

# Тепловые методы увеличения нефтеотдачи



# План

- 1 Введение
- 2 Паротепловое воздействие
- 3 Внутрипластовое горение
- 4 Вытеснение нефти горячей водой
- 5 Пароциклическая обработка


# Паротепловое воздействие на пласт




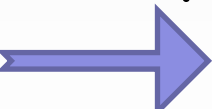


## С повышением температуры:

- ❖ уменьшение вязкости нефти и воды;
  - ❖ подвижность нефти и воды;
- Главная причина использования:
- ❖ для роста нефтеотдачи пластов, (содержащих нефть увеличенной вязкости).

При закачке в пласт горячей воды или водяного пара: испаряются легкие фракции углеводородов и переносятся потоками пара и воды по пласту к забоям добывающих скважин.



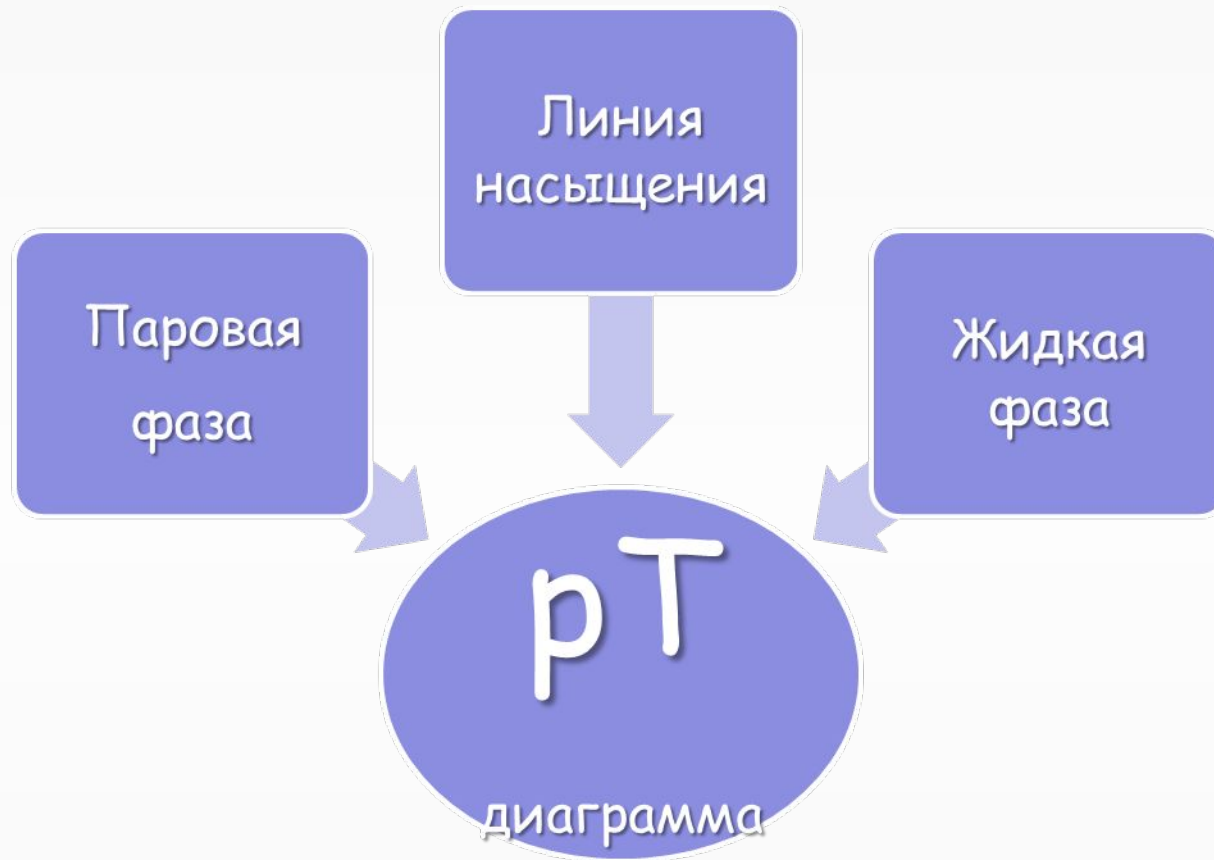
Горячая вода и пар  парогенератор   
высокое давление  закачивание в  
пласт через нагнетательные скважины  
(специальная конструкция  специальное  
оборудование)  работа в условиях  
высоких температур и давлений.

# ▶▶▶ Важно знать!!!


Термодинамическое состояние воды:

1. жидкое,
2. в виде пара,
3. в виде смеси воды и пара,
4. в закритическом состоянии.

# Узнать это можно с помощью рТ- диаграммы для воды!!!



**Для воды :  $r_{кр}=22,12$  МПа,  $T_{кр} = 647,3$  К.**


- 
- ❖ Если точка находится на линии насыщения, то вода пребывает одновременно и в парообразном и в жидком состояниях.  $\equiv$
  - ❖ Пар насыщенный, если  $P$  и  $T$  пара  $P$  и  $T$  на линии насыщения;

Состояние воды :

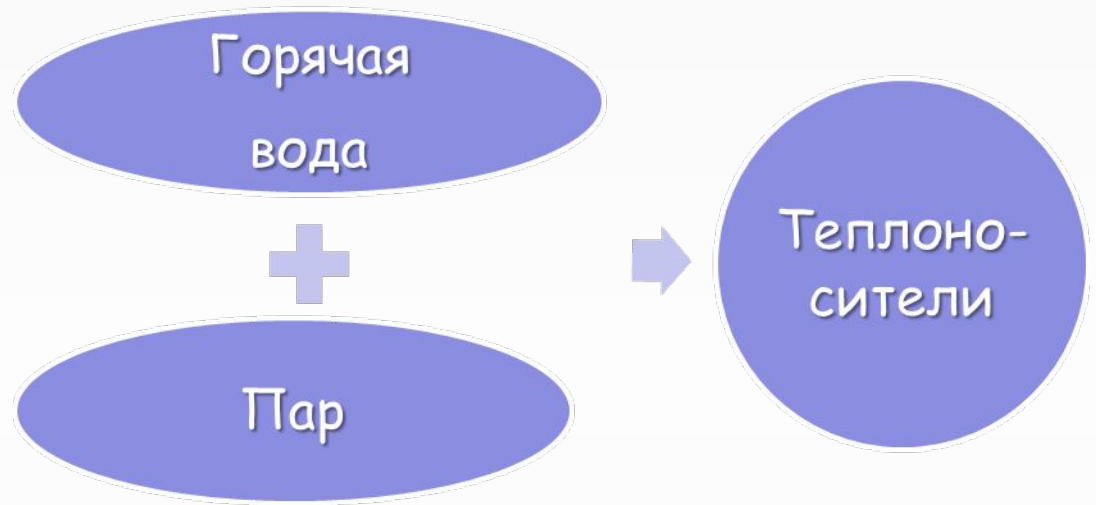
- ❖ над линией насыщения - только жидкое,
- ❖ под нею — только в виде перегретого пара.

$$M_p / (M_a + M_b) = x. \text{ (сухость пара )}$$



Важная характеристика процесса  пластовая температура и ее распределение.

Теплоносители - закачиваемыми в нефтяные пласты в промышленных масштабах.




## Температурное поле при закачке

- ❖ горячая вода закачивается в нефтяной пласт с начальной  $T_{пл}$  и  $sH_{ост} = const$ ;
- ❖ в прямолинейный однородный пласт закачивается горячая вода с температурой  $T$  и расходом  $q$ ;
- ❖ на входе в пласт постоянно поддерживается перепад температур;
- ❖ учитывать уход тепла по вертикали в его кровлю и подошву.

# Задача расчета температурного поля в пласте

- ❖ интеграл Дюамеля( для переменной температуры );
- ❖ задача Поверье(с использованием преобразования Лапласа)

- 
- ❖ использования тепловых методов позволяют эффективно извлекать из недр нефть высокой вязкости.
  - ❖ долгое время тепловые методы считались малоперспективными вследствие их высокой энергоемкости.
  - ❖ на каждые 2—3 т водяного пара, закачанного в призабойную зону нефтяной скважины с целью ее глубокой тепловой обработки, можно получить дополнительно 1 т нефти.
  - ❖ повышению перспективности тепловых методов способствовали познание механизма внутрипластового горения, изучение сухого и создание влажного внутрипластового горения, открывающие новые возможности повышения нефтеотдачи пластов.

# Внутрипластовое горение



# ▶▶▶ Процесс внутрипластового горения (ВГ)

способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов

основан на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти в пластовых условиях при нагнетании окислителя с поверхности

сложное, быстро протекающее превращение, сопровождаемое выделением теплоты

используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа·с

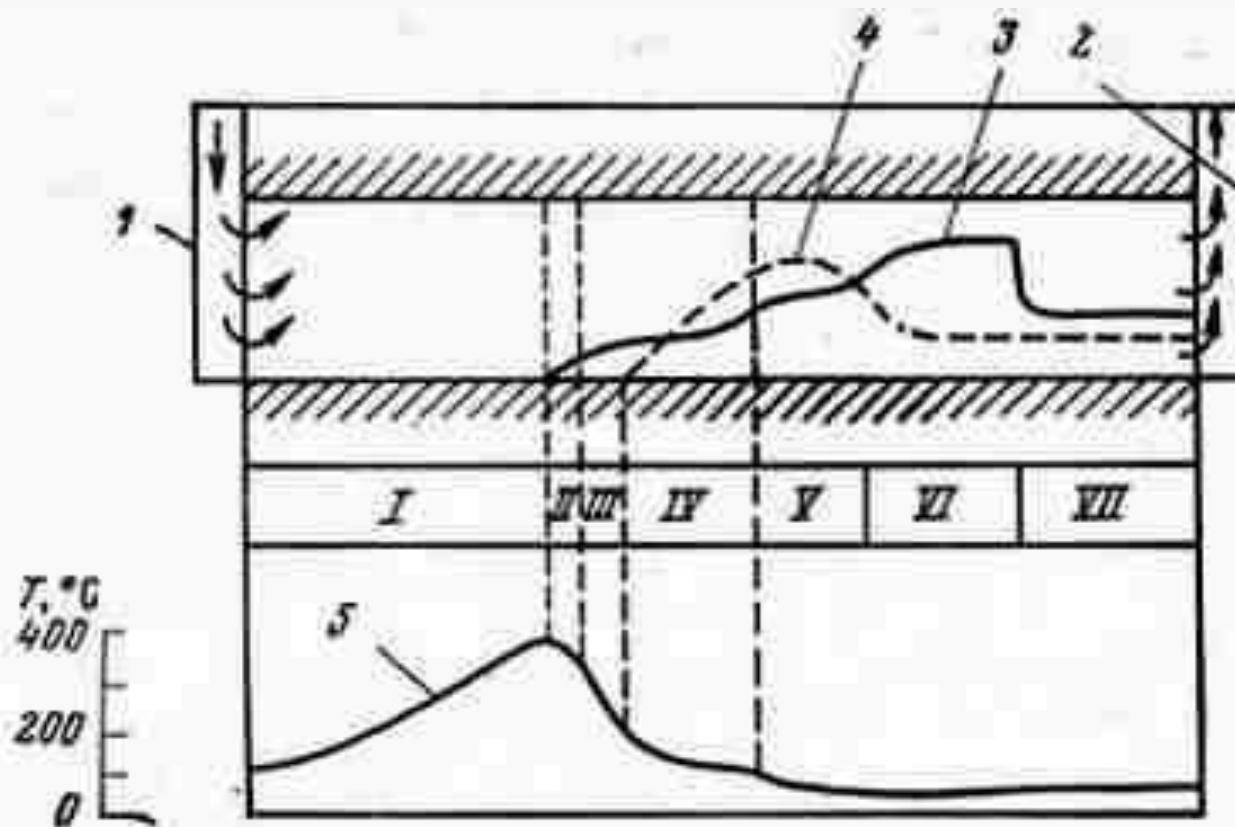
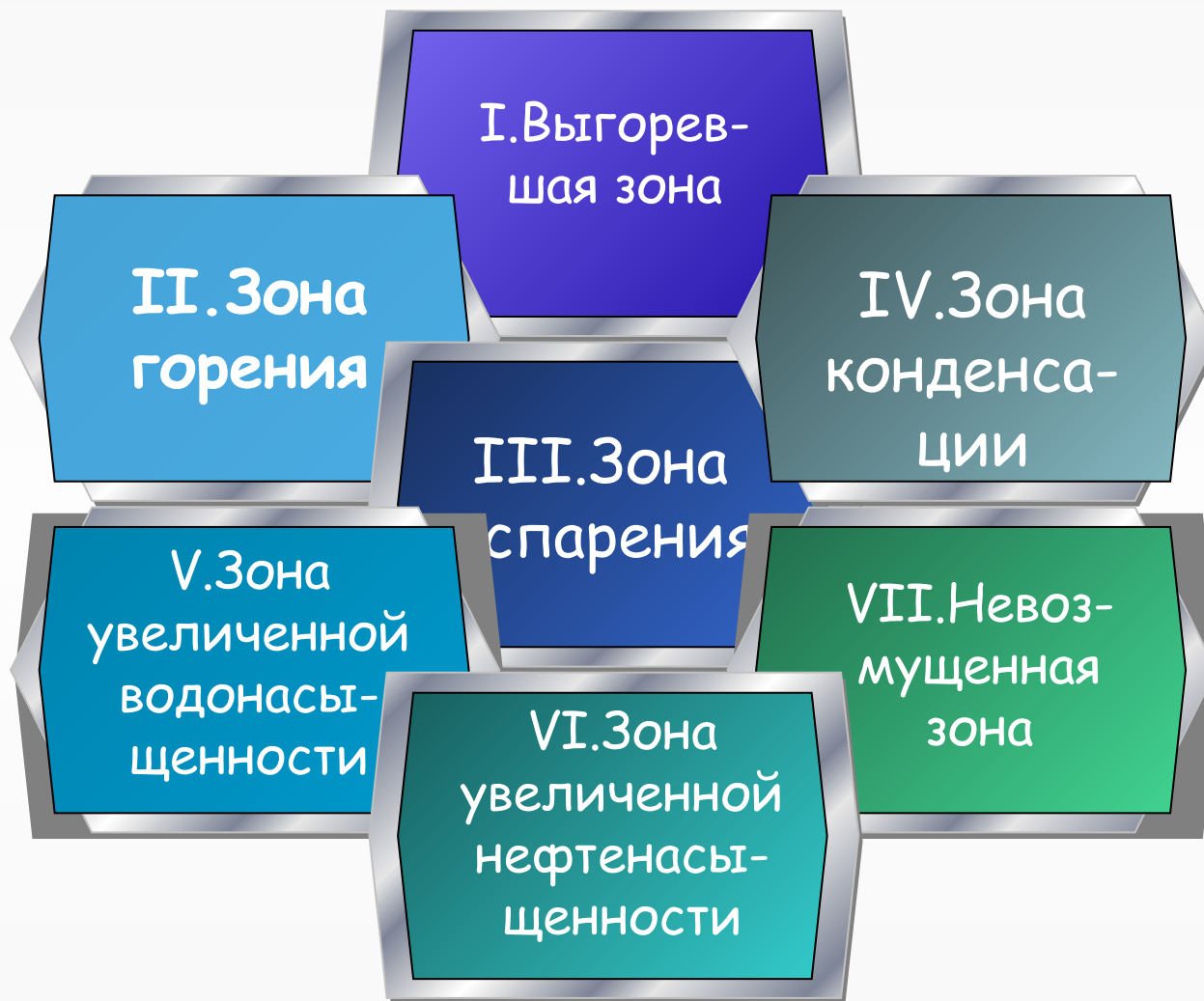


Рис. 3.18. Схема внутрипластового горения:

- 1 - нагнетательная скважина (воздух); 2 - добывающая скважина;
- 3 - распределение нефтенасыщенности;
- 4 - распределение водонасыщенности;
- 5 - распределение температуры

# Зоны при ВГ





## Процесс ВГ

### **Прямоточный.**

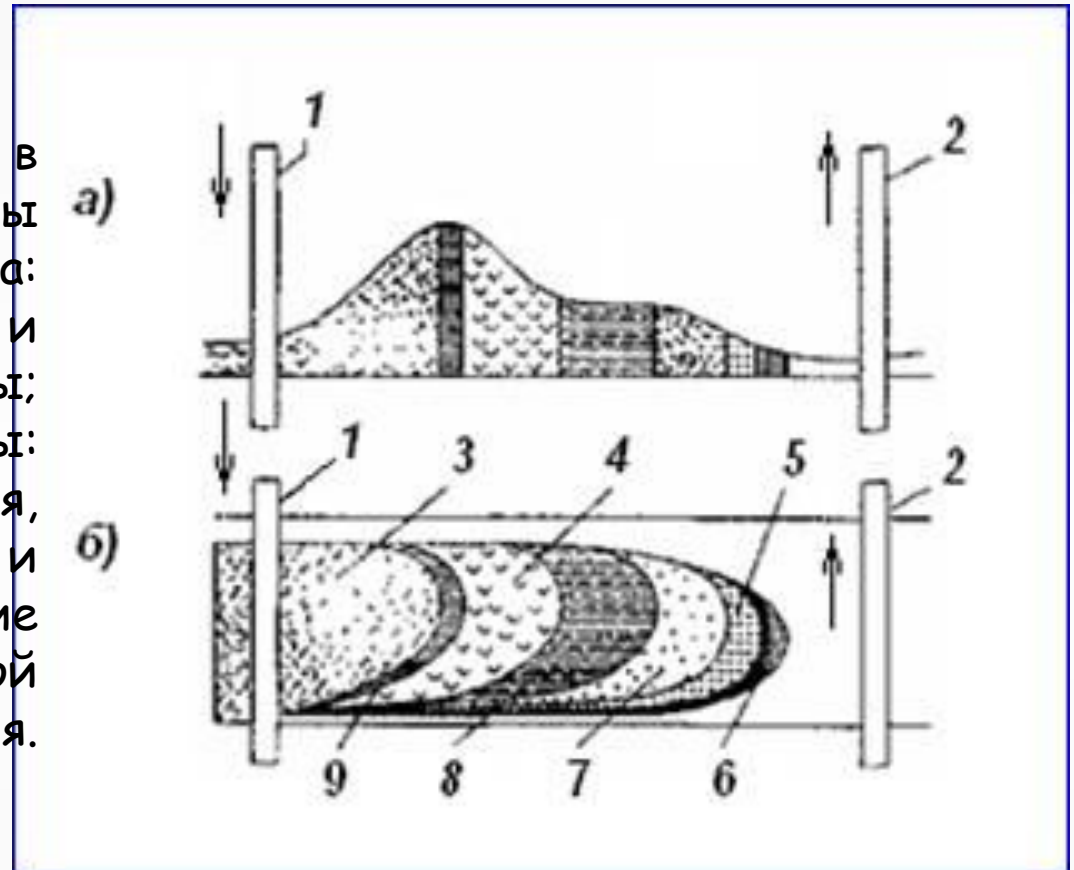
Очаг горения перемещается по пласту в направлении нагнетаемого воздуха, т.е. от нагнетательной скважины к окружающим эксплуатационным. В этом случае пласт разжигается со стороны нагнетательной скважины.

### **Противоточный.**

Очаг горения перемещается по пласту в направлении, противоположном нагнетаемому воздуху, т.е. от эксплуатационных скважин к нагнетательной.

# Схема прямоточного процесса

а - температурные зоны в пласте, б - зоны распространения процесса:  
1,2 - нагнетательная и добывающая скважины;  
3,4,7,8 - зоны: соответственно выжженная, испарения, конденсации и пара; 5 - легкие углеводороды; 6 - нефтяной вал; 9 - фронт горения.

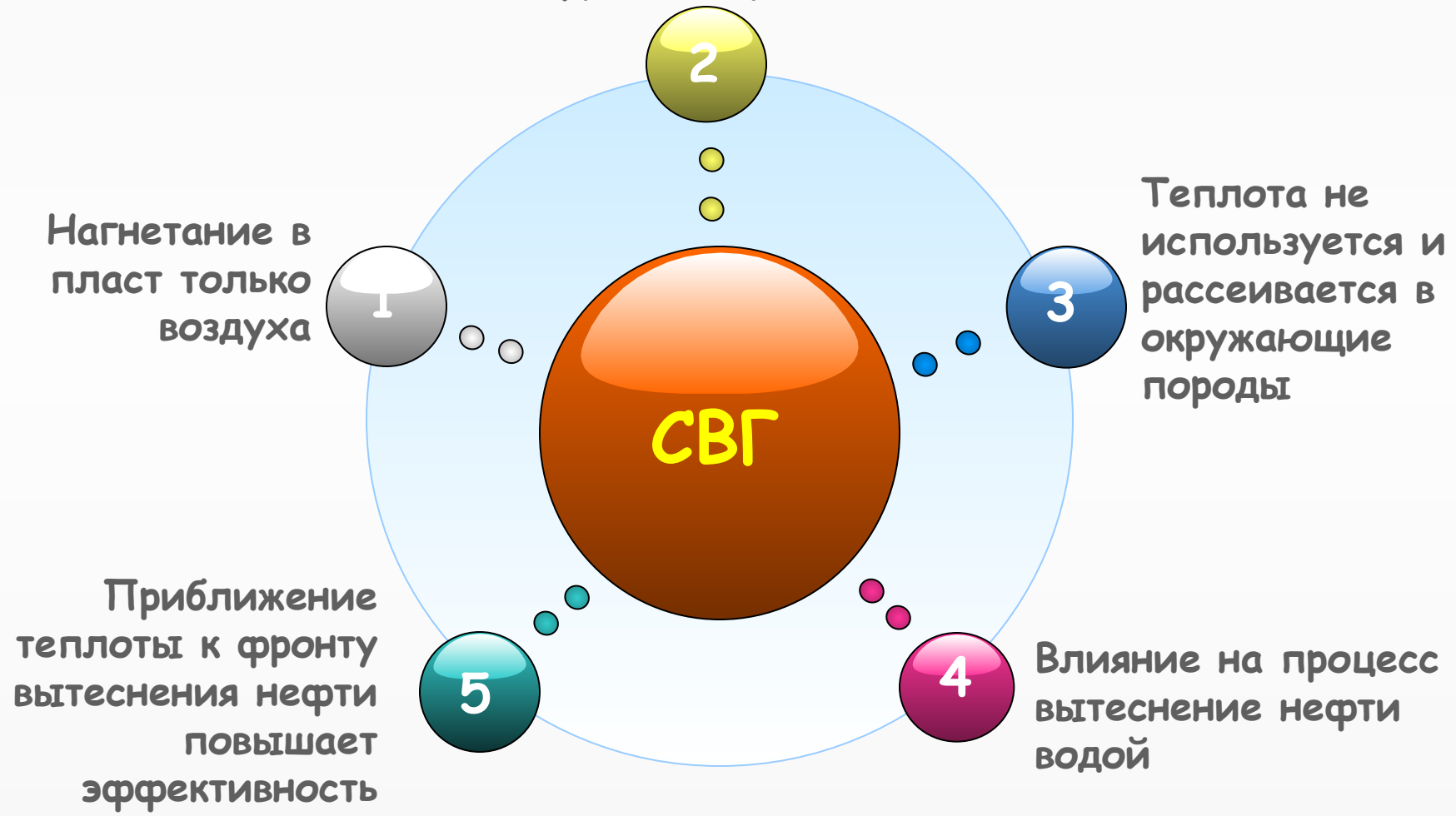


## Кроме того...

Различают:

- ❖ Сухое (СВГ);
- ❖ Влажное (ВВГ);
- ❖ Сверхвлажное (СВВГ) внутрипластовое горение

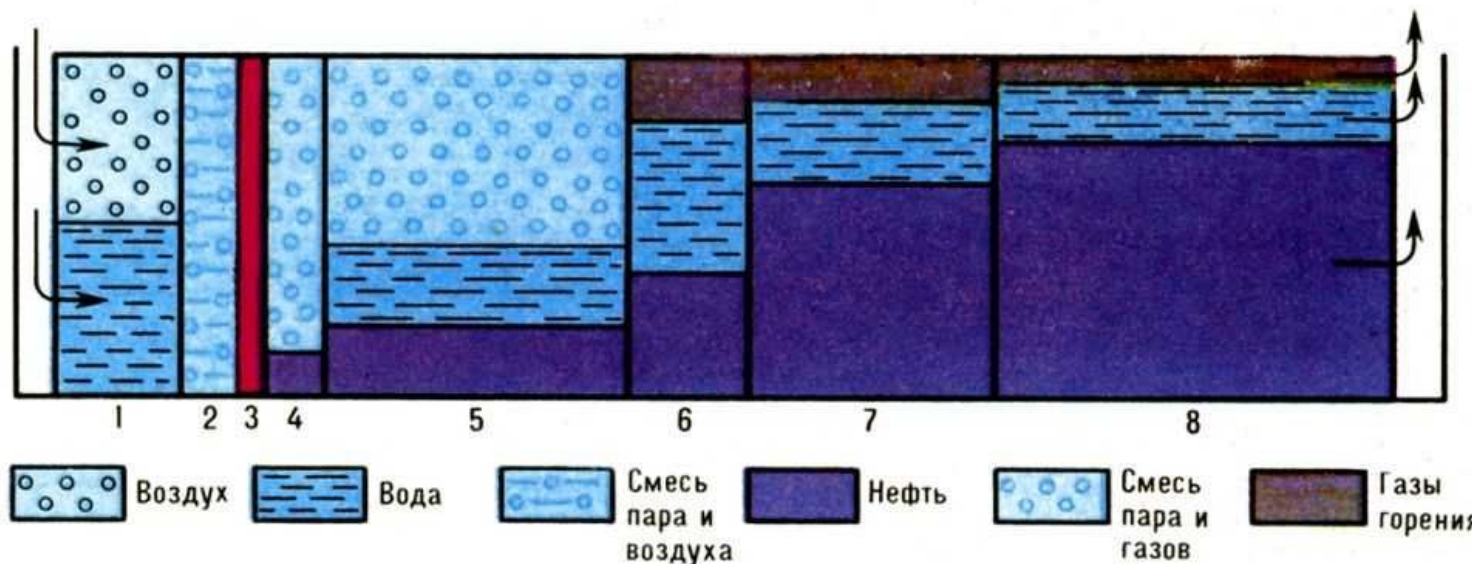
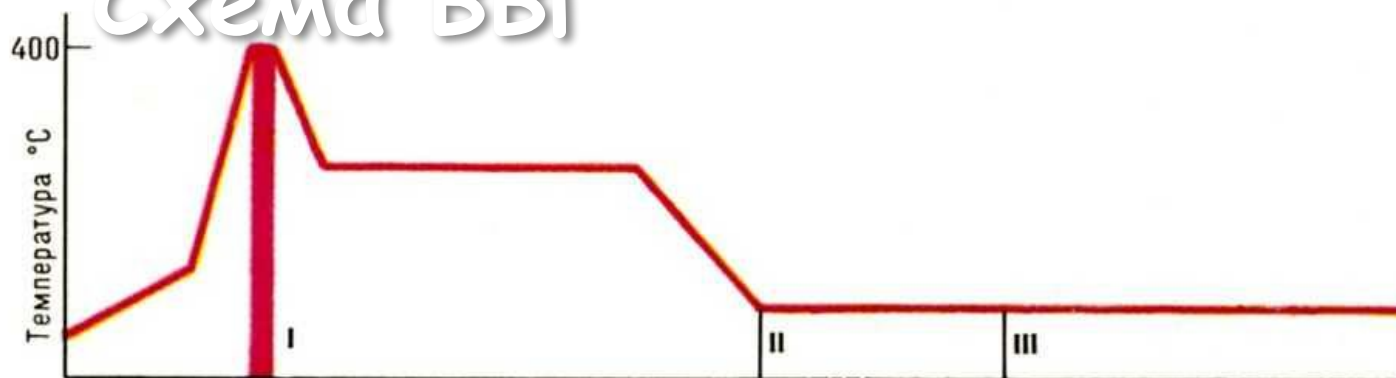
Отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения



- ❖ в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода;
- ❖ вода, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется;
- ❖ увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения;
- ❖ развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

# Схема ВВГ

# 2



1 - зона фильтрации закачиваемой воды и воздуха; 2, 4 - зоны перегретого пара; 3 - фронт горения; 5 - зона насыщенного пара; 6, 7 - зоны вытеснения горячей водой и водой при пластовой температуре (соответственно); 8 - зона фильтрации; I - фронт горения; II - тепловой фронт; III - фронт вытеснения.

- ❖ осуществляется при увеличении водовоздушного соотношения в закачиваемой смеси воды и воздуха или в сочетании с заводнением;
- ❖ исчезает зона перегретого пара, и температура в зоне реакции существенно снижается;
- ❖ процесс высокотемпературного окисления (горения) переходит в процесс низкотемпературного окисления остаточного топлива.

Утилизация кислорода ↑

Коэффициент использования топлива при достаточно высоком ВВО

≪ ≪ 1

СВВГ → 200-250°C

СВГ и ВВГ → 400-600°C



# Вытеснение нефти горячей водой



## ▶▶▶ Вытеснение нефти горячей водой

- ❖ Вытеснение нефти горячей водой – один из наиболее эффективных методов МТН;
- ❖ Процесс – в пласт нагнетается горячая вода;
- ❖ Теплоноситель теряет температуру на пути к продуктивному пласту;
- ❖ Зона остывшей воды;
- ❖ Новые порции теплоносителя.

# ▶▶▶ Процессы при нагнетании горячей воды в пласт

- ❖ Понижение вязкости нефти;
- ❖ Изменение молекулярно-поверхностных сил;
- ❖ Расширение нефти и горных пород;
- ❖ Улучшение смачивающих свойств воды;
- ❖ Уменьшение фильтрационных сопротивлений пласта;
- ❖ Интенсификация капиллярных процессов.

# ▶▶▶ Приближенными методами расчета нефтеотдачи

- ❖ Учитываются только зависимость вязкости нефти и воды от температуры.

По расчетным данным при нагнетании горячей воды ( $t = 170^\circ \text{C}$ ):

- ❖ начальная вязкость нефти (250—300 мПа·с);  
прирост нефтеотдачи достигает 16—17%;
- ❖ продолжительность процесса не менее 8—10 лет.
- ❖ для вязкости 151 и 32,6 мПа·с соответствующие приросты нефтеотдачи составят 8—11 и 4—5%.

## Обработка ПЗП горячей нефтью

- ❖ Теплоноситель - нагретая сырая нефть, конденсат(газолин), керосин и дизельное топливо;
- ❖ Для обработки ПЗП требуется 15-30 м<sup>3</sup> теплоносителя, нагретые до 90-95 °С в паропередвижных или электронагревательных установках;

# Технология обработки горячей нефтью

ПЗП прогревается при:

- ❖ Циркуляции теплоносителя;
- ❖ Продавливания теплоносителя в пласт.

# Циркуляция теплоносителя

- ❖ Теплоноситель закачивается через затрубное пространство;

## Достоинства:

- ❖ Часть парафина на стенках эксплуатационной колонны и парафино-асфальто-смолистые вещества на забое растворяются и вытесняются до приема насоса;
- ❖ Способ не требует остановки скважины;

## Недостатки:

- Сопровождается с большим расходом тепла на нагрев эксплуатационной колонны;
- Не оказывает должного теплового воздействия на пласт.

# ▶▶▶ Продавка теплоносителя в пласт

- ❖ Извлекается подземное оборудование;
- ❖ Спуск НКТ - по ним продавливают теплоноситель;
- ❖ Спуск глубинного насоса - откачка жидкости из пласта.

## Недостатки:

- Остановка скважины;
- Привлечение к работе бригады подземного ремонта;

## Достоинство:

- ❖ Эффективность метода выше.



## ▶▶▶ Обработка ПЗП паром

- ❖ Периодическая циклическая обработка - периодическое нагнетание в пласт насыщенного сухого пара;

# Условие применения данного метода

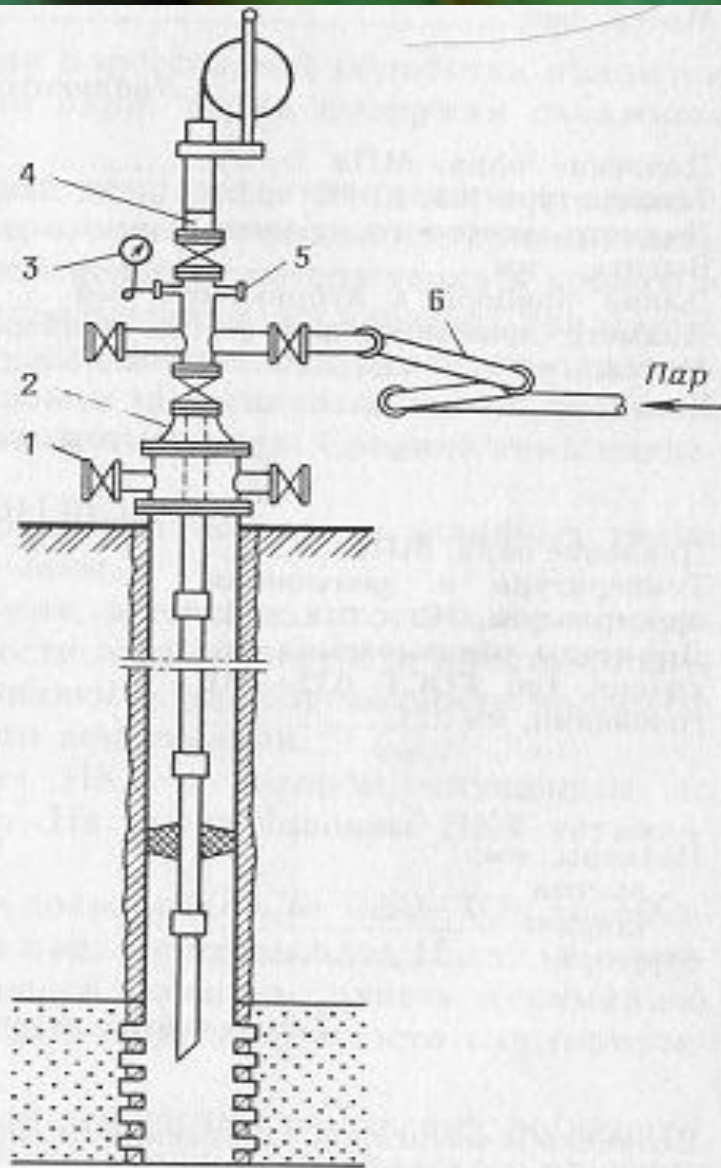
- ❖ Глубина залегания продуктивного пласта - 1500м;
- ❖ Вязкость пластовой нефти - более 50 мПа\*с;
- ❖ Маловязкая нефть, но с содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ более 4%;
- ❖ Степень снижения нефтепроницаемости призабойной зоны не менее 1,5 относительно удаленной зоны пласта;
- ❖ Радиус зоны отложений перечисленных веществ в пласте не менее 1 м.

## Условие применения данного метода

- ❖ Толщина и пористость пласта 5м и 5%;
- ❖ Пластовое давление в 1,5-1,7 раза ниже рабочего давления парогенераторной установки;
- ❖ Обводненность - 60%;
- ❖ Содержание мех.примесей в продукции - не более 5%;
- ❖ Коллектор - прочный, с малым содержанием глинистых пропластков;
- ❖ Герметичная эксплуатационная колонна;
- ❖ Герметичное цементное кольцо за колонной.

## Техника и оборудование пр паротепловой обработке

- ❖ Парогенераторные установки;
- ❖ Устьевая арматура;
- ❖ Лубрикатор;
- ❖ Головка колонная ГКС;
- ❖ Термостойкие пакеры;
- ❖ Скважинные компенсаторы.



**Рис. 24. Схема обвязки устья скважины при паротепловой обработке:**

1 — колонная головка; 2 — устьевая арматура; 3 — манометр; 4 — лубрикатор; 5 — карман для термопары или термометра; 6 — шарнирный компенсатор

# ▶▶▶ Парогенераторная Установка

- ❖ Предназначена для выработки пара;
- ❖ Котлоагрегаты установки работают на природном газе или жидком топливе;
- ❖ Сырую воду осветляют и обессоливают перед подачей в котел.

# Устьевая арматура

- ❖ Служит для обвязки устья скважины с паропроводом и установки на нем лубрикатора;
- ❖ Возможность производить паротепловую обработку пласта при высоких температурах.

## Колонная головка

Возникают следующие проблемы:

- ❖ Удлинение обсадных колонн и НКТ;
- ❖ Нарушение герметичности устьевого арматуры;
- ❖ Разрушение цементного кольца.

Колонная головка герметизирует межколонное пространство.



# ▶▶▶ Лубрикатор и Шарнирные устройства

- ❖ Замер температуры и давления в НКТ и у устья скважины термометром и манометром - лубрикатор;
- ❖ Компенсация температурных удлинений эксплуатационной колонны, НКТ и подводящего трубопровода - шарнирные устройства.

# Термостойкие пакеры

- ❖ Изоляция затрубного пространства в скважине от нагнетаемого пара - термостойкие пакеры;

## Основные параметры технологии паротепловой обработки

- ❖ Темп нагнетания пара - максимально возможный, в зависимости от производительности парогенераторной установки и приемистости скважины, 2-5 т/ч;
- ❖ Продолжительность обработки;
- ❖ Время выдержки скважины - 2-3 сут. Цель - обеспечение передачи тепла в глубь пласта.

## Преимущества циклической паротепловой обработки

- ❖ Высокие дебиты нефти после обработки - увеличение в 2-3 раза;
- ❖ Меньшие потери тепла по стволу скважины, в кровлю и подошву пласта;
- ❖ Меньшая степень нагрева эксплуатационной колонны.
- ❖ Продолжительность работы скважины или технологический эффект - 2-3 месяца.

# Недостатки циклической паротепловой обработки

- ❖ Периодичность;
- ❖ Снижение дебита при последующих обработках;
- ❖ Трудности контроля за изменением температуры на забое скважины;
- ❖ Большие затраты времени на СТО;
- ❖ Необходимость специального оборудования.

**Благодарим за  
внимание!!!**

