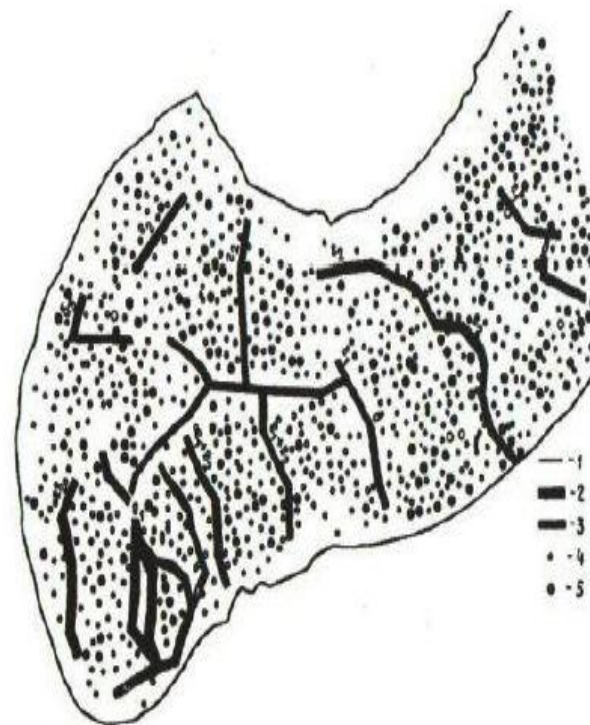
Блочное заводнение

для ЭО с умеренной неоднородностью строения при средней проницаемости более $(7-30) \cdot 10^{-3}$ мкм², при μ_n до 50-60 мПа·с

При большой площади нефтеносности многопластового ЭО блоки выделяют в зависимости от различия свойств пласта с помощью разрезающих рядов. **Каждый блок разрабатывается как самостоятельный объект разработки!**

При проектировании систем разработки с таким заводнением особое внимание следует уделять обоснованию ширины блоков (для обеспечения влияния нагнетания воды на весь блок, не допуская консервации внутренних частей)

Размер блока от 4 до 1,5 км в зависимости от гидропроводности. Уменьшение размеров блока повышает темпы выработки запасов благодаря увеличению перепада давления, что позволяет частично компенсировать пониженную продуктивность пластов



1 – начальная линия разрезания; 2 – дополнительная линия разрезания в начальной стадии; 3 – линия разрезания на блоки в поздней стадии на отдельные пласты: b_3 , v , r_1 , r_2 , r_1+r_2 ; 4 – добывающие скважины; 5 – дополнительные очаги заводнения в поздней стадии на отдельные пласты

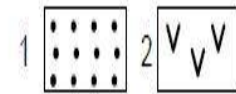
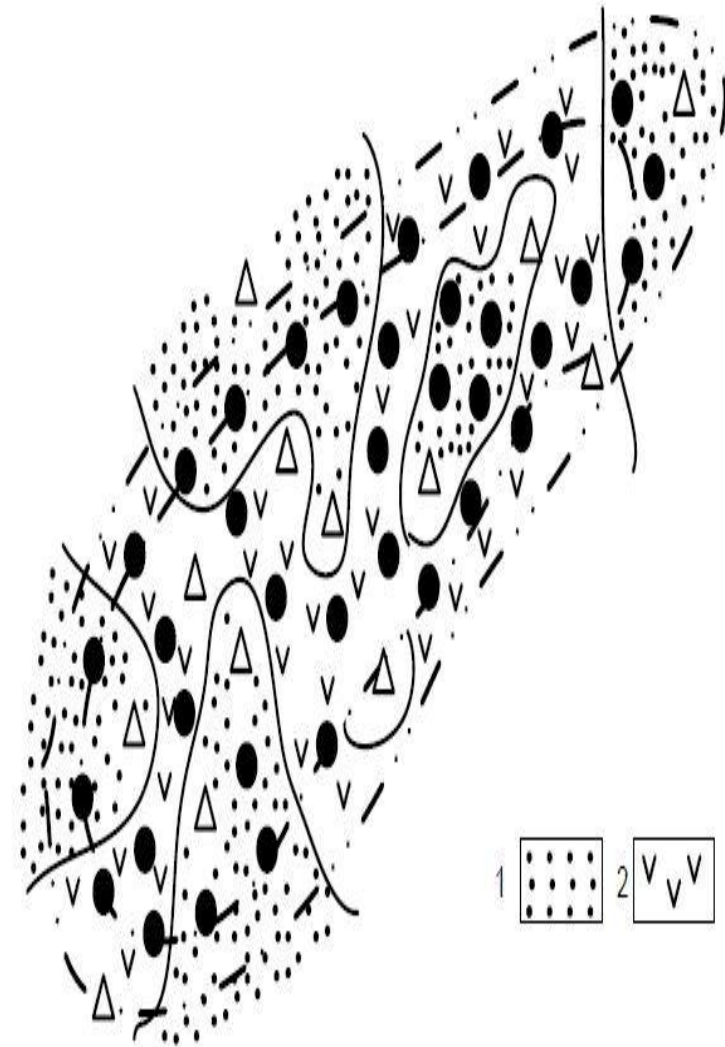
Избирательное заводнение

применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в наличии 2 или 3 разновидностей коллекторов разной продуктивности, распределенных неравномерно по площади

предусматривает выбор местоположения НС после разбуривания ЭО по равномерной сетке (с учетом детального изучения геологических особенностей участка, а также взаимосвязей между имеющимися на этом участке скважинами)

водоснабжение НС осложнено и дорогостояще

ИЗ применяется при разработке некоторых периферийных площадей девонской залежи нефти и залежей в каменноугольных отложениях Ромашкинского, других месторождений Татарстана, в Башкортостане



1 – зона пласта с высокой проницаемостью; 2 – зона пласта с низкой проницаемостью; Δ – нагнетательные скважины; \bullet – добывающие скважины

Очаговое заводнение создают на участках

1. не испытывающих влияние заводнения после освоения
2. не испытывающих влияние заводнения после освоения его основного вида
 - Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили (располагаются на заводненных участках объекта разработки)
 - Переводимая под закачку скважина должна дренировать хорошо проницаемый объем, иметь хорошую г/д связь с окружающими ДС

Источники водоснабжения

- **Подрусловые (грунтовые) и пластовые воды** (многообразие химического состава (минерализация 100-200 г/л), небольшое содержание ВЧ). **Можно закачивать без подготовки**
- **Воды поверхностных водоемов** (качество хуже, содержат большое КВЧ (глины, ила, песка), способны вызвать набухание глин, кроме морской воды) - **необходима подготовка**
- **Сточные воды** (83% пластовых, 12% пресных, 5% ливневых вод). Минерализация 15-3000 г/л, хорошие нефтewытесняющие свойства, но содержат большое количество эмульгированной нефти, ТВЧ, а также диоксида углерода и сероводорода - **необходима подготовка**

Система водоснабжения

зависит от источника и стадии РМ

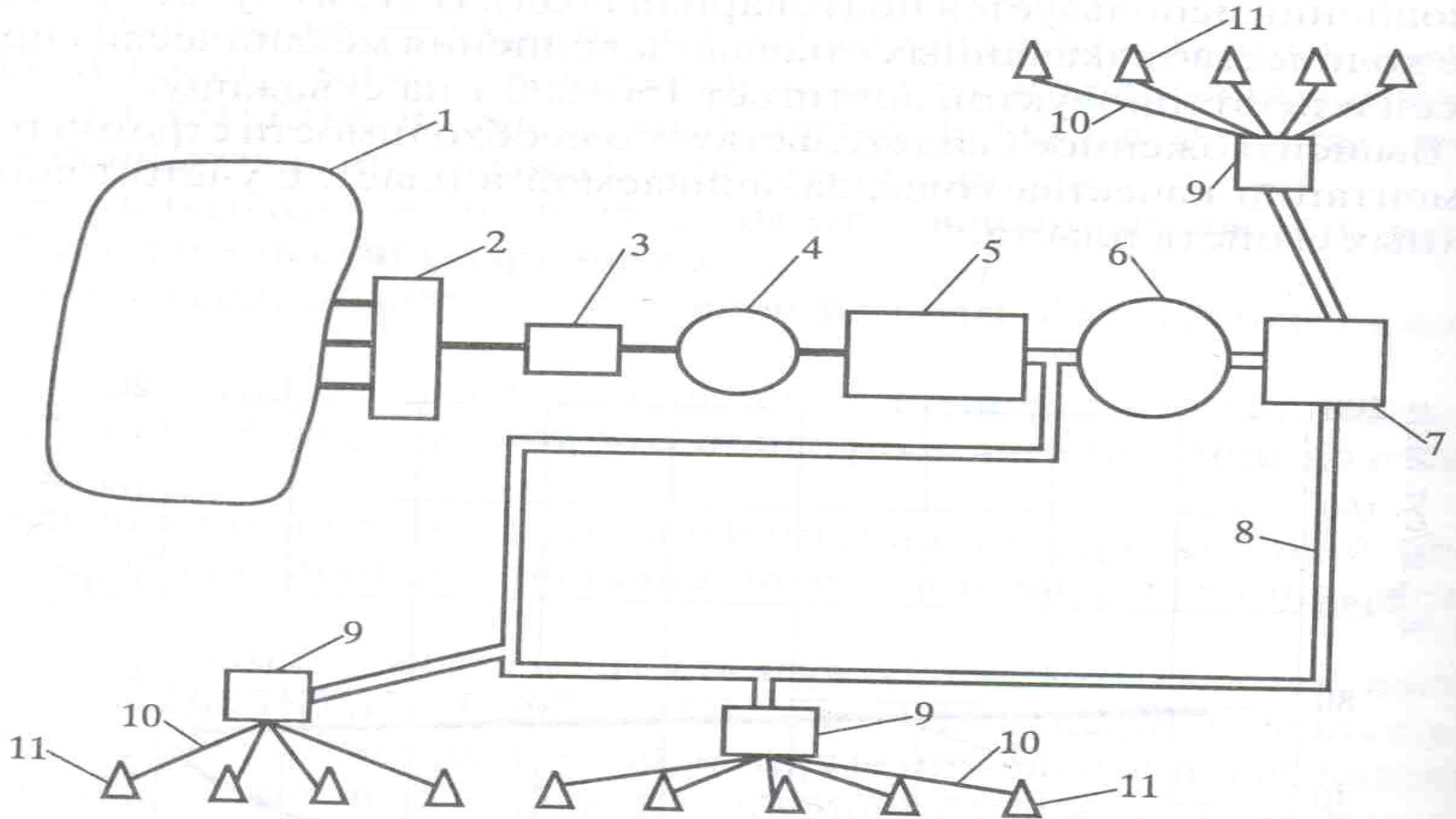
при применении системы ППД с начала РМ, объемы добычи воды примерно равны объему добычи нефти, приведенному к пластовым условиям

при обводнении ПС появляется попутная вода и потребность в воде из внешних источников водоснабжения снижается
(гибкость системы на различных этапах РМ с возможностью полной утилизации промышленных сточных вод)

Общие требования к закачиваемой воде

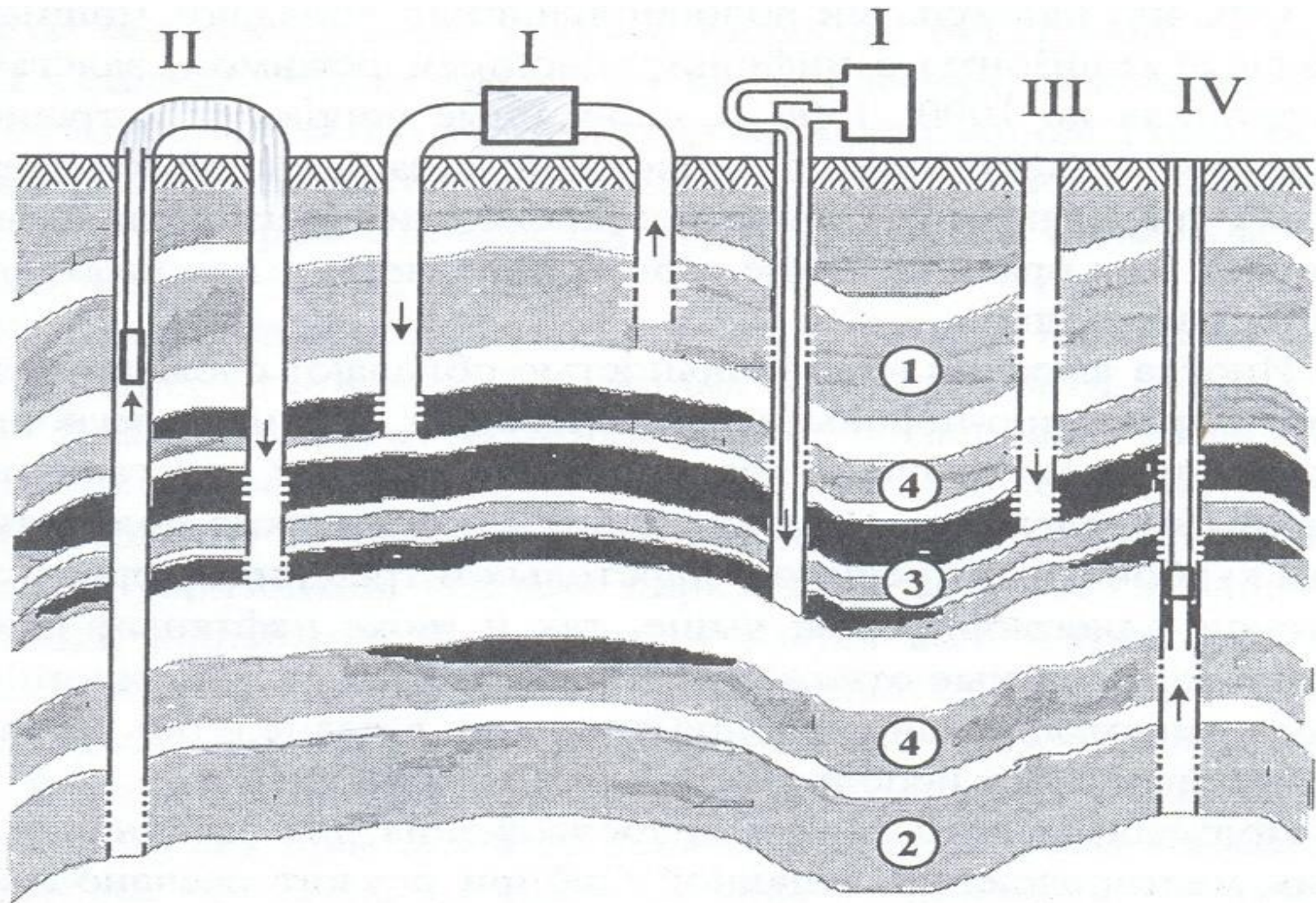
- 1) ограниченное содержание механических примесей (КВЧ) и соединений железа
- 2) отсутствие сероводорода и углекислоты с целью предотвращения коррозии оборудования
- 3) отсутствие органических примесей (бактерий, водорослей)
- 4) химическая совместимость с пластовой водой

КЛАССИЧЕСКАЯ СХЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ СИСТЕМЫ ППД с поверхностного водоема



- **1** – водоем; **2** – водозабор; **3** – насосная станция первого подъема; **4** – резервуары для неподготовленной воды; **5** – станция подготовки воды; **6** – резервуары для подготовленной воды; **7** – насосная станция второго подъема; **8** – распределительный водовод среднего давления; **9** – КНС; **10** – водовод высокого давления; **11** – нагнетательная скважина.

Расположение подземных вод в разрезе месторождения



- 1 – верхние, 2 – нижние (наиболее водообильные)
3 – промежуточные, 4 - законтурные, контурные и подошвенные
I, II - МСП, III, IV - ВСП

Схема «прямая закачка» на одну скважину с ЭЦН

1 – ВЗС; 2 – ЭЦН; 3 – НС; 4 – расходомер; 5 – пакер; 6 – АКЖ

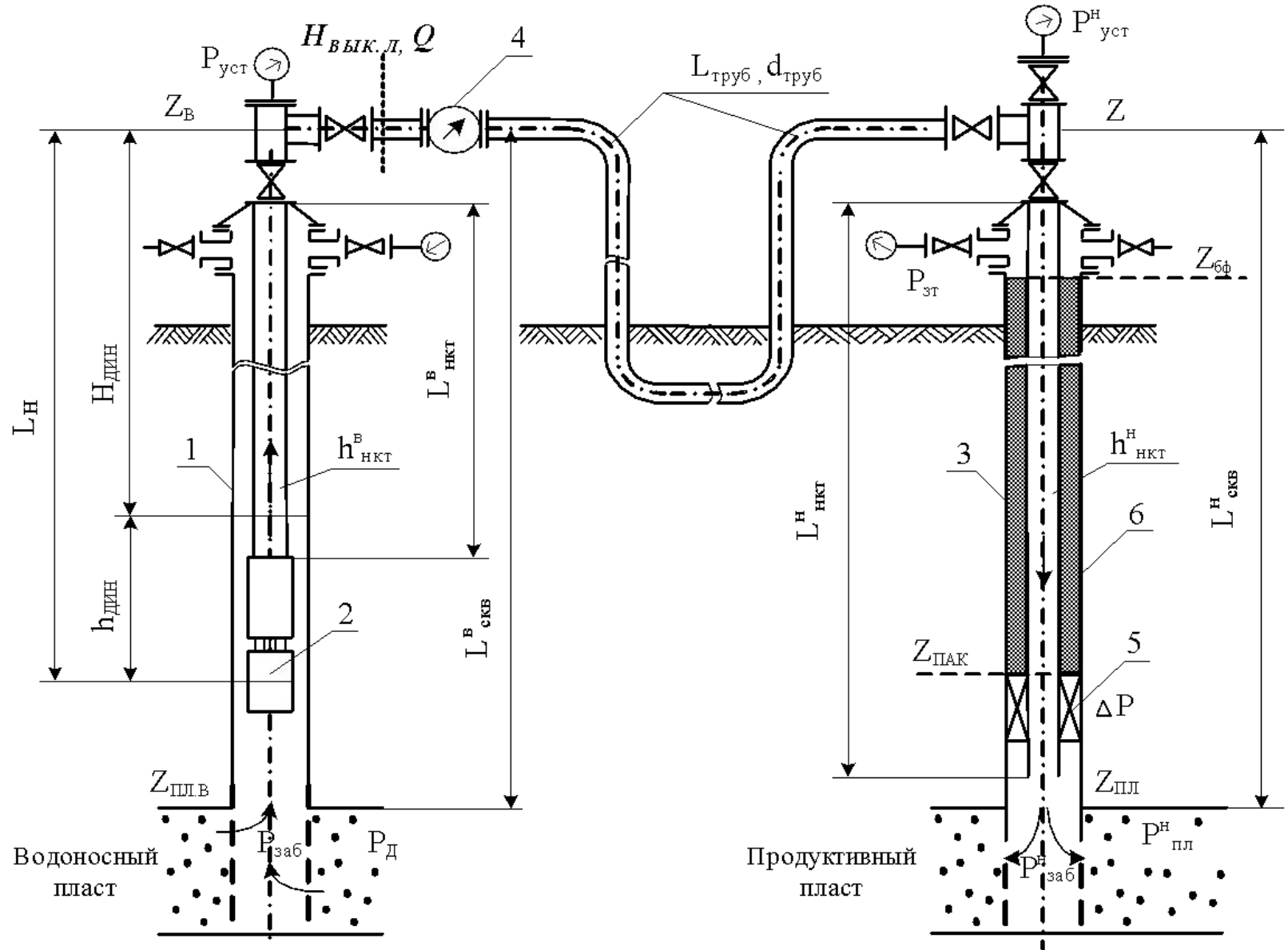
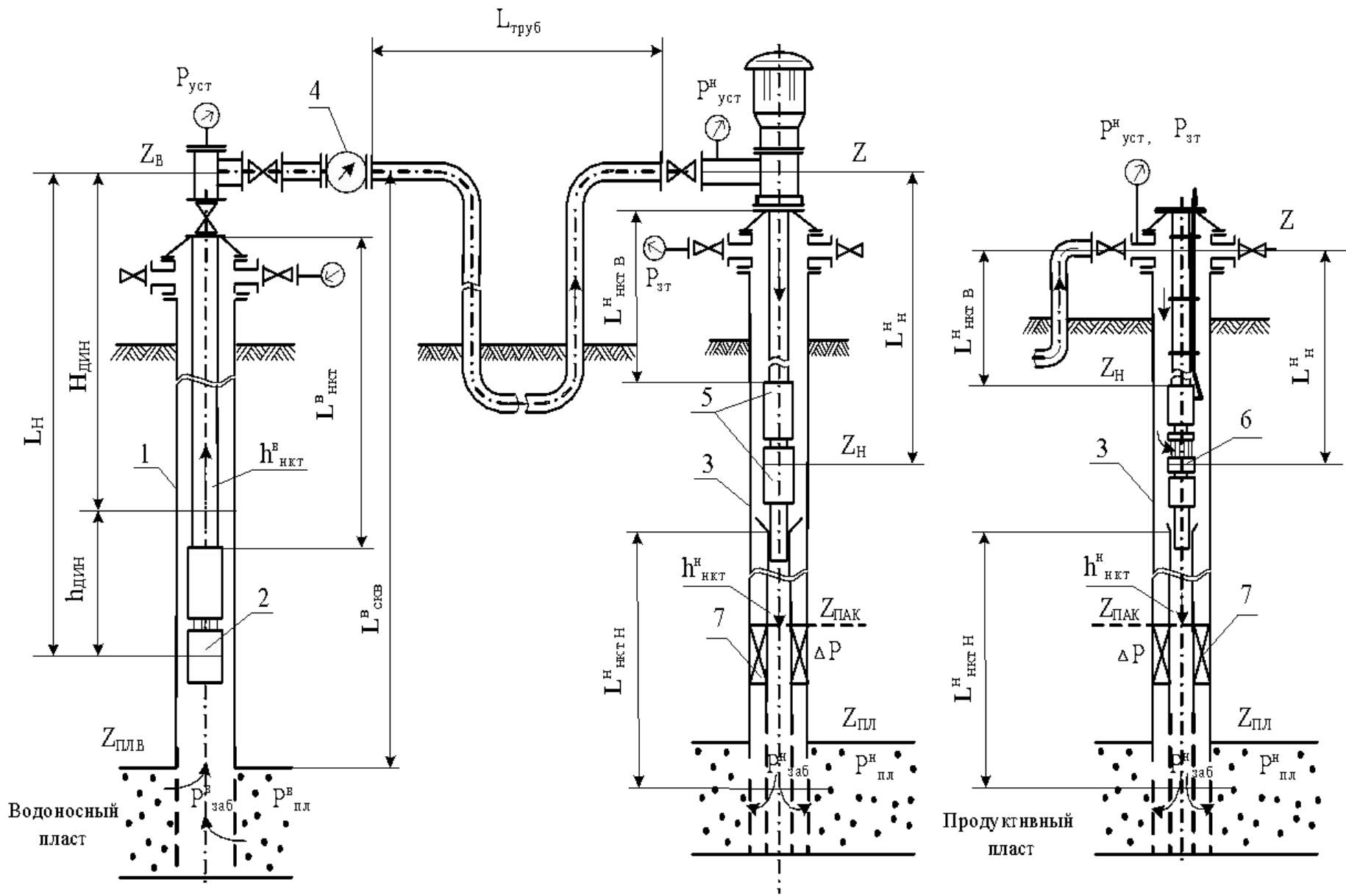


Схема МСП – ППД с дожимным насосом на НС

1 – ВЗС; 2- ЭЦН; 3 – НС; 4 – расходомер; 5 – насосная установка УНЦВ; 6 - УЭЦНАВ; 7 - пакер



Особенности разработки газовых месторождений обусловлены **существенно** меньшей вязкостью и плотностью газа по сравнению с нефтью и значительной сжимаемостью. Вследствие малой плотности забойное давление близко к устьевому и приток газа возможен при пластовом давлении близком к атмосферному

- Темп отбора газа, в зависимости от размера залежи и геологических условий в пределах 5 – 10 % и > от НИЗ
- Схему размещения скважин выбирают в зависимости от формы залежи в виде прямолинейных цепочек или круговых батарей. В первую очередь скважины размещают в наиболее продуктивных пластах (наибольшая высота, наилучшая проницаемость и т.п.)
- Газ очень подвижен и число скважин на площади существенно зависит от диаметра эксплуатационных колон
- Разработка газовых залежей ведется при режимах газовом и водонапорном
- При водонапорном режиме в процессе отбора газа давление в залежи снижается, и пластовая вода внедряется в насыщенный газом объем, компенсируя ↓ давления. Но в занимаемых водой зонах остается 15 – 30 % защемленного газа, что приводит к снижению конечной газоотдачи

Залежи газа, содержащие растворенные жидкие у/в, называются **газоконденсатными**

В области T и P выше критических в многокомпонентных у/в наблюдаются процессы обратных конденсаций и испарений

Конденсация – переход вещества из газообразного состояния в жидкое или твердое состояние. Конденсация возможна только при температуре ниже критической

Сущность обратных процессов объясняется возрастанием коэффициента сжимаемости газовой смеси и увеличения летучести ее компонентов при повышении давления. При этом тяжелые компоненты растворяются в массе более легких газообразных компонентов

P , при котором выпадает наибольшее количество конденсата, называют давлением максимальной конденсации. Конденсат из жирного газа имеет относительную плотность 0.6 – 0.8, температуру

Конденсат может выделяться как на поверхности из добытого газа, так и в пласте при ↓ давления. Для предотвращения выделения конденсата в пласте, когда конденсат впитывается породой и остается в ней, ГКМ должно разрабатываться с ППД (обратная закачка в пласт переработанного сухого газа (сайклинг-процесс) и заводнение залежи) Газ с конденсатом из скважины поступает в конденсатную установку, в которой выделяются жидкие компоненты. Затем сухой газ сжимается в компрессорах до соответствующего давления и нагнетается обратно в пласт

Заводнение залежи позволяет отбирать газ и конденсат одновременно, но при этом в заводненной части пласта остается остаточный газ, возможно образование целиков газа и конденсата, что снижает общую отдачу углеводородов

Если в залежи ППД не осуществляют, то разработка ведется на режиме истощения. Такая технология ускоряет и удешевляет процесс разработки, но при этом теряется 40 – 50 % тяжелых углеводородов.

Отношение количества добытого газа к количеству полученного конденсата, улавливаемого в сепараторах, называют газоконденсатным фактором